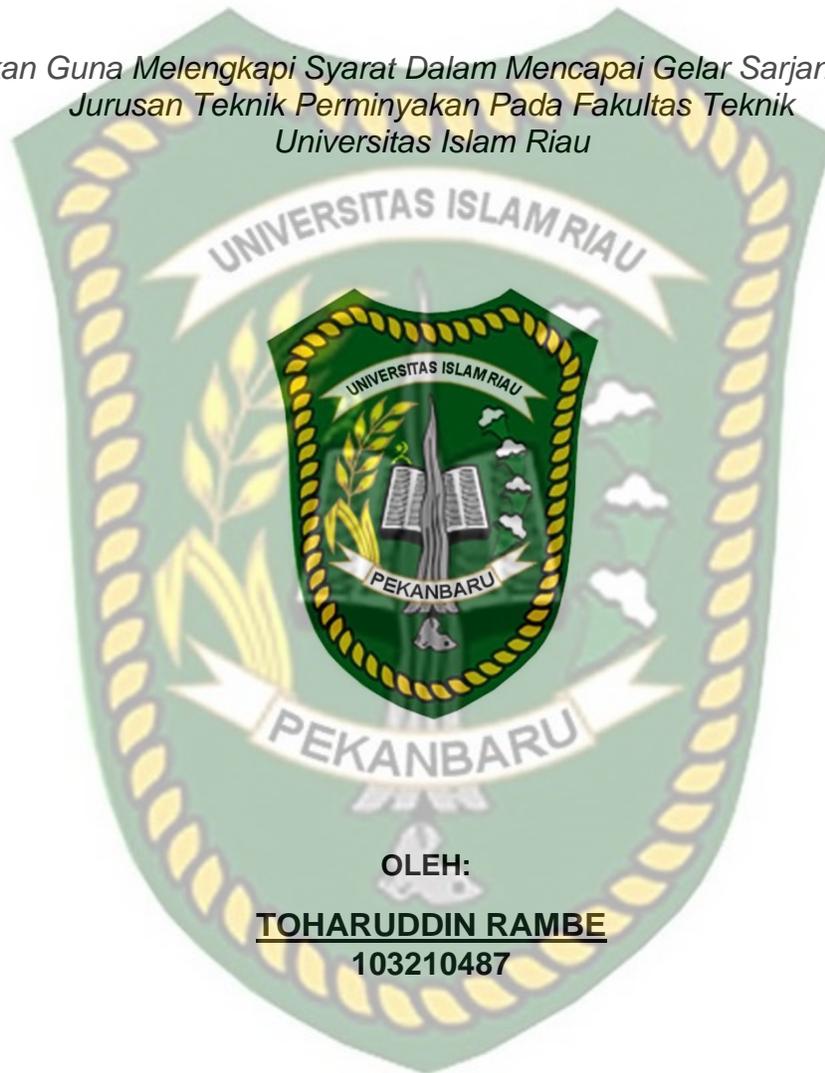


EVALUASI PEREKAHAN HIDRAULIC MENGGUNAKAN PROPPANT CARBOLITE DI LAPANGAN X TIGHT RESERVOIR PADA SUMUR T1 DAN 2

TUGAS AKHIR

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



OLEH:

TOHARUDDIN RAMBE
103210487

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2015

LEMBAR PENGESAHAN

EVALUASI PEREKAHAN HIDRAULIK DENGAN MENGGUNAKAN
PROPPANT CARBOLITE DI LAPANGAN TIGHT OIL RESERVOIR
PADA SUMUR T1 DAN T2

TUGAS AKHIR

Dibuat oleh :

TOHARUDDIN RAMBE
UNIVERSITAS ISLAM RIAU

Disetujui Oleh

PEMBIMBING I

NOVIARITA, ST., MT

PEMBIMBING II

TITRIANTI, ST., MT

DEKAN FAKULTAS TEKNIK

Dr. KURNIA HASTUTI, ST., MT
Kunsa NO :11757A-UIR/5-7/2016

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN

IRA HERAWATI, ST., MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa :

1. Karya Tulis saya, Skripsi ini adalah asli dan belum pernah diajukan untuk mendapatkan gelar kesarjanaan di Universitas Islam Riau Fakultas Teknik Jurusan Perminyakan.
2. Karya Tulis ini murni gagasan, rumusan dan penilaian saya sendiri, tanpa bantuan pihak manapun, kecuali arahan Tim Pembimbing dan pihak terkait dari Universitas Islam Riau.
3. Dalam Karya Tulis ini tidak terdapat karya atau pendapat yang telah ditulis atau dipublikasikan orang lain, kecuali serta tertulis dalam naskah dengan disebutkan nama pengarang dan dicantumkan dalam daftar pustaka.

Pekanbaru, September 2015
Yang membuat pernyataan,

TOHARUDDIN RAMBE
103210487

EVALUASI PEREKAHAN HIDRAULIC FRACTURING
MENGUNAKAN *PROPPANT CARBOLITE* PADA LAPANGAN X *TIGHT*
RESERVOIR SUMUR T1 DAN T2

ABSTRAK

Perekahan hidrolik pada prinsipnya adalah membentuk rekahan pada formasi dengan injeksi fluida perekah, kemudian mengganjal rekahan tersebut dengan material berpermeabilitas tinggi dan konduktif, sehingga aliran fluida dari reservoir ke sumur produksi dapat meningkat. Sebagai material pengganjal rekahan, *proppant* berfungsi sebagai jalan masuk fluida menuju ke lubang sumur.

Kurva IPR (Inflow Performance Relationship) merupakan sebuah penggambaran kualitas dari kemampuan suatu formasi produktif untuk berproduksi, yaitu penggambaran hubungan antara laju produksi dengan tekanan alir dasar sumur. Dari hasil kurva IPR dapat dilihat laju produksi sebelum dan sesudah pengerjaan perekahan hidrolik.

Perekahan yang dilakukan pada sumur yang memiliki permeabilitas rendah, menyebabkan distribusi dan transport *proppant* menjadi jauh lebih penting karena yang diinginkan adalah tercapainya produktivitas yang optimal pada perekahan hidrolik. Simulasi ini bertujuan mengetahui bagaimana pengaruh *proppant* Carbo-Lite 20/40 memberikan harga permeabilitas rata-rata yang tinggi, dengan harga permeabilitas rekahan sebesar 343,428 mD dan permeabilitas formasi rata-rata 51,798 mD pada sumur 1 dan harga permeabilitas rekahan sebesar 303,614 mD dan permeabilitas formasi rata-rata 43,830 mD pada sumur 2. Harga produktivitas indek tertinggi adalah sebesar 6,326 dengan menggunakan *proppant* Carbo-Lite 20/40 pada sumur 1 dan sebesar 5,834 pada sumur 2.

Kata kunci : perekahan hidrolik, optimasi perekahan hidrolik

KATA PENGANTAR

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Alhamdulillah, segala Puji dan syukur penulis aturkan kehadiran Allah SWT, yang telah mencurahkan rahmat, karunia dan hidayah-Nya serta memberikan kesempatan kepada penulis sehingga dapat menyelesaikan penyusunan Tugas Akhir ini dengan judul **“EVALUASI PEREKAHAN HIDRAULIK DENGAN MENGGUNAKAN PROPPANT CARBOLITE DI LAPANGAN TIGHT OIL RESERVOIR PADA SUMUR T1 DAN T2”**.

Tugas Akhir ini penulis susun guna memenuhi salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik pada Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau (UIR).

Dalam kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada semua pihak yang telah banyak membantu dalam penyusunan Tugas Akhir ini.

Tiada gading yang tak retak, segala usaha telah penulis lakukan dengan sebaik-baiknya, namun penulis menyadari sepenuhnya bahwa isi dari Tugas Akhir ini masih jauh dari kesempurnaan dan tidak luput dari kesalahan serta kekurangan. Oleh karena itu penulis mengharapkan kepada semua pihak agar dapat memberikan kritik dan sarannya yang bersifat membangun demi kesempurnaan penulisan untuk masa yang akan datang. Demikianlah Tugas Akhir ini dibuat semoga bermanfaat bagi penulis dan pembaca.

Pekanbaru, September 2015

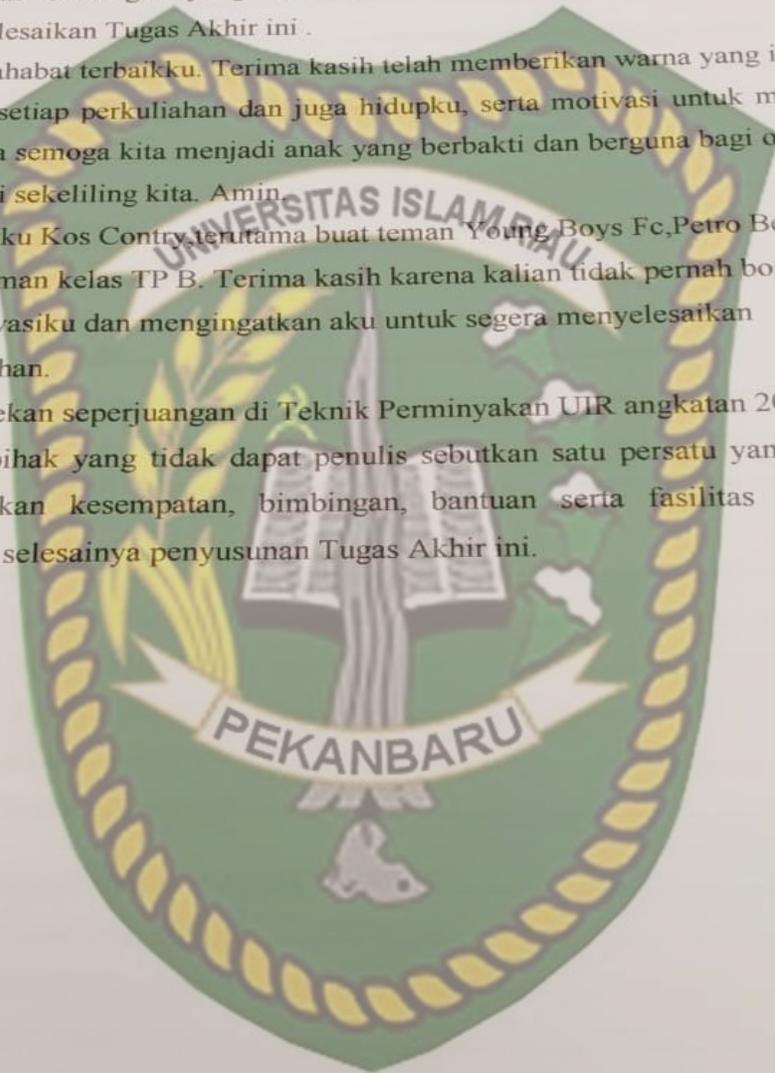
TOHARUDDIN RAMBE

UCAPAN TERIMA KASIH

Dengan segala kerendahan hati penulis mengucapkan banyak penghargaan dan terima kasih kepada :

1. Allah SWT, Sang Khalik, Penguasa alam semesta yang memberikan kesempatan kepada penulis untuk hidup di dunia ini.
2. Nabi Muhammad SAW yang telah membawakan cahaya ilmu kepada kita semua, *Sholallahu 'alaihi wa-salam*.
3. Orang tua dan keluarga, Ayahanda Muhammad Nur Rambe dan Ibunda Nur Nilam Tanjung atas segala apa yang telah diberikan kepada penulis serta doa yang tak pernah putus, cinta dan kasih sayang yang diberikan dan motivasi untuk rajin kuliah serta cepat lulus kuliah, kemudian terima kasih untuk saudara-saudara Safaruddin Rambe dan Ardi Saputra Rambe, yang selalu memberi dukungan baik moril maupun materil selama perkuliahanku di Teknik Perminyakan UIR ini.
4. Keluarga besar Ayahanda dan Ibunda, atas dukungan dan motivasi yang tidak pernah henti, terutama buat kakek dan nenek.
5. Bapak Ir. H. Abdul Kudus Zaini, MT selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau.
6. Ibu Ira Herawati, ST, MT selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
7. Ibu Novia Rita, ST, MT selaku Pembimbing I dan Ibu Fitrianti, ST, MT selaku Pembimbing II Tugas Akhir yang telah banyak menyediakan waktu, pikiran dan perhatiannya kepada penulis.
8. Ibu Indah Permata Sari, ST, selaku Dosen Pembimbing Lapangan Tugas Akhir yang telah banyak menyediakan waktu, pikiran dan perhatiannya kepada penulis serta memberikan data-data lapangan dan literatur yang penulis butuhkan dalam penulisan tugas akhir ini.
9. Bapak dan Ibu Dosen, Staf pengajar di Teknik Perminyakan Fakultas Teknik, terima kasih atas ilmu yang telah diberikan.

10. Staf Tata Usaha Fakultas Teknik, terima kasih atas pelayanan administrasi yang telah diberikan.
11. Chindy Kartika Daulay, terima kasih atas inspirasi dan motivasinya, serta suntikan semangat yang tidak pernah henti sehingga aku dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini .
12. Buat sahabat terbaikku. Terima kasih telah memberikan warna yang indah dalam setiap perkuliahan dan juga hidupku, serta motivasi untuk meraih cita-cita semoga kita menjadi anak yang berbakti dan berguna bagi orang-orang di sekeliling kita. Amin
13. Sahabatku Kos Contry, terutama buat teman Young Boys Fc, Petro Bee, Serta teman kelas TP B. Terima kasih karena kalian tidak pernah bosan memotivasiku dan mengingatkan aku untuk segera menyelesaikan perkuliahan.
14. Rekan-rekan seperjuangan di Teknik Perminyakan UIR angkatan 2010.
15. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu yang telah memberikan kesempatan, bimbingan, bantuan serta fasilitas lainnya sehingga selesainya penyusunan Tugas Akhir ini.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang Masalah

Permeabilitas reservoir sangat mempengaruhi besar kecilnya produktivitas sumur. Sumur yang memiliki permeabilitas kecil merupakan salah satu alasan dilakukannya perekahan hidraulik, yaitu untuk meningkatkan permeabilitas batuan formasi sehingga produktivitas sumur juga akan meningkat. Metode ini dilakukan dengan memompakan fluida perekah pada laju dan tekanan injeksi yang tinggi melebihi tekanan formasi, hal ini bertujuan membuat rekahan pada formasi tersebut. Propant merupakan suatu jenis bahan kimia yang digunakan untuk membuat formasi yang di rekahkan agar tidak tertutup kembali.

Lapangan X *tight reservoir* merupakan lapangan yang memiliki reservoir ketat (*tight reservoir*), permeabilitas pada reservoir lapangan X ini sangat kecil, sedangkan tekanan reservoirnya relatif masih tinggi. Hal tersebut menjadi pertimbangan akan dilakukannya perekahan hidraulik untuk meningkatkan produktivitas sumur pada lapangan X tersebut.

Perekahan hidraulik merupakan salah satu faktor penting yang dapat mempengaruhi keberhasilan untuk meningkatkan produksi minyak, dengan cara menggunakan *proppant* yang sesuai dengan karakteristik reservoirnya. Dengan membuat desain yang telah ada yaitu desain *fracturing* menggunakan software Mfrac akan dapat meningkatkan optimasi keberhasilan pekerjaan perekahan hidraulik. Dalam perekahan hidraulik pada lapangan X *tight reservoir* digunakan jenis *proppant carbolite*, karena jenis *proppant* dapat digunakan untuk tipe lapangan *tight reservoir*. *Proppant* ini juga bisa digunakan pada reservoir yang tidak ketat karena *proppant* ini memiliki keunggulan untuk di dua jenis reservoir. Penambahan laju produksi minyak bisa dilihat dari hasil Produktivitas index yang akan dihitung dari analisa data yang di peroleh dari data sumur pada lapangan X *tight reservoir*.

1.2 . Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penulisan dari Tugas Akhir ini adalah:

- Menentukan produktifitas indeks untuk mengetahui peningkatan produktifitas setelah menggunakan *proppant carbolite*.
- Menghitung skin setelah perekahan hidraulik menggunakan *proppant carbolite*
- Mengetahui peningkatan permeabilitas pada Sumur T1 dan Sumur T2 setelah dilakukan hidraulik fracturing menggunakan *proppant carbolite*.
- Menentukan kurva IPR untuk mengetahui peramalan produksi sebelum dan setelah perekahan hidraulik.

1.3. Batasan Masalah

Agar penulisan Tugas Akhir ini terarah dan tidak menyimpang dari sasaran, maka perlu dibuat batasan masalah yang akan dibahas. Penulis hanya membahas yang menjadi acuan dalam evaluasi perekahan hidraulik yaitu produktifitas indeks, permeabilitas dan kurva IPR serta bagaimana proses *proppant carbolite* dapat meningkatkan permeabilitas formasi. Dengan analisa data yang telah dilakukan nanti maka dapat dilihat peningkatan produktivitas pada sumur T serta efesiensi peningkatan permeabilitas.

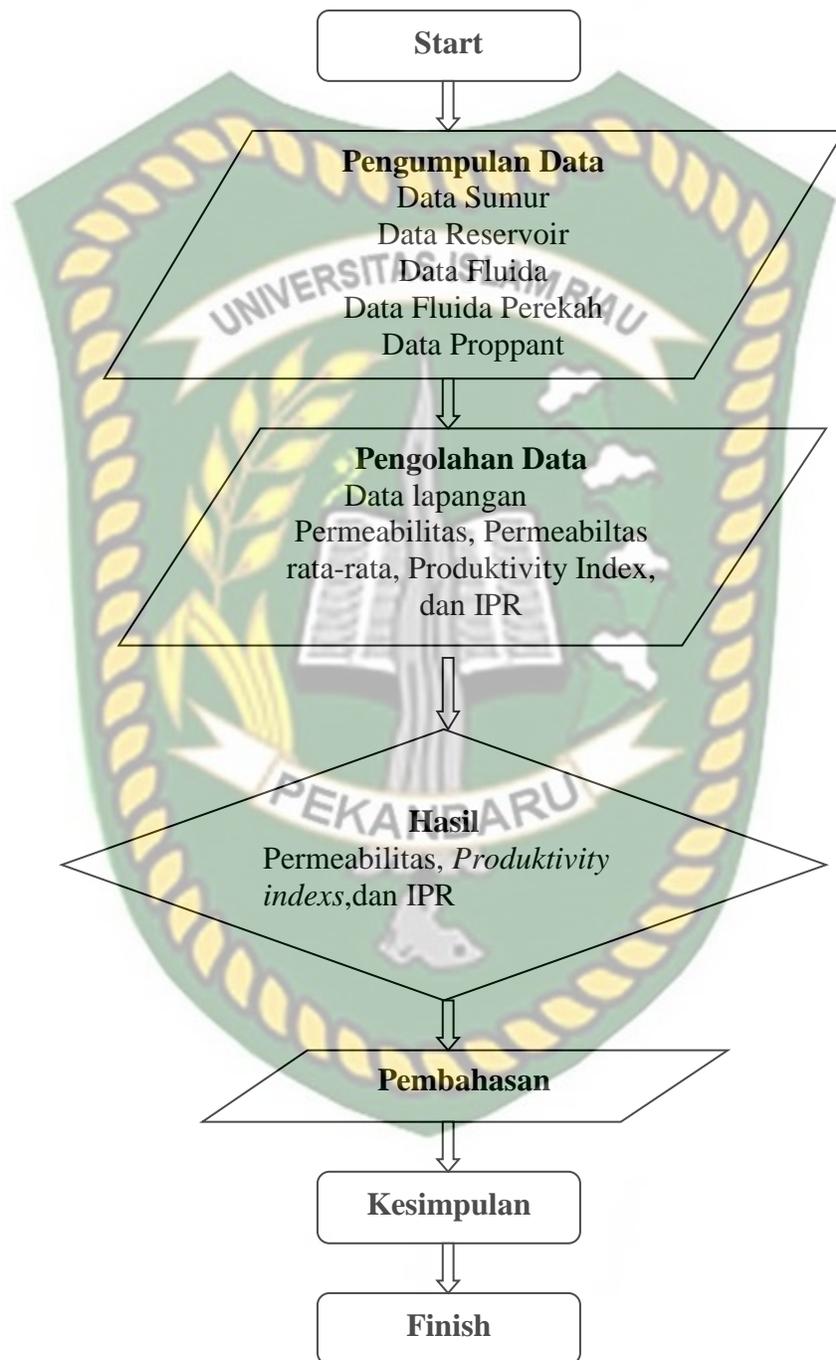
1.4. Metodologi Penelitian

Penulisan Tugas Akhir ini didasari pada beberapa buku acuan, referensi dan literatur. Langkah-langkah dalam penulisan tugas akhir ini adalah:

1. Tinjauan lapangan tempat penelitian ini dilakukan. Dari data yang diperoleh dapat diketahui karakteristik reservoir dan fluida reservoir yang terkandung didalam formasi di lapangan tersebut.

2. Tinjauan pustaka, yaitu mencari teori-teori dasar yang mendukung dan dapat digunakan dalam penelitian yang dilakukan. Teori-teori dasar ini diperoleh dari berbagai macam literatur yang berhubungan dengan penelitian yang akan dilakukan.
3. Pengumpulan data penelitian dari lapangan.
4. Pengolahan data penelitian dilakukan dengan menggunakan teori-teori dan persamaan yang berhubungan dengan penelitian. Data-data yang diperoleh seperti *Well* : data sumur, tubing, casing, perforation, hole survey. *Zone* : Summary, detailed, all zones. *Reservoir Fluid* : General, PVT. *Fluids* : Database, properties. *Proppant* : Database, properties, pack data serta data lainnya.
5. Pembahasan terhadap hasil analisa data dilakukan untuk melihat seberapa efek dari beberapa penambahan proppant dan laju penginjeksian terhadap permeabilitas rata-rata (*Average Permeability*), produktivitas sumur (*Productivity Index*).
6. Kesimpulan dari penelitian yang telah dilakukan dan saran-saran yang diusulkan untuk menggunakan proppant carbolite dalam perekahan hidraulik yang tepat dapat meningkatkan permeabilitas rata-rata dan produktivitas indek suatu sumur yang dilakukan stimulasi perekahan hidraulik.

Flow Chart Tugas Akhir



Gambar 1.1. Diagram alir Penelitian

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan Tugas Akhir ini dirangkum dalam beberapa bab dimana setiap bab menjelaskan bagian – bagian dari Tugas Akhir ini.

- Bab I : Bab ini menerangkan tentang latar belakang, maksud dan tujuan, batasan masalah, dan sistematika penulisan dalam Tugas Akhir perekahan hidrolik ini.
- Bab II : Bab ini menerangkan tentang tinjauan umum lapangan, yang berisikan tentang sejarah produksi, tinjauan geologi dan karakteristik reservoir lapangan.
- Bab III : Bab ini membahas tentang teori dasar pekerjaan stimulasi perekahan hidrolik, perencanaan perekahan hidrolik, mekanika batuan, geometri rekahan, fluida perrekan, *proppant* dan pemompaan fluida perrekan.
- Bab IV : Bab ini berisi tentang analisa hasil dan perhitungan yang berhubungan dengan optimasi model dan kombinasi fluida perrekan, *proppant*, ukuran butir *proppant* dan laju injeksi pemompaan, meliputi : parameter rekahan, parameter keberhasilan perekahan hidrolik menggunakan *proppant carbolite*
- Bab VI : Bab ini berisi tentang pembahasan dari analisa data dan analisa hasil yang telah dilakukan pada Bab IV dan Bab V, hal yang dibahas adalah parameter fluida pengganjal yaitu *carbolite*, parameter perekahan hidrolik,
- Bab VII : Bab ini berisi tentang kesimpulan yang berhubungan dengan *proppant carbolite* dan laju produksi sumur T

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

BAB II

TINJAUAN UMUM LAPANGAN

2.1. Sejarah Lapangan

Lapangan “X” merupakan lapangan yang memiliki reservoir ketat dan merupakan lapangan minyak tua di Indonesia yang dikembangkan sampai sekarang oleh DOH Pertamina Sumbagsel (gambar 2.1.). Struktur “Y” merupakan bagian dari Sub Cekungan Central Palembang (gambar 2.2.).

Sejarah pengembangan Struktur “Y” secara singkat dapat diterangkan sebagai berikut:

1929 – 1942 : Lapangan “X” – Klingi mulai dieksplorasi oleh *NV. Nederland Koloniale Petroleum Maatschappij* (NKPM) hingga perang dunia II.

1949 – 1958 : Eksplorasi diteruskan kembali oleh *NV. Standard Vacuum Petroleum Maatschappij* (STANVAC).

1974 – 2006 : Lapangan ini diambil alih oleh Pertamina.

2.2. Keadaan Geologi

2.2.1. Stratigrafi

Lapangan “X” termasuk ke dalam Cekungan Sumatra Selatan, tepatnya di Subcekungan Palembang, pada awalnya cekungan ini terbentuk oleh *rifting* pada kala Eosen dan termasuk ke dalam lingkungan Tektonik pada Cekungan Belakang Busur (*back-arc basin*) dengan pengendapan yang dimulai pada awal Tersier.

Batuan dasar yang berumur Pra Tersier di dalam Subcekungan Palembang disusun oleh batuan metamorf dan batuan beku yang dijumpai pada kedalaman ± 3.000 meter. Kemudian secara berurutan dari tua ke muda disusun oleh :

a. Formasi Lemat/Lahat (Eosen Akhir sampai Oligosen Tengah)

Pengendapan di Cekungan Sumatra Selatan dimulai pada Eosen sampai Oligosen Awal . Data pengeboran menunjukkan adanya batuan klastik kasar yang berasal dari granit dan bersifat tufaan (Anggota Kikim) yang ditumpangi oleh serpih, batulanau, batulempung, batupasir dan batubara yang diendapkan pada lingkungan lakustrin dan marginal lakustrin. Formasi ini umumnya menipis atau hilang pada batas graben dan tinggian, formasi ini mencapai ketebalan 1000m di Subcekungan Palembang Tengah dan Selatan.

b. Formasi Talang Akar (Oligosen Akhir sampai Miosen Awal)

Evolusi tektonik di Cekungan Sumatra Selatan, diikuti oleh pengendapan fluviatil dan *deltaic* di cekungan ini. Fasies Meander dari "*proximal*" hingga *sand-rich braided plain* berubah menjadi "*distal*" *sand-poor meander belt* dan terbentuk bersamaan dengan sedimentasi yang dipengaruhi oleh lingkungan *marine* dan *marginal marine*.

c. Formasi Baturaja (Miosen Awal)

Transgresi marine berlangsung dengan diawali pengendapan marine shale laut dalam di atas struktur graben. Sedimentasi berikutnya yang lebih dominan adalah endapan karbonat (*reef* dan batugamping bioklastik) berkembang pada kala ini, pada lingkungan laut dangkal dengan kemiringan kecil atau platform, batugamping terumbu umumnya berkembang di tinggian intra cekungan. Reservoir karbonat berkualitas tinggi banyak terbentuk pada batuan ini khususnya pada bagian Selatan cekungan, tetapi jarang terdapat di Subcekungan Jambi ke arah Utara., bahkan cenderung BRF tidak berkembang dicekungan ini.

d. Formasi Gumai (Miosen Tengah)

Transgresi kembali terjadi di fomasi ini dengan pasokan material asal daratan yang melimpah. Kemudian terendapkan marine shale, batulanau, dan batupasir. Selama puncak transgresi, pasokan material dari daratan hampir tidak ada, sehingga pengendapan di cekungan ini didominasi oleh *shale glaukonit open marine* yang mampu bertindak sebagai seal regional.

Pasokan sedimen asal daratan mulai aktif kembali sehingga menyebabkan progradasi pada lingkungan deltaik mulai muncul. Sedimen laut dangkal secara

bertahap menggantikan *open marine shale*. Daerah *platform* ke arah Timur dan Timur Laut merupakan sumber pasokan sedimen, pada saat yang bersamaan material volkaniklastik juga mulai aktif diendapkan, yang berasal dari pulau-pulau volkanik yang terisolasi di bagian Barat.

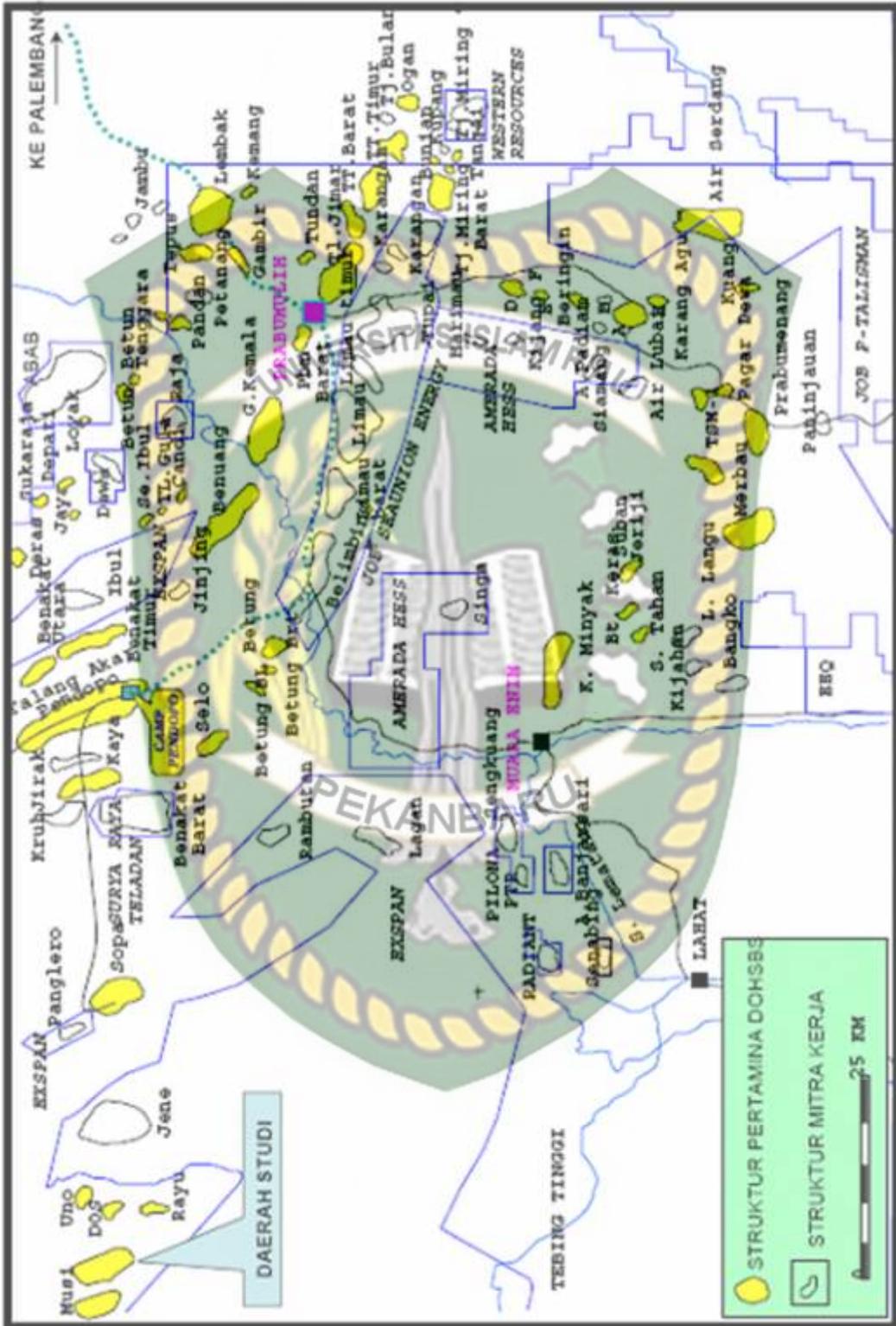
e. Formasi Air Benakat (Miosen Tengah)

Kondisi laut perlahan-lahan menjadi lebih dangkal, kondisi laut marginal sebagai hasil pasokan sedimen dari tepi cekungan. Batupasir laut dangkal yang berkualitas tinggi sebagai batuan reservoir dan berumur Miosen Tengah menyebar luas di Cekungan Sumatra Selatan. Pada tepi cekungan terbentuk kondisi laut marginal hingga dataran pantai. Aktivitas magmatisme Bukit Barisan mulai ikut berperan, dibuktikan banyak batupasir yang memiliki kandungan volkaniklastik.

Horison-horison utama di Lapangan "X" termasuk pada Formasi Baturaja yang dicirikan oleh batugamping terumbu dan batugamping berlapis, merupakan batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal. Pada Lapangan "X" ini terdapat 3 zona batugamping dari Formasi Baturaja yang terbagi dalam tiga kategori berdasarkan kedalaman zona lapisan, yaitu: Kategori Dalam, yaitu zona batugamping yang terletak pada kedalaman 840 – 900 meter, kategori Menengah, yaitu zona batugamping yang terletak pada kedalaman 800-840 meter, dan kategori Dangkal, yaitu zona batugamping yang terletak pada kedalaman 700 – 800 meter.

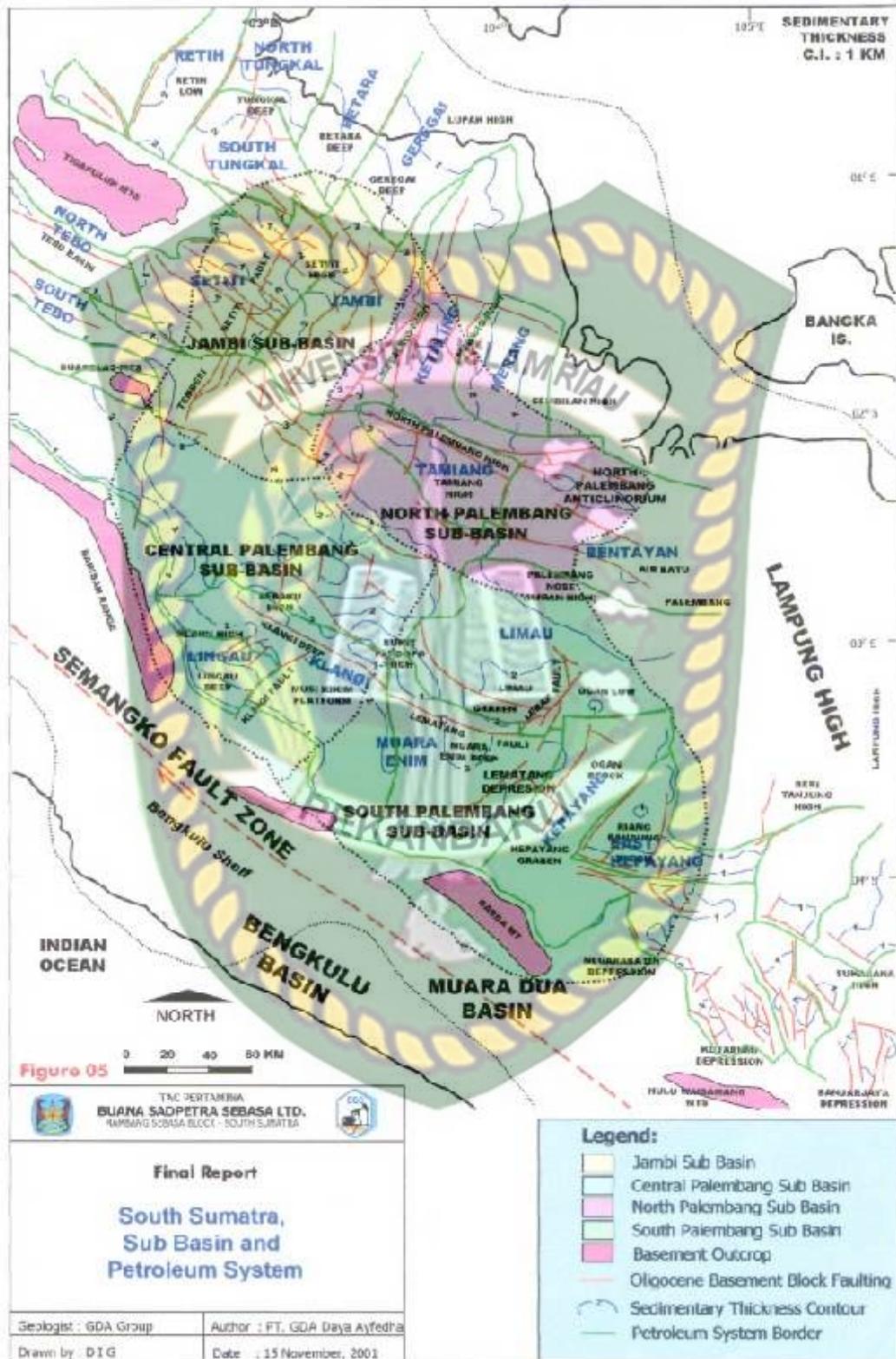
Berdasarkan data biostratigrafi dan paleo-environment Formasi Baturaja diendapkan pada Miosen Awal dan pada lingkungan laut dangkal (*marginal marine*).

Dokumen ini adalah Arsip Miik :



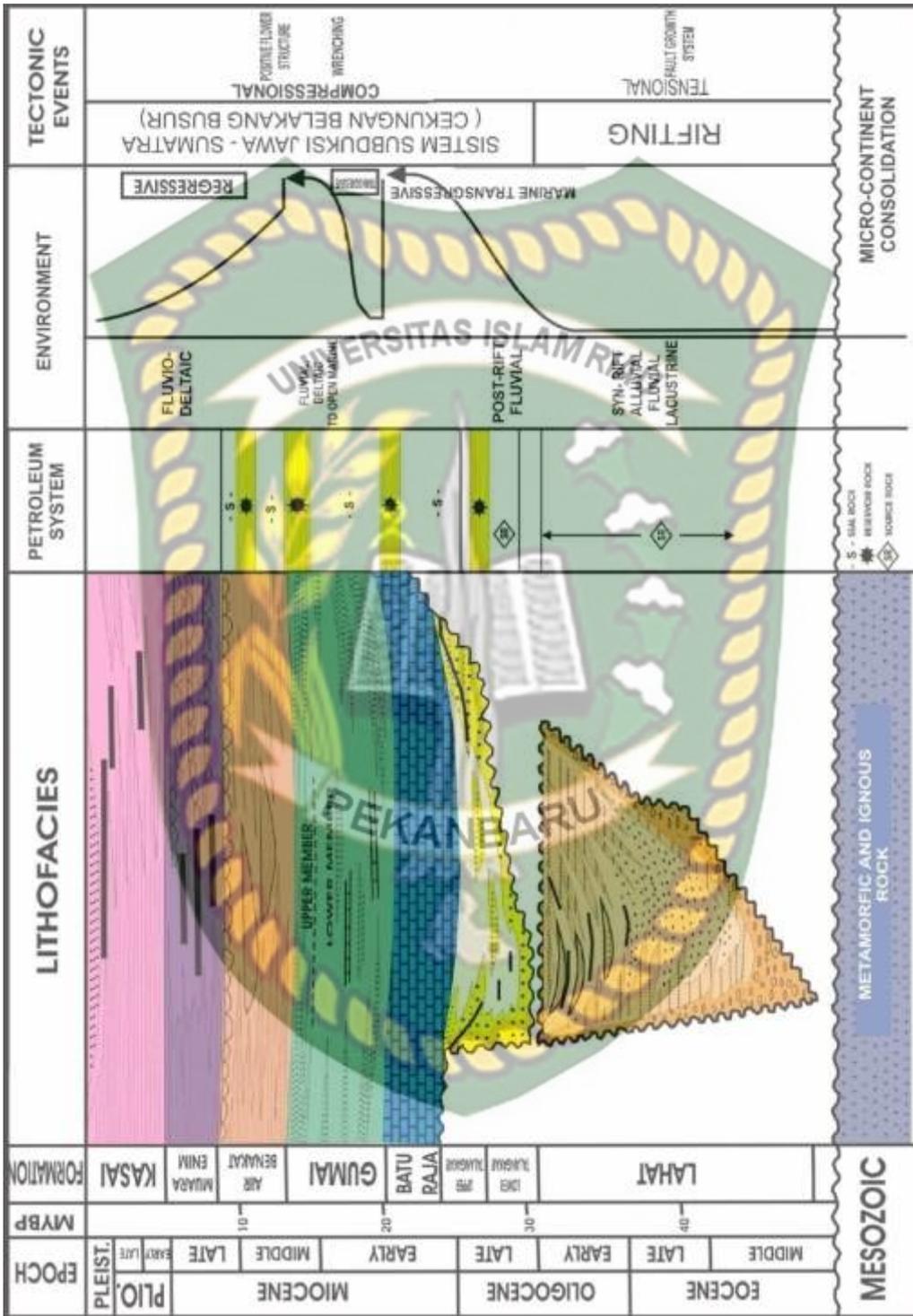
Gambar 2.1. Daerah Telitian dan DOH Pertamina Sumbagsel (8)

Dokumen ini adalah Arsip Miilik :



Gambar 2.2. Pembagian Sub Cekungan Sumatra Selatan⁽⁸⁾

Dokumen ini adalah Arsip Miilik :



Gambar 2.3. Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan ⁽⁸⁾

2.2.2. Struktur Geologi

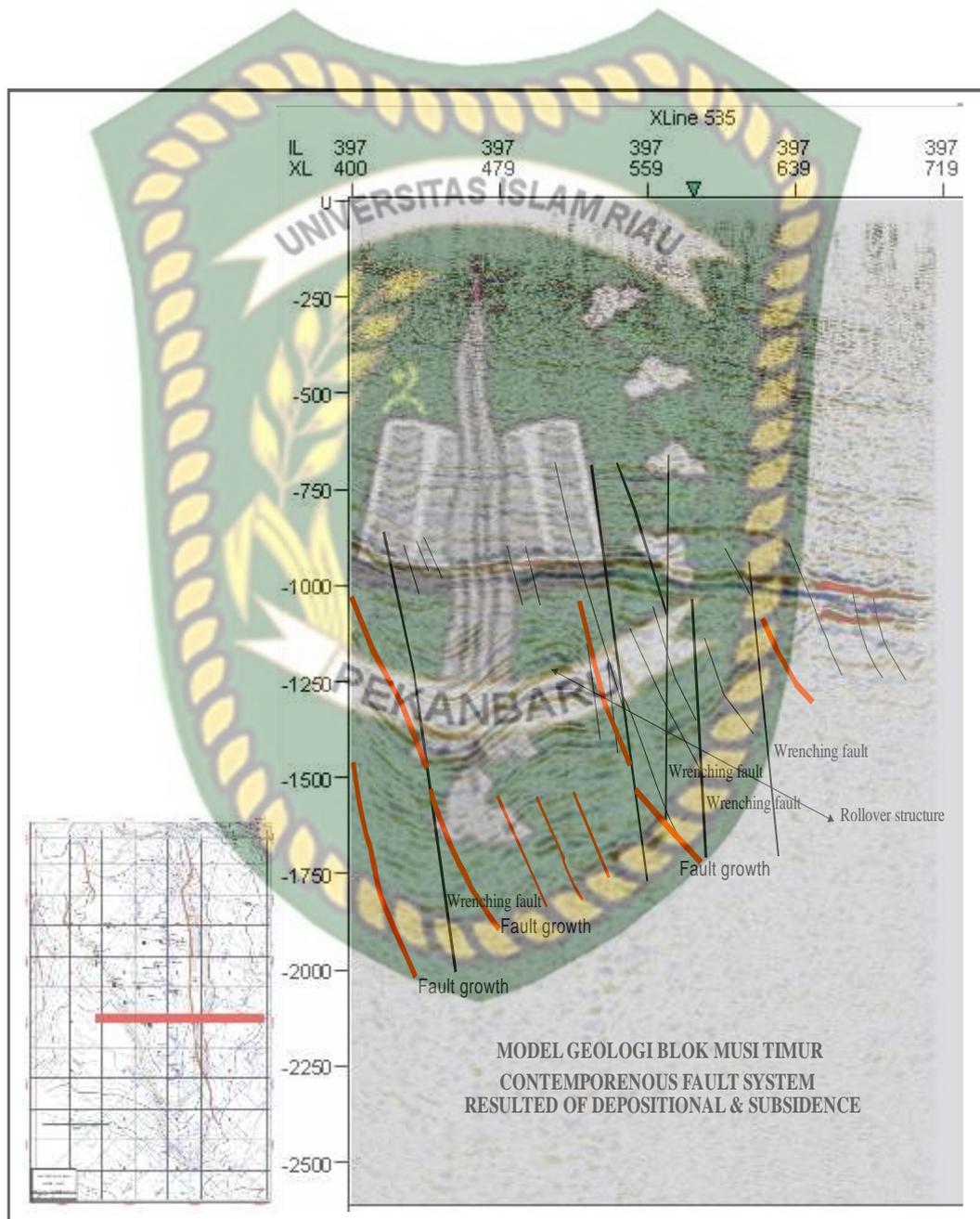
Struktur geologi yang mengontrol Lapangan “X” adalah struktur sesar mendatar dengan arah utara-selatan. Sesar mendatar ini berakar dalam (wrenching) dan perkembangan selanjutnya ke arah atas membentuk beberapa sesar normal dengan gejala bagian tengah merupakan blok naik dan ke arah luar (ke arah barat dan timur) merupakan blok turun (*positive flower structure*). Sesar-sesar normal dengan arah utara-selatan membagi Lapangan “X”, membentuk (blok naik) di segmen tengah dan blok turun di segmen timur dan barat. Arah memanjang blok-blok tersebut adalah arah utara-selatan, pembagian blok ini sekaligus membagi Lapangan “X” menjadi kompartemen. Kompartemen satu merupakan blok naik dan kompartemen dua merupakan blok turun. Genesa struktur geologi yang mengontrol Lapangan “X” adalah dengan diawali oleh adanya rezim kompresi pada Miosen Akhir dengan pembentukan sesar-sesar mendatar (wrenching), berikutnya diikuti inversi dan terbentuk *flower structure* yang membentuk perangkat struktur di Lapangan “X” ini.

2.2.3. Model Geologi

Model geologi Lapangan “X” diawali oleh pembentukan cekungan dengan cara ekstensional *Rifting* yang membentuk *half-graben* pada kala Eosen. Pengisian cekungan dengan sedimen-sedimen mulai dari endapan darat sampai dengan *estuarine* (Formasi Lahat dan Formasi Talang Akar), bersamaan dengan pengendapan satuan batuan tersebut cekungan turun terus sebagai akibatnya pada daerah ini terbentuk pula sesar-sesar turun (sesar tumbuh). Penurunan yang terjadi berdampak pada penebalan sedimen dalam hal ini penebalan di daerah barat dan semakin menipis ke arah timur. Sesar-sesar tumbuh (*growth fault*) tersebut yang mempunyai arah utara-selatan. Penurunan yang terus menerus selain membentuk sesar normal (sesar tumbuh) juga membentuk lipatan Formasi Lahat dan Talang Akar. Model geologi yang terjadi seperti di atas disebut dengan *contemporaneous fault system* (Gambar 2.4).

Fase berikutnya terjadi *transgressive* dengan diendapkannya batugamping reef dan batugamping klastik (Formasi Baturaja), penyebaran hampir merata di

cekungan “X”, batugamping menumpang di atas Formasi Talangakar secara tidakselarar. Transgressive berikutnya diendapkan pada Cekungan Marine Formasi Gumai dan Formasi Air Benakat secara selaras di atas Formasi Batu Raja.



Gambar 2.4. Model Geologi Lapangan “X Tight Reservoir”⁽⁸⁾

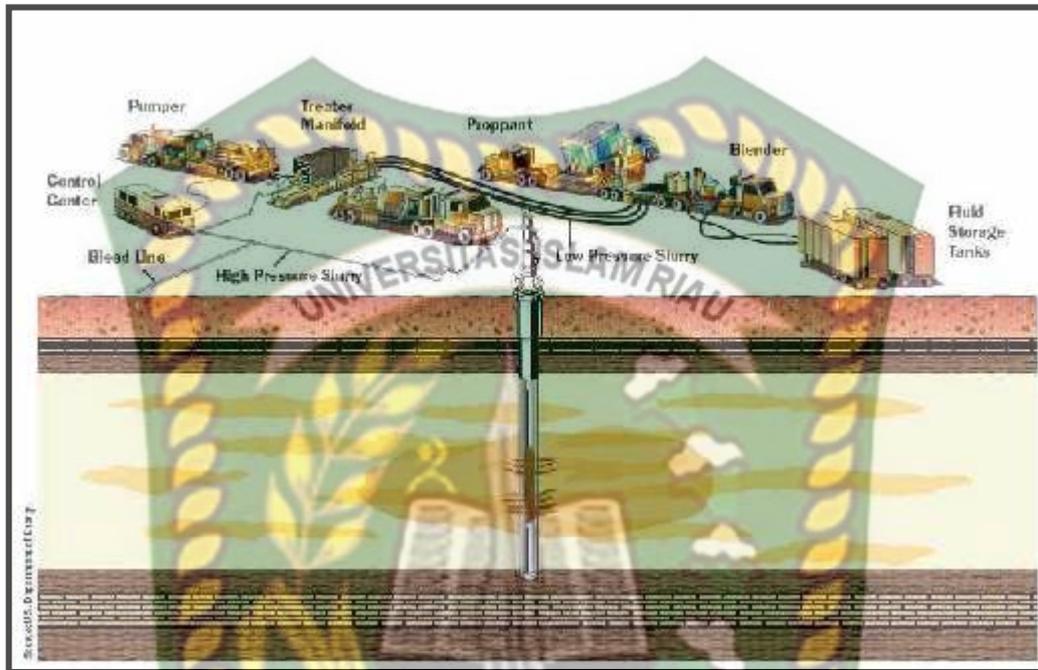
BAB III

TINJAUAN PUSTAKA

Sumur minyak atau gas lama-kelamaan akan mengalami penurunan produktifitas. Jika suatu sumur minyak atau gas mengalami penurunan produksi secara terus-menerus dalam waktu relatif singkat karena adanya kerusakan formasi sehingga permeabilitas menurun, radius skin-nya panjang, tekanan reservoirnya masih besar (*natural flow*), volume hidrokarbonnya masih banyak (ekonomis), maka Perekahan Hidraulik tepat untuk diterapkan apalagi kalau sumur-sumur di sekitarnya (dalam satu formasi) sudah ada yang distimulasi dengan Perekahan Hidraulik. Perekahan Hidraulik yang merupakan salah satu metode stimulasi reservoir untuk meningkatkan produktivitas formasi juga dapat diterapkan pada formasi yang mempunyai rekahan-rekahan alamiah sehingga dengan adanya Perekahan Hidraulik, maka rekahan-rekahan alamiah tersebut dapat terhubung sehingga ada tambahan kapasitas aliran dari formasi ke lubang sumur. Peningkatan produktivitas reservoir itu dilakukan dengan memperbesar permeabilitas formasi di sekitar lubang sumur melalui proses penginjeksian suatu fluida dengan tekanan hingga melebihi tekanan rekah formasi yang dimaksud. Perekahan Hidraulik juga dapat diterapkan pada sumur cased hole ataupun open hole pada reservoir batupasir maupun karbonat dengan faktor sementasi yang tinggi. Perekahan Hidraulik sangat berguna untuk memperbesar permeabilitas di sekitar lubang sumur sehingga setelah pekerjaan Perekahan Hidraulik berhasil, maka produktivitas sumur tersebut akan lebih tinggi daripada sebelumnya.

Hal-hal yang dipelajari dalam Perekahan Hidraulik meliputi geometri rekahan, fluida perekah, dan material pengganjal (*proppant*). Ketiga hal itu sangat perlu dipertimbangkan sehingga setelah dilaksanakannya perekahan dan pengukuran tinggi rekahan, maka akan diketahui peningkatan produktivitas formasi yang telah direkahkan melalui parameter indikatornya, seperti faktor skin, permeabilitas, *Productivity Index*, *Inflow Performance Relationship*

curve, dan tentunya laju produksi. Skema Perekahan Hidraulik dapat dilihat pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Skematik Proses Perekahan Hidraulik⁽¹²⁾

3.1. Produktivitas Formasi

Produktivitas formasi dapat dinyatakan sebagai kemampuan suatu reservoir untuk mengalirkan fluida. Berikut ini akan dibicarakan hal-hal yang berhubungan dengan produktivitas formasi, yaitu aliran fluida dalam media berpori, productivity index.

3.1.1. Aliran Fluida Dalam Media Berpori

Aliran fluida dalam media berpori telah dikemukakan oleh Darcy (1856) dalam Persamaan 3.1.

$$V = \frac{q}{A} = -\frac{K}{\mu} \frac{\partial}{\partial r} \dots \dots \dots (3-1)$$

Keterangan :

q = laju produksi, STB/hari

A = luas penampang media berpori, cm²

- V = kecepatan aliran fluida, cm/sec
 k = permeabilitas efektif minyak, mD
 μ_o = viskositas, cp
 P/L = gradient tekanan dalam arah aliran, atm/cm

Persamaan tersebut selanjutnya dikembangkan untuk kondisi aliran radial, Keterangan dalam satuan lapangan Persamaan tersebut berbentuk :

$$q = 7,08 \times 10^{-3} \frac{kh(P - P_w)}{\mu_o B_o L (r_e/r_w)} \dots \dots \dots (3.2)$$

Keterangan :

- q = laju produksi, STB/hari
 k = permeabilitas efektif minyak, mD
 h = ketebalan formasi produktif, ft
 P_e = tekanan formasi pada jarak r_e dari sumur, psi
 P_{wf} = tekanan alir dasar sumur, psi
 μ_o = viskositas, cp
 B_o = faktor volume formasi, BBL/STB
 r_e = jari-jari pengurasan sumur, ft
 r_w = jari-jari sumur, ft.

Persyaratan yang harus dipenuhi untuk menggunakan **Persamaan 3.2** tersebut adalah :

- fluida berfasa tunggal
- aliran mantap (*steady state*)
- formasi homogen dan arah alirannya horisontal
- fluida incompressible.

Dengan demikian apabila variabel-variabel dari **persamaan 3.2** diketahui, maka laju produksi (potensi) sumur dapat ditentukan.

Bila terdapat skin maka **persamaan 3.2** dikembangkan menjadi **persamaan 3.3**.

$$q = 7,08 \times 10^{-3} \frac{kh(P - P_w)}{\mu_o B_o [L (r_e/r_w)^{-\frac{3}{2}} + s]} \dots \dots \dots (3-3)$$

Keterangan :

S = kerusakan pada formasi

3.1.2. Productivity Index

Productivity index (PI) merupakan index yang digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu sumur untuk memproduksi pada suatu kondisi sumur tertentu

Secara definisi, PI merupakan perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan oleh suatu sumur pada suatu harga tekanan alir dsar sumur tertentu dengan perbedaan antara tekanan dasar pada keadaan static (P_s) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran (P_{wf}), yang secara sistematis dapat di tuliskan :

$$PI = \frac{q}{P} \cdot \frac{b}{D} / P \dots\dots\dots(3-4)$$

3.2. Perekahan Hidraulik

3.2.1. Alasan Dilakukannya Perekahan Hidraulik

Sebelum memutuskan untuk melakukan stimulasi Perekahan Hidraulik, ada beberapa hal yang harus dipertimbangkan antara lain :

- a. Tujuan dari Perekahan Hidraulik adalah memperbesar harga produktivitas indeks formasi. Maka, Perekahan Hidraulik sebaiknya dilakukan pada sumur yang mempunyai harga produktivitas indeks formasi relatif kecil.
- b. Kecilnya laju alir fluida disebabkan karena permeabilitas formasi yang memang kecil atau karena adanya kerusakan formasi.
- c. Kelayakan sumur untuk dilakukan Perekahan Hidraulik diantaranya yaitu tekanan reservoirnya relatif besar dan yang utama adalah cadangan yang tersisa masih cukup banyak.
- d. Keuntungan dari hasil penjualan minyak mentah yang diperoleh setelah dilakukan Perekahan Hidraulik jauh lebih besar daripada biaya pekerjaan Perekahan Hidraulik, sehingga perusahaan mendapatkan keuntungan yang signifikan.

3.2.2. Faktor Yang Mempengaruhi Keberhasilan Perekahan Hidraulik

Faktor-faktor yang dapat mempengaruhi keberhasilan pelaksanaan Perekahan Hidraulik adalah :

3.2.2.1. Karakteristik Batuan Reservoir

3.2.2.1.1. Sifat Fisik Batuan Reservoir

Syarat yang harus dipenuhi oleh suatu batuan reservoir adalah harus mempunyai kemampuan untuk menampung dan mengalirkan fluida yang terkandung di dalamnya. Dan hal ini dinyatakan dalam bentuk permeabilitas dan porositas. Sifat-sifat batuan yang lainnya adalah : wettabilitas, tekanan kapiler, saturasi dan kompresibilitas batuan.

3.2.2.1.1.1. Porositas

Porositas merupakan ukuran ruang-ruang kosong dalam suatu batuan. Secara definitif porositas merupakan perbandingan antara volume ruang yang terdapat dalam batuan yang berupa pori-pori terhadap volume batuan secara keseluruhan. Besar-kecilnya porositas suatu batuan akan menentukan kapasitas penyimpanan fluida reservoir. Secara matematis porositas dapat dinyatakan sebagai :

$$= \frac{V - V_s}{V} = \frac{V_p}{V} \dots \dots \dots (3-5)$$

Dimana :

V_b = volume batuan total (*bulk volume*)

V_s = volume padatan batuan total (*grain volume*)

V_p = volume ruang pori-pori batuan

Porositas batuan reservoir dapat diklasifikasikan menjadi dua, yaitu :

1. Porositas absolut, adalah persen volume pori-pori total terhadap volume batuan total (*bulk volume*)

$$= \frac{\text{Volume pori total}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \dots \dots \dots (3-6)$$

2. Porositas efektif, adalah persen volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (*bulk volume*).

$$= \frac{\text{Volume pori brhubngn}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \dots \dots \dots (3-7)$$

Untuk selanjutnya porositas efektif digunakan dalam perhitungan karena dianggap sebagai fraksi volume yang produktif.

Disamping itu menurut waktu dan cara terjadinya, maka porositas dapat juga diklasifikasikan menjadi dua, yaitu :

1. Porositas primer, adalah porositas yang terbentuk pada waktu batuan sedimen diendapkan.
2. Porositas sekunder, adalah porositas batuan yang terbentuk sesudah batuan sedimen terendapkan.

Besar-kecilnya porositas dipengaruhi oleh beberapa faktor, yaitu : ukuran butir, susunan butir, pemilahan, komposisi mineral, kompaksi, dan sementasi.

3.2.2.1.1.2. Wettabilitas

Wettabilitas didefinisikan sebagai suatu kecenderungan dari adanya fluida lain yang tidak saling mencampur. Apabila dua fluida bersinggungan dengan benda padat, maka salah satu fluida akan bersifat membasahi permukaan benda padat tersebut, hal ini disebabkan adanya gaya adhesi. Dalam sistem minyak-air benda padat (**Gambar 3.2**), gaya adhesi (A_T) yang menimbulkan sifat air membasahi benda padat adalah :

$$A_T = s_o - s_w = w_o \cdot \cos w_o \dots \dots \dots (3-8)$$

dimana :

- s_o = tegangan permukaan minyak-benda padat, dyne/cm
 s_w = tegangan permukaan air-benda padat, dyne/cm
 w_o = tegangan permukaan minyak-air, dyne/cm
 w_o = sudut kontak minyak-air

Suatu cairan dikatakan membasahi zat padat jika tegangan adhesinya positif ($< 90^\circ$), yang berarti batuan bersifat water wet. Sedangkan bila air tidak membasahi zat padat maka tegangan adhesinya negatif ($> 90^\circ$), yang berarti batuan bersifat oil wet.



Gambar 3.2. Keseimbangan Gaya-gaya pada Batas Air-Minyak-Padatan⁽²⁾

Wettabilitas ini penting peranannya dalam ulah laku kerja reservoir, sebab akan menimbulkan tekanan kapiler yang akan memberikan dorongan sehingga minyak atau gas dapat bergerak. Besaran wettabilitas ini sangat dipengaruhi oleh beberapa faktor, yaitu :

1. Jenis mineral yang terkandung dalam batuan reservoir
2. Ukuran butir batuan, semakin halus ukuran butir batuan maka semakin besar gaya adhesi yang terjadi
3. Jenis kandungan hidrokarbon yang terdapat di dalam minyak mentah (*crude oil*)

Wettabilitas terbagi menjadi dua kategori berdasarkan pada jenis komponen yang mempengaruhi, yaitu :

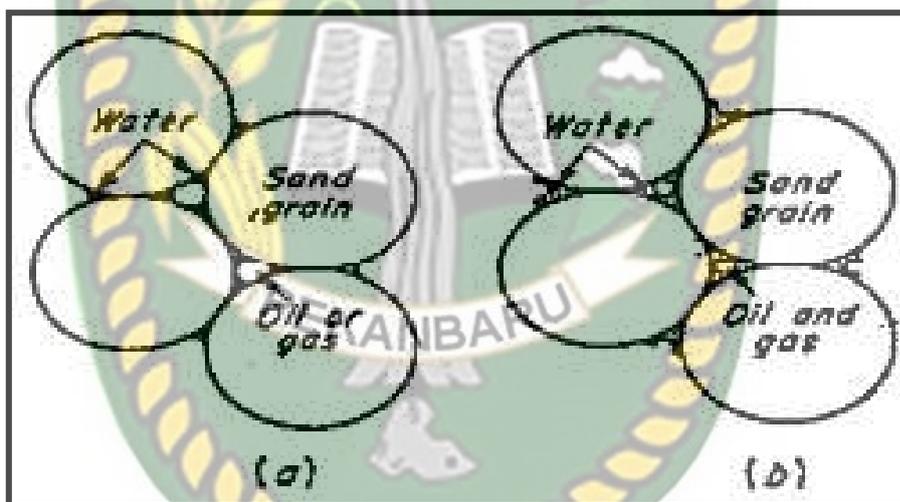
1. *Water wet*

Water wet terjadi jika suatu batuan mempunyai sudut kontak fluida (minyak dan air) terhadap batuan itu sendiri lebih kecil dari 90° ($< 90^\circ$).

Kejadian ini terjadi sebagai akibat dari gaya adhesi yang lebih besar pada sudut lancip yang dibentuk antara air dengan batuan dibandingkan gaya adhesi pada sudut yang tumpul yang dibentuk antara minyak dengan batuan, seperti **Gambar 3.3**.

2. *Oil wet*

Oil wet terjadi jika suatu batuan mempunyai sudut kontak antara fluida (minyak dan air) terhadap batuan itu sendiri dengan sudut lebih besar dari 90° ($> 90^\circ$), seperti yang ditunjukkan dalam **Gambar 3.3**. Karakter *oil wet* pada kondisi batuan reservoir tidak diharapkan terjadi sebab akan menyebabkan jumlah minyak yang tertinggal pada batuan reservoir saat diproduksi lebih besar daripada *water wet*.



Gambar 3.3. Sistem *Water Wet* dan Sistem *Oil Wet*⁽²⁾

3.2.2.1.1.3. Tekanan Kapiler

Tekanan kapiler (P_c) didefinisikan sebagai perbedaan tekanan terjadi antara permukaan dua fluida yang tidak tercampur (cairan-cairan atau cairan-gas) sebagai akibat dari terjadinya pertemuan permukaan yang memisahkan mereka. Perbedaan tekanan dua fluida ini adalah perbedaan tekanan antara fluida “*non-wetting fasa*” (P_{nw}) dengan fluida “*wetting fasa*” (P_w) atau :

$$P_c = P_{nw} - P_w \dots\dots\dots (3-9)$$

Tekanan permukaan fluida yang lebih rendah terjadi pada sisi pertemuan

permukaan fluida immisible yang cembung. Di reservoir biasanya air sebagai fasa yang membasahi (*wetting fasa*), sedangkan minyak dan gas sebagai *non-wetting fasa* atau tidak membasahi.

Tekanan kapiler dalam batuan berpori tergantung pada ukuran pori-pori dan macam fluidanya. Secara kuantitatif dapat dinyatakan dalam hubungan sebagai berikut :

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} = \Delta \rho g h \dots \dots \dots (3-10)$$

Dimana :

- P_c = tekanan kapiler
- σ = tegangan permukaan antara dua fluida
- $\cos \theta$ = sudut kontak permukaan antara dua fluida
- r = jari-jari lengkung pori-pori
- $\Delta \rho$ = perbedaan densitas dua fluida
- g = percepatan gravitasi
- h = ketinggian kolom

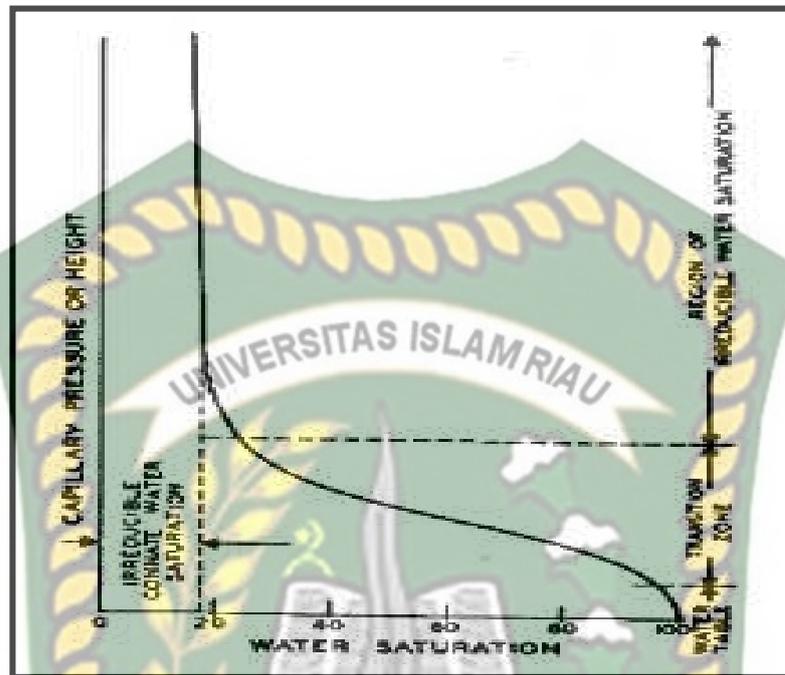
Dari **Persamaan 3.10** ditunjukkan bahwa h akan bertambah jika perbedaan densitas fluida berkurang, sementara faktor lainnya tetap. Hal ini berarti bahwa reservoir gas yang terdapat kontak gas-air, perbedaan densitas fluidanya bertambah besar sehingga akan mempunyai zona transisi minimum.

Demikian juga untuk reservoir minyak yang mempunyai API gravity rendah maka kontak minyak-air akan mempunyai zona transisi yang panjang. Konsep ini ditunjukkan dalam **Gambar 3.4**. Ukuran pori-pori batuan reservoir sering dihubungkan dengan besaran permeabilitas yang besar akan mempunyai tekanan kapiler yang rendah dan ketebalan zona transisinya lebih tipis daripada reservoir dengan permeabilitas yang rendah, seperti terlihat pada **Gambar 3.4**.

Tekanan kapiler mempunyai pengaruh yang penting dalam reservoir minyak maupun gas :

-) Mengontrol distribusi saturasi di dalam reservoir.
-) Merupakan mekanisme pendorong minyak dan gas untuk bergerak

atau mengalir melalui pori-pori reservoir dalam arah vertikal.



Gambar 3.4. Kurva Tekanan Kapiler⁽²⁾

3.2.2.1.1.4. Saturasi Fluida

Saturasi didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori batuan yang ditempati oleh suatu fluida tertentu dengan volume pori-pori total pada suatu batuan berpori.

- Saturasi minyak (S_o) adalah :

$$S_o = \frac{\text{volume pori - pori yang diisi oleh oil}}{\text{volume pori - pori total}} \dots\dots\dots (3-11)$$

- Saturasi air (S_w) adalah

$$S_w = \frac{\text{volume pori - pori yang diisi oleh air}}{\text{volume pori - pori total}} \dots\dots\dots (3-12)$$

- Saturasi gas (S_g) adalah :

$$S_g = \frac{\text{volume pori - pori yang diisi oleh gas}}{\text{volume pori - pori total}} \dots\dots\dots (3-13)$$

volume pori - pori total

Jika pori-pori batuan diisi oleh gas-minyak-air maka berlaku hubungan :

$$S_g + S_o + S_w = 1 \dots\dots\dots(3-14)$$

Jika diisi oleh minyak dan air saja maka :

$$S_o + S_w = 1 \dots\dots\dots(3-15)$$

3.2.2.1.1.5. Permeabilitas

Permeabilitas didefinisikan sebagai suatu bilangan yang menunjukkan kemampuan dari suatu batuan untuk mengalirkan fluida. Permeabilitas merupakan fungsi tingkat hubungan ruang antar pori-pori batuan.

Henry Darcy (1856), membuat hubungan empiris dengan bentuk diferensial sebagai berikut :

$$V = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dL} \dots\dots\dots(3-16)$$

dimana :

- V = kecepatan aliran, cm/sec
- μ = viskositas fluida yang mengalir, cp
- dP/dL = gradien tekanan dalam arah aliran , atm/cm
- k = permeabilitas media berpori, darcy

Tanda negatif dalam **Persamaan 3.16** menunjukkan bahwa bila tekanan bertambah dalam satu arah, maka arah alirannya berlawanan dengan arah pertambahan tekanan tersebut.

Dalam batuan reservoir, permeabilitas dibedakan menjadi tiga ialah :

-) Permeabilitas absolut, adalah permeabilitas dimana fluida yang mengalir melalui media berpori tersebut hanya satu fasa, misal hanya minyak atau gas saja.
-) Permeabilitas efektif, adalah permeabilitas batuan dimana fluida yang mengalir lebih dari satu fasa, misalnya minyak dan air, air dan gas, gas dan minyak atau ketiga-tiganya.
-) Permeabilitas relatif adalah perbandingan antara permeabilitas

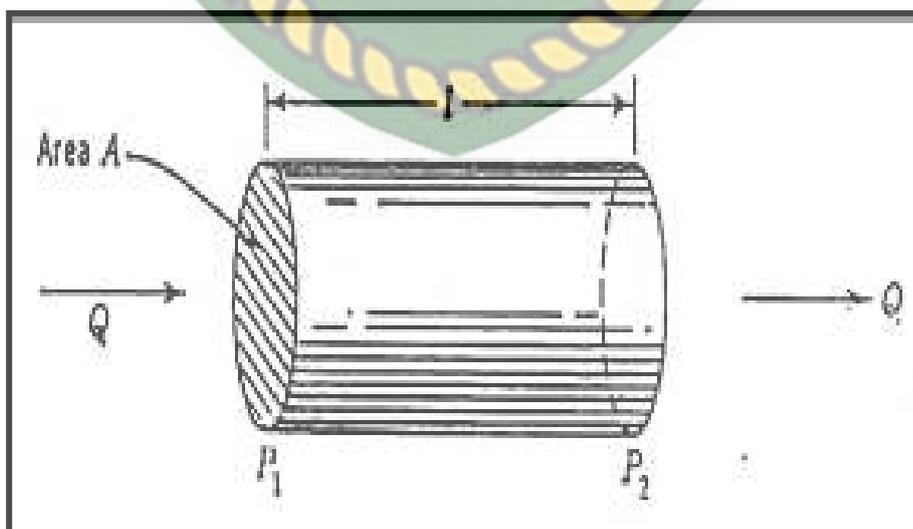
antara permeabilitas efektif dengan permeabilitas absolut.

Dasar penentuan permeabilitas batuan adalah hasil percobaan yang dilakukan oleh *Henry Darcy*. Dalam percobaan ini, *Henry Darcy* menggunakan batupasir tidak kompak yang dialiri air. Batupasir silindris yang *porous* ini 100 % dijenuhi cairan dengan viskositas μ , dengan luas penampang A , dan panjangnya L . kemudian dengan memberikan tekanan masuk P_1 pada salah satu ujungnya maka terjadi aliran dengan laju alir sebesar Q , sedangkan P_2 adalah tekanan keluar (**Gambar 3.5**).

Dari percobaan dapat ditunjukkan bahwa $Q \cdot \mu \cdot L / A(P_1 - P_2)$ adalah konstan dan akan sama dengan harga permeabilitas batuan yang tidak tergantung dari cairan, perbedaan tekanan dan dimensi batuan yang digunakan. Dengan mengatur laju Q sedemikian rupa sehingga tidak terjadi aliran turbulen, maka diperoleh harga permeabilitas absolut batuan. Satuan permeabilitas dalam percobaan ini adalah :

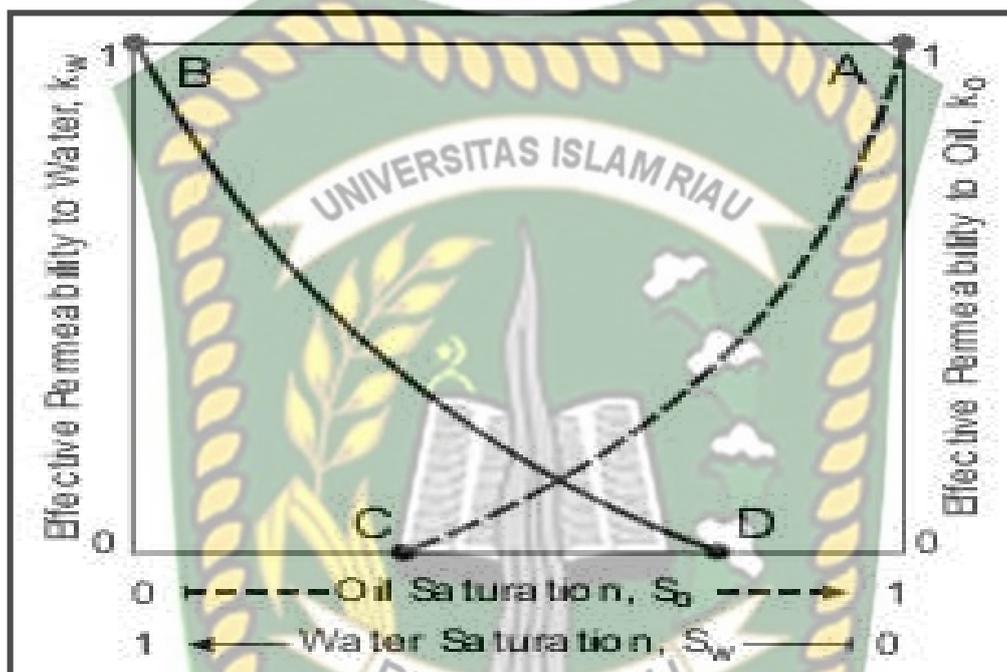
$$K = \frac{Q \left(\frac{L}{A} \right) \mu (P_1 - P_2)}{A (P_1 - P_2) L} \dots \dots \dots (3-17)$$

Dari **Persamaan 3.17** dapat dikembangkan untuk berbagai kondisi aliran yaitu aliran linier dan radial, masing-masing untuk fluida yang *compressible* dan *incompressible*.



Gambar 3.5. Diagram Percobaan Pengukuran⁽¹⁴⁾

Dari **Gambar 3.6**, dapat ditunjukkan bahwa K_o pada $S_w = 0$ dan $S_o = 1$ akan sama dengan harga K absolut, demikian juga untuk harga K absolutnya (titik A dan B pada **Gambar 3.6**).



Gambar 3.6. Kurva Permeabilitas Efektif untuk Sistem Minyak dan Air⁽¹⁴⁾

3.2.2.1.1.6. Kompresibilitas

Kompresibilitas batuan adalah perubahan volume batuan akibat perubahan tekanan yang mempengaruhinya, yaitu tekanan hidrostatik dan tekanan overburden. Menurut *Geerstma* (1957) terdapat tiga konsep kompresibilitas batuan yaitu :

-) Kompresibilitas matriks batuan, yaitu fraksi perubahan volume material padatan (*grains*) terhadap satuan perubahan tekanan.
-) Kompresibilitas bulk batuan, yaitu fraksi perubahan volume bulk batuan terhadap satuan perubahan tekanan.
-) Kompresibilitas pori-pori batuan, yaitu fraksi perubahan volume pori-pori batuan terhadap satuan perubahan tekanan.

Diantara konsep diatas, kompresibilitas pori-pori batuan dianggap yang paling penting dalam teknik reservoir khususnya.

Batuan yang berada pada kedalaman tertentu akan mengalami dua macam tekanan, antara lain :

-) Tekanan dalam (*internal stress*) yang disebabkan oleh tekanan hidrostatik fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan.
-) Tekanan luar (*external stress*) yang disebabkan oleh berat batuan yang ada diatasnya (*overburden pressure*).

Pengosongan fluida dari ruang pori-pori batuan reservoir akan mengakibatkan perubahan tekanan dalam dari batuan. Adanya perubahan tekanan ini akan mengakibatkan perubahan pada butir-butir batuan, pori-pori dan volume total (*bulk*) batuan reservoir. Perubahan bentuk volume bulk batuan dapat dinyatakan sebagai kompresibilitas C_r atau :

$$C_r = \frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \dots\dots\dots (3-18)$$

Sedangkan perubahan bentuk volume pori-pori batuan dapat dinyatakan sebagai kompresibilitas C_p atau :

$$C_p = \frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dP^*} \dots\dots\dots (3-19)$$

Dimana :

- V_r = volume padatan batuan (*grains*)
- V_p = volume pori-pori batuan
- P = tekanan hidrostatik fluida di dalam batuan
- P^* = tekanan luar (tekanan overburden)

3.2.2.1.2. Sifat Mekanik Batuan

Didalam Mekanika batuan perlu diketahui bagaimana kriteria penghancuran batuan akibat adanya tegangan (*stress*) dan regangan (*strain*) yang ditunjukkan oleh **Gambar 3.7**. Tegangan dan regangan ini terjadi jika ada suatu gaya yang dikenakan pada batuan tersebut. Adanya variasi beban

yang diberikan pada suatu batuan akan mengakibatkan penghancuran batuan, jika beban (gaya) yang diberikan melebihi kekuatan batuan. Ada beberapa gaya yang berlaku di batuan atau yang berhubungan dengan sifat batuan yang akan direkahkan.

Manfaat dari memahami tentang ilmu mekanika batuan pada Perekahan Hidraulik antara lain :

-) Untuk penentuan distribusi tegangan di tempat (*in-situ stress*) di sekitar lubang bor.
-) Untuk memperkirakan tekanan awal rekahan dan orientasi rekahan.
-) Untuk menentukan geometri rekahan termasuk hubungan antara tekanan dalam rekahan, *in-situ stress*, keadaan batuan, dan dimensi rekahan.
-) Untuk mengevaluasi ketahanan rekahan melalui studi tentang tegangan pada lapisan-lapisan yang berbatasan, variasi batuan, dan kondisi permukaan.

3.2.2.1.2.1. Stress dan Strain

Setiap material termasuk batuan bila dikenai suatu beban/tekanan maka akan mengalami perubahan bentuk (deformasi). Gaya atau tekanan per satuan luas ini disebut stress (), sedangkan perubahan bentuk dalam hal ini perubahan dalam panjang (), dibanding dengan panjang semula (L), disebut sebagai strain ().

a. Stress

Stress didefinisikan sebagai perbandingan antara gaya yang bekerja dengan bidang kontak gaya tersebut (gaya persatuan luas).

$$= \frac{F}{A} \dots \dots \dots (3-20)$$

Keterangan :

= *Stress*, Psi.

F = Gaya yang bekerja, lb.

A = Luas bidang kontak, inch².

b. Strain

Strain didefinisikan sebagai besarnya deformasi suatu material ketika sebuah stress diterapkan pada material tersebut. Strain merupakan parameter yang tidak berdimensi dan memiliki arah vektor yang sama dengan gaya F dan tegak lurus dengan bidang yang mengalami *stress*. *Strain* dapat didefinisikan :

$$= \frac{\delta}{L} \dots \dots \dots (3-21)$$

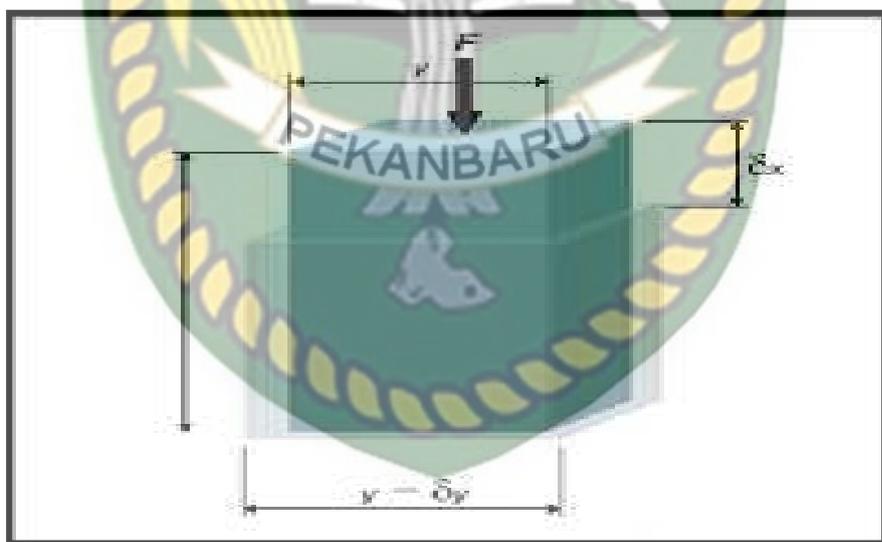
Keterangan :

= Strain.

L = Tinggi awal material.

x = Perubahan Tinggi Material.

Untuk tingkat tegangan yang lemah, plot antara *stress vs strain* akan membentuk suatu garis lurus seperti yang terjadi pada material logam yang merupakan jenis material linear elastis. **Gambar 3.7.** menunjukkan keadaan tersebut.



Gambar 3.7. Hubungan *Stress-Strain* Untuk Material Elastis⁽⁶⁾

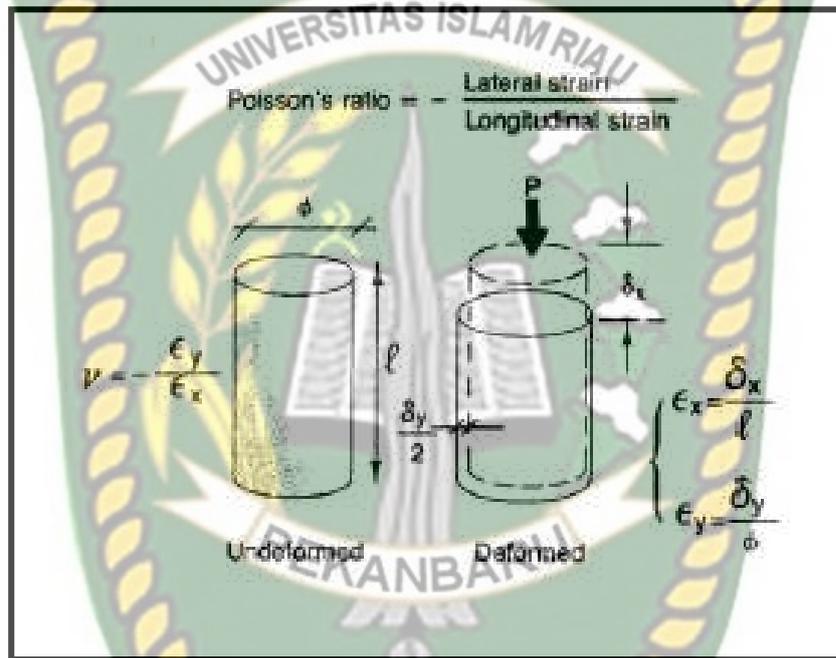
3.2.2.1.2.2. Poisson Ratio

Pemberian kuat tekan (*compressive strength*) pada suatu bidang material di sepanjang bidang aksis akan mengakibatkan material tersebut menjadi semakin pendek dan mengembang ke arah yang tegak lurus dengan bidang aksis seperti yang terlihat pada **Gambar 3.8.** Perbandingan harga *strain* yang berada tegak

lurus terhadap beban *stress* pada bidang lateral dengan harga strain yang tegak lurus terhadap beban *stress* pada bidang aksis disebut sebagai *poisson ratio* (\Rightarrow).

$$V = \frac{\epsilon_y}{\epsilon_x} = - \frac{\delta_y}{\delta_x} \dots\dots\dots(3-22)$$

Dimana ϵ_1 dan ϵ_2 masing-masing adalah *strain* arah tegak lurus satu sama lainnya. Harga *v* berkisar antara 0.15 – 0.30 dan untuk batupasir = 0.25, sedangkan untuk shale = 0.27.



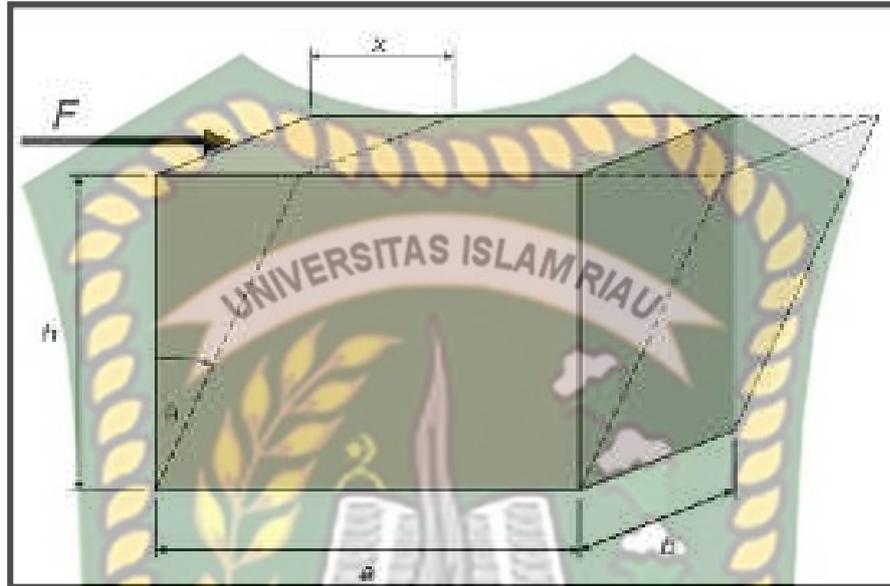
Gambar 3.8. Penggambaran Mengenai Efek *Poisson*⁽²³⁾

3.2.2.1.2.3. Modulus Shear

Tegangan geser (*shear stress*) pada permukaan suatu bidang material akan mengakibatkan bidang permukaan tersebut berpindah atau bergeser membentuk suatu bidang baru yang letaknya paralel dengan bidang semula seperti yang ditunjukkan oleh **Gambar 3.9**. Perbandingan antara besar harga shear stress yang diberikan terhadap sudut yang dibentuk akibat deformasi yang terjadi (kekakuan suatu material) dikenal sebagai *Modulus Shear* (G). Secara matematis dapat dituliskan :

$$G = \frac{F/A}{\theta r} \dots\dots\dots(3-23)$$

Untuk fluida, besar harga G sama dengan nol sedangkan untuk padatan, G merupakan suatu bilangan terbatas.



Gambar 3.9. Definisi *Shear Modulus*⁽⁶⁾

3.2.2.1.2.4. Modulus Bulk

Beban kompresif yang diberikan terhadap semua bagian suatu balok material pada kondisi hidrostatik, akan mengakibatkan pengurangan volume bulk total. Perbandingan antara tegangan yang diberikan (gaya per unit luas permukaan suatu bidang) terhadap perubahan volume untuk setiap satu unit volume awal suatu material dinamakan *Modulus Bulk* (K). Secara matematis dirumuskan sebagai berikut :

$$K = \frac{F/A}{\Delta/V} \dots\dots\dots(3-24)$$

Keterangan :

- F = Gaya, lb
- A = Luas Penampang, in²
- v = Perubahan Volume, in³
- V = Volume, in³

3.2.2.1.2.5. Modulus Young

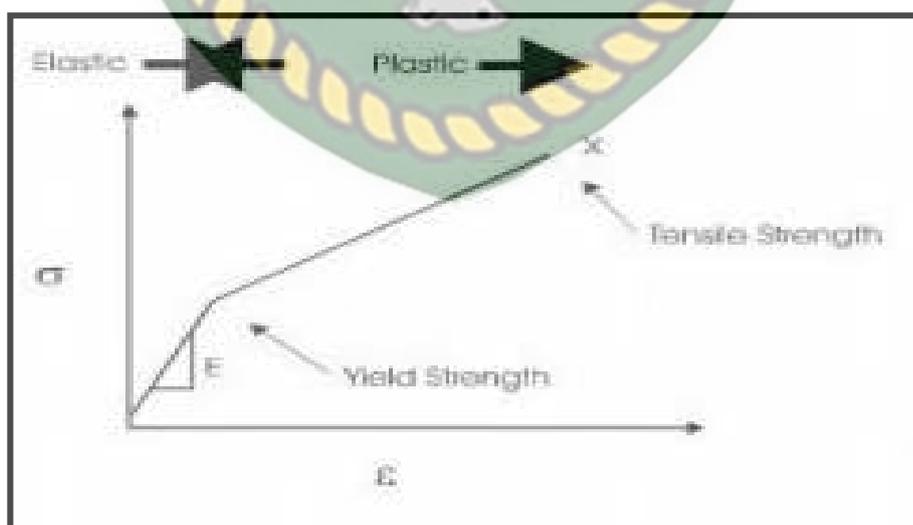
Jumlah strain yang disebabkan oleh stress adalah fungsi dari kekakuan material. Kekakuan atau kekenyalan dapat ditunjukkan dengan lekukan atau kemiringan pada plot antara axial stress dan strain pada daerah linier. Dan inilah yang dinamakan *modulus Young* (E). *Modulus Young* (E) sama dengan tegangan tarik (*unit stress*) dibagi dengan regangan tarik (*unit strain*). Secara sistematis dirumuskan sebagai berikut :

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} = \frac{s}{s} = \frac{l}{l} \dots \dots \dots (3-25)$$

Batuan mempunyai harga E (*Modulus Young*) berkisar dari 0,5 sampai 12 x 10⁶ psi dimana soft rock = 1 dan hard rock = 10. Istilah yang hampir sama dan sering dipakai dalam Perekahan Hidraulik adalah *plane-strain Modulus* (E'), ditulis sebagai :

$$E' = \frac{E}{(1-\nu^2)} \dots \dots \dots (3-26)$$

Dimana untuk sandstone, $\nu = 0,25$, $E' = 1,07 E$. Variabel lain seperti fracture toughness (kekenyalan rekahan) yaitu K_{Ic} yaitu pengukuran terhadap kemampuan material untuk menahan berkembangnya suatu rekahan.



Gambar 3.10. Grafik Untuk Menunjukkan *Modulus Young*⁽²³⁾

3.2.2.1.2.6. Overburden stress

Merupakan gaya yang bekerja pada batuan karena berat batuan yang ada di atasnya. Dengan integrasi pada *density log*, bisa diperkirakan harganya:

$$v = q \int_0^H z \, dz \dots\dots\dots (3-27)$$

Dimana q adalah gradien rekah (psi/ft) dan ρ adalah densitas formasi (lb/ft³).



Gambar 3.11 Skematik *Shear* dan *Normal Stress*⁽⁶⁾

Efektif stress (v')

Kalau *overburden* adalah harga absolut yang diderita oleh batuan maupun fluida maka di pori-pori ada efektif *stress* yang didefinisikan sebagai:

$$v' = v - P \dots\dots\dots (3.28)$$

dimana:

\mathcal{S} = Konstanta poroelastis biot yang besarnya 0.7

P = Tekanan reservoir

Efektif horisontal stress

Stress vertikal tidak hanya memberikan tegangan yang searah dengan gaya yang diberikan tetapi juga akan diterjemahkan kearah horisontal dengan perbandingan *poisson*:

$$\sigma_H = \frac{V - \sigma_v}{1 - \nu} \quad (3.29)$$

Dimana ν = poisson ratio batuan yang besarnya untuk *sandstone* sekitar 0.25 dan untuk *shale* sekitar 0.27.

Absolut horisontal stress

$$\sigma_H = \sigma'_H + \alpha P \quad (3.30)$$

Efektif horisontal stress minimum

$$\sigma'_{Hmin} = \sigma'_H \quad (3.31)$$

Absolut horisontal stress minimum

$$\sigma_{Hmin} = \sigma'_{Hmin} + \alpha P \quad (3.32)$$

Dengan melihat adanya *stress-stress* tersebut, maka dimungkinkan arah rekahan dapat terjadi secara vertikal, horisontal, maupun menyudut. Untuk menentukan arah rekahan tersebut dapat dilakukan sebagai berikut :

1. Jika gradien rekah (G_f) < 0.95 psi/ft, maka arah rekahan terjadi secara vertikal.
2. Jika gradien rekah (G_f) > 1.1 psi/ft, maka arah rekahan terjadi secara horisontal.
3. Jika gradien rekah (G_f), harganya diantara 0.95 -1.1 psi/ft, maka arah rekahan yang terjadi menyudut.

Stress horisontal *absolut* berkurang dengan diproduksikannya fluida dari sumurnya sehingga harga *stress* dari **Persamaan 3.32** tidak akan sama keseluruhan arah horisontal. *Stress* tersebut adalah *stress* horisontal minimum absolut, karena *stress* horisontal maksimum absolut adalah

$$\sigma_{Hmax} = \sigma_{Hmin} + \sigma_{tect} \quad (3.33)$$

3.2.2.1.2.7. Arah Rekahan

Arah rekahan akan tegak lurus dengan harga *stress* terkecil dari σ_{Hmin} , σ_{Hmax} dan σ_v (ketiga *stress* tersebut merupakan *stress* utama formasi). Oleh karena itu bila gaya horisontal yang mempertahankan keutuhan batuan lebih kecil dari gaya vertikal maka akan didapat rekahan vertikal, atau bila horisontal *stress* minimum lebih kecil dari horisontal *stress*

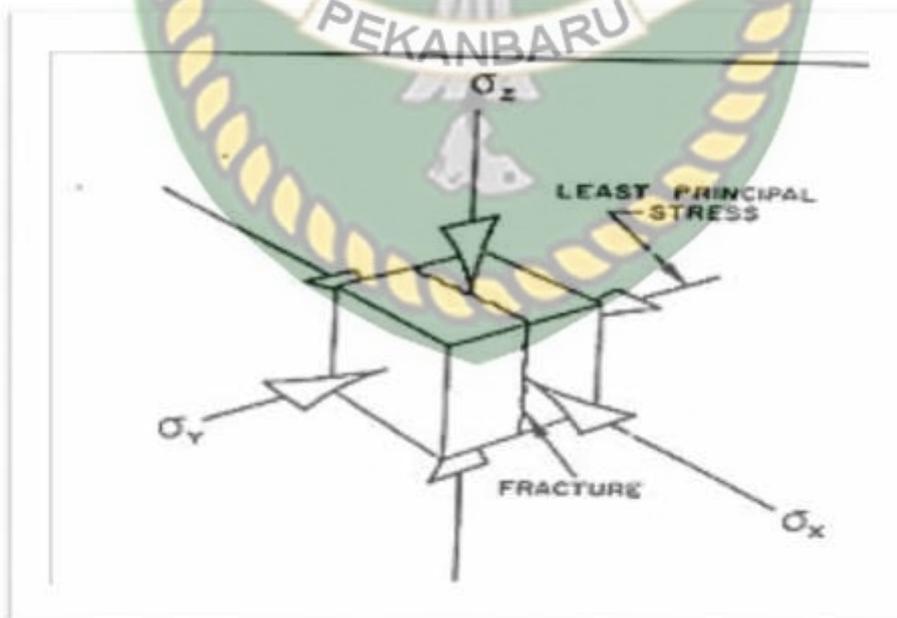
maksimum, lebih kecil dari tekanan *overburden*;

$$\exists H_{\min} < \exists H_{\max} < \exists v \dots\dots\dots(3-34)$$

Gambar 3.12 menunjukkan suatu skematik dari arah rekahan terhadap ketiga *stress* utama formasi.

Bila suatu permukaan mengalami erosi, sehingga sebagian kedalamannya akan hilang, maka *overburden stress* akan mengecil, tetapi horisontal *stress* minimum dan horisontal *stress* maksimum akan tetap, sehingga dimungkinkan dapat terjadi suatu saat rekahan yang seharusnya vertikal menjadi horisontal.

Adanya bermacam macam batuan yang berselang seling seperti misalnya suatu sandstone yang diapit oleh *shale* diatas dan dibawahnya dapat menyebabkan *stress contrast*, yaitu perbedaan *stress* batuan di *sandstone* dan di *shale* misalnya perbedaan antara besar *stress* horisontal minimum antara batuan produktif dan yang mengapitnya menentukan *stress contrast* ini. Bila kontras kecil sekali maka rekahan dapat tumbuh terus melewati sandstone ke *shale*.



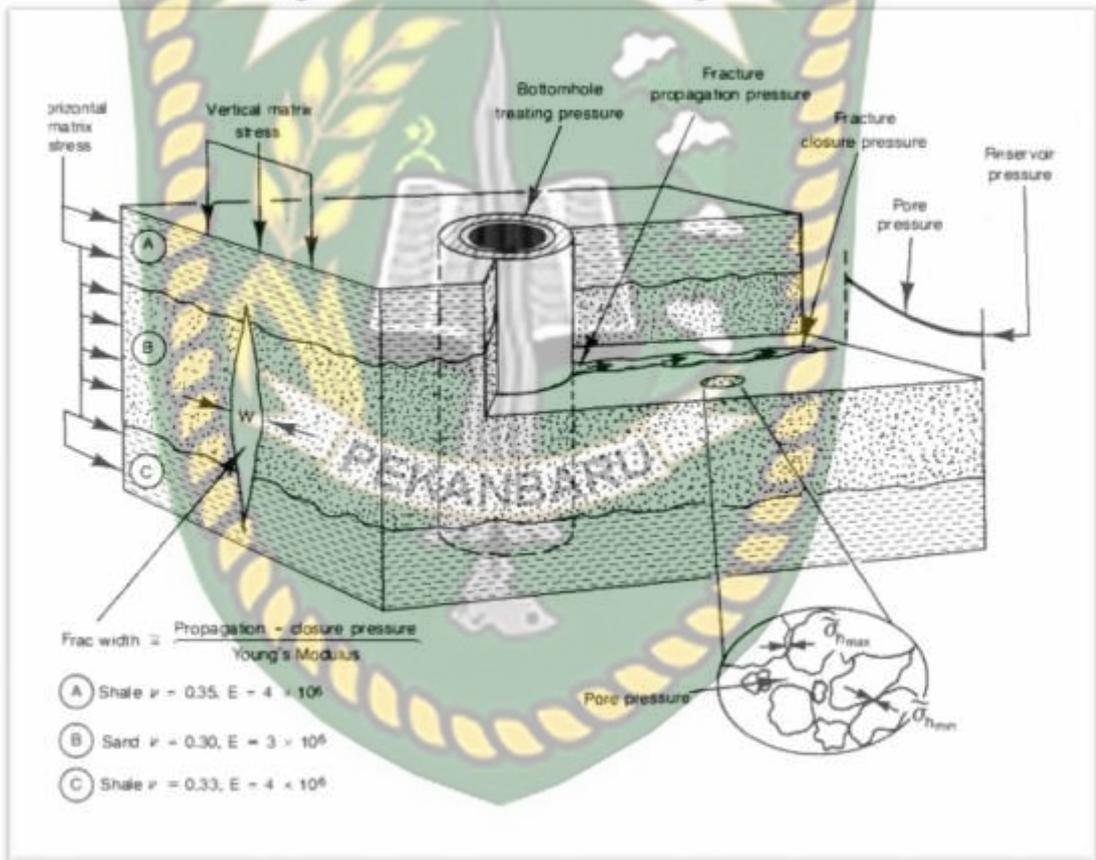
Gambar 3.12. Elemen Tegangan dan Bidang Rekahan⁽¹⁾

Besarnya *breakdown pressure* (tekanan rekah) merupakan karakteristik

harga, dan masing-masing dibedakan menjadi stress utama, *tensile stress* dan tekanan reservoir. Ekspresi *breakdown pressure* dikemukakan oleh Terzaghi (1923) dan untuk sumur vertikal tekanan *breakdown* adalah:

$$p_{bd} = \frac{3}{2} \gamma_{H, \min} Z + \frac{1}{2} \gamma_{H, \max} Z + \Gamma T_o Z + p_p \dots \dots \dots (3-35)$$

Untuk sumur-sumur berarah atau horisontal, *breakdown pressure* berbeda dari **Persamaan 3.35**, oleh karena adanya komponen *shear stress*. *Breakdown pressure* tersebut kecil, namun biasanya akan lebih besar dari pada *breakdown* sumur vertikal (McLennan et al., 1989).



Gambar 3.13. Model Perkembangan Rekahan⁽¹⁾

3.2.2.2. Fluida Perekah

Fluida perekah adalah suatu cairan yang digunakan untuk menghantarkan daya pompa ke batuan formasi, dan juga berfungsi sebagai pembawa material pengganjal ke dalam rekahan. Untuk itu fluida perekah dipompakan pada beberapa tingkat atau stages, yang masing-masing

mempunyai fungsi tersendiri. Dalam pengerjaannya biasanya dimulai dengan *pre-pad*, *pad* kemudian *slurry* dengan *proppant*, dan yang terakhir *flush*.

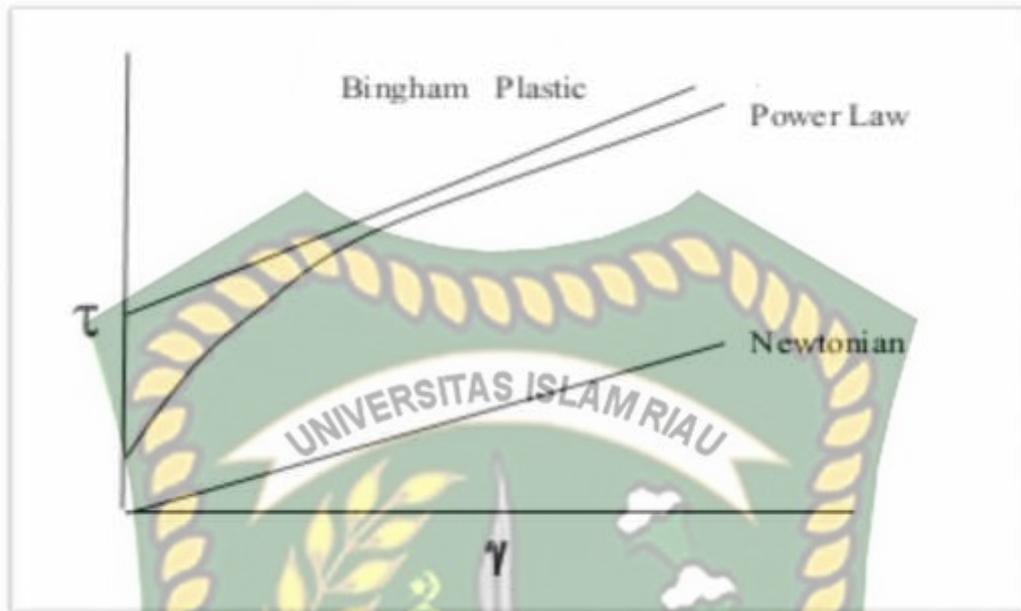
3.2.2.2.1. Mekanika Fluida Perekah

Mekanika fluida untuk pekerjaan perekahan hidraulik meliputi rheology, fluid loss (leak off) dan hidrolika fluida perekah yang terdiri dari pembahasan mengenai kehilangan tekanan aliran dan horse power pompa yang diperlukan.

3.2.2.2.1.1. Rheology Fluida Perekah

Pada pekerjaan hydraulic fracturing, rheology merupakan sifat aliran fluida yang digunakan untuk mendapatkan harga viskositas yang cukup. Viskositas fluida perekah perlu direncanakan dengan baik karena viskositas merupakan salah satu parameter yang penting dalam keberhasilan pekerjaan perekahan hidraulik.

Berdasarkan hubungan *shear stress* () dan *shear rate* (), fluida dapat dikelompokkan menjadi tiga macam, yaitu *newtonian*, *bingham plastic* dan *power law*. Fluida *newtonian* adalah fluida yang mempunyai hubungan linier antara *shear stress* dan *shear rate* (viskositasnya konstan) atau dengan kata lain viskositasnya hanya dipengaruhi oleh perubahan temperatur. Sedangkan untuk fluida *non-newtonian* (*power law* dan *bingham plastic*), viskositasnya selain dipengaruhi oleh temperatur juga dipengaruhi oleh perubahan *shear stress* dan *shear rate*.



Gambar 3.14. Harga Shear Rate vs Shear Stress Pada Fluida Newtonian dan Non Newtonian⁽²³⁾

Gambar 3.14 memperlihatkan plot τ (shear stress) vs $\dot{\gamma}$ (shear rate) untuk tiga macam fluida

Untuk fluida *Newtonian*:

$$\tau = \mu \left(\frac{du}{dy} \right) = \mu \dot{\gamma} \dots \dots \dots (3-36)$$

dimana :

μ = viskositas, cp

$\dot{\gamma}$ = shear rate, sec^{-1}

untuk bingham plastic berlaku :

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \dot{\gamma} \dots \dots \dots (3-37)$$

dimana

τ_0 = yield point (fluida *Newtonian* = 0)

Untuk fluida perekah, yang berlaku adalah fluida *power law*, karena sifat dari fluida *power law* yang viskositasnya selain dipengaruhi oleh temperatur juga dipengaruhi oleh *shear stress* dan *shear rate*, dimana viskositas fluida akan turun dengan berkembangnya *shear rate*. Pada fluida *power law* berlaku hubungan :

$$\tau = K \dot{\gamma}^n \dots \dots \dots (3-38)$$

dimana

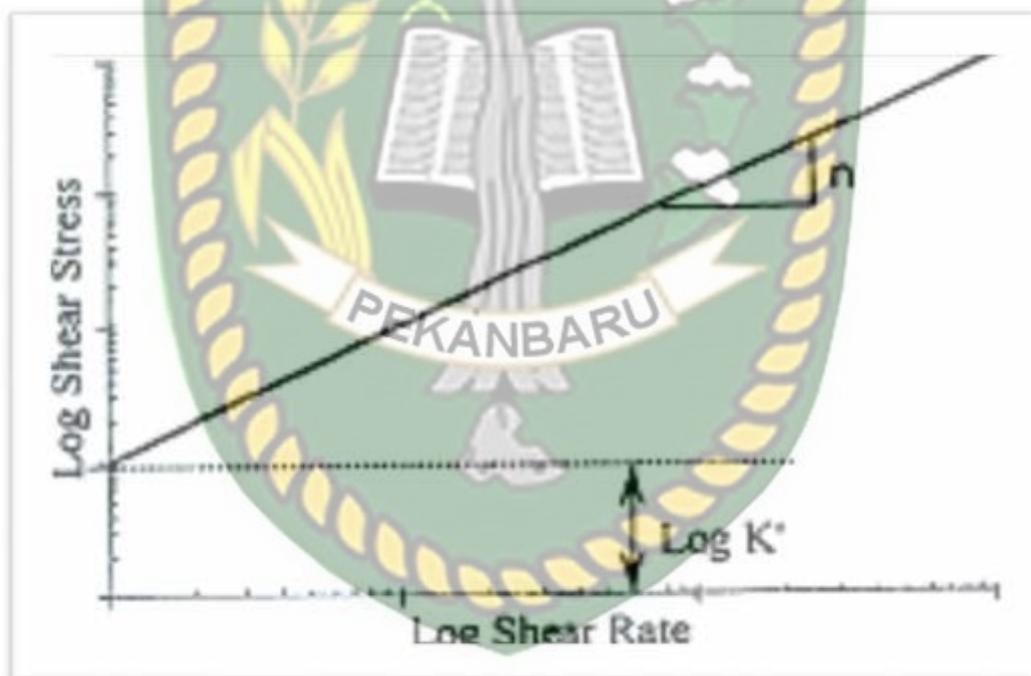
K = consistency index, $\text{lbf}\cdot\text{sec}^n/\text{ft}^2$

n = *power law index* (untuk $n = 1$, maka fluidanya Newtonian)

Fluida perekah yang bersifat *Power Law* adalah *sensitive* terhadap temperatur tinggi. *Polymer* dapat mengalami *degradasi* dengan cepat dan *viskositas* turun karena kenaikan temperatur.

Pada **Gambar 3.15**, memperlihatkan plot τ (*shear stress*) vs $\dot{\gamma}$ (*shear rate*) pada fluida *power law* dalam skala log-log. Untuk log-log plot berlaku hubungan:

$$\log \tau = \log K + n \log \dot{\gamma}$$



Gambar 3.15. Hubungan Shear Stress Dan Shear Rate Fluida Power Law Pada Log-log Plot⁽²³⁾

3.2.2.2.1.2. Fluid Loss (Leak Off).

Fluid loss (*leak-off* / kebocoran) adalah kehilangan fluida karena fluida perekah masuk meresap ke dalam formasi batuan. Leak off dapat mengakibatkan volume rekahan yang terjadi akan berkurang sehingga dapat menyebabkan proppant akan mengalami *bridging* atau *screen-out* (terhenti atau mengendap).

Jadi laju *leak-off* ini merupakan faktor penting dalam menentukan geometri rekahan. Terdapat dua macam penilaian terhadap *leak-off*, yakni :

1. *Fluid efficiency* (pengukuran total / global)

$$y \times \frac{\text{volume rekahan}}{\text{volume yang dipompakan}} \dots \dots \dots (3-40)$$

Umumnya harga y | 30 Z50%

2. Koefisien *leak-off* (pengukuran setempat).

$$V_L \times \frac{C_{tot}}{\sqrt{t}} \Gamma_{spurt} \dots \dots \dots (3-41)$$

Cooper dan kawan-kawan memperkenalkan *total leak-off coefficient* (C_{tot}) yang terdiri dari tiga mekanisme terpisah, yaitu :

1. C_I : *viscosity controlled* (dipengaruhi oleh viskositas, $\text{ft}/\text{min}^{1/2}$), merupakan pengontrol filtrat yang masuk ke formasi, yang dihitung dengan hukum Darcy.

$$C_I \times 0,0469 \frac{k \zeta_p \omega^{1/2}}{\sim_L} \text{ft}/\sqrt{\text{min}} \dots \dots \dots (3-42)$$

Keterangan :

C_I = Koefisien leak off yang dipengaruhi viskositas, $\text{ft}/\text{min}^{1/2}$

k = permeabilitas relatif formasi terhadap material yang *leak-off*, Darcy.

ζ_p = perbedaan tekanan antara fluida di depan dinding dengan tekanan di poripori, psi.

\sim_L = viskositas filtrat fluida pererah pada kondisi suhu formasi, cp.

\leftarrow = porositas batuan, fraksi.

2. C_{II} : *compressibility controlled*, bila viskositas filtrat sama dengan fluida reservoir dan tanpa pengaruh filter cake, maka koefisien leak off dihitung

dengan persamaan diffusivitas yang terutama dikontrol oleh kompresibilitas formasi / reservoir⁽⁴⁾.

$$C_{II} \times 0,0374 \zeta_p \frac{kWC_t}{\mu}^{1/2} \text{ ft} / \sqrt{\text{min}} \dots\dots\dots (3-43)$$

Keterangan :

- C_{II} = Koefisien leak off yang dipengaruhi kompresibilitas, $\text{ft}/\text{min}^{1/2}$
- C_t = kompresibilitas total formasi, psi^{-1}
- μ = viskositas fluida formasi yang *mobile* (dapat bergerak) pada kondisi reservoir, cp.

Dalam banyak perhitungan, C_I dan C_{II} sering dikombinasikan menjadi C_{ve} :

$$C_{ve} \times \frac{2 C_I C_{II}}{C_I \Gamma(C_I^2 \Gamma 4 C_{II}^2)^{1/2}} \dots\dots\dots (3-44)$$

Keterangan :

- C_I = Koefisien leak off yang dipengaruhi viskositas, $\text{ft}/\text{min}^{1/2}$
- C_{II} = Koefisien leak off yang dipengaruhi kompresibilitas, $\text{ft}/\text{min}^{1/2}$

3. C_{III} : *wall building mechanism* (mekanisme penutup dinding). Terbentuk dari residu polymer di dinding formasi yang menghalangi aliran masuk ke dalam formasi. Hal ini sangat penting dan sengaja dibuat demikian agar tidak banyak fluida yang hilang. Besarnya koefisien ini tidak dapat dihitung dengan baik sehingga harus diukur di laboratorium.

Spurt adalah fluida yang masuk pertama kali dalam jumlah relatif besar karena bertemu media berpori sebelum terbentuk filter cake yang didapat dari perpotongan dengan sumbu tegak, gal/ft^2 . Sedangkan *spurt time* adalah waktu yang diperlukan untuk mencapai bagian plot yang lurus, $\sqrt{\text{menit}}$

Koefisien leak off karena pengaruh wall building dihitung dengan :

$$C_w \times \frac{(0,0164) m}{A} \dots\dots\dots (3-45)$$

Keterangan :

m = kemiringan / slope garis

A = luas core yang dipakai

Dari ketiga mekanisme diatas, maka besarnya koefisien leak-off total adalah sebagai berikut :

$$C_{tot} = \frac{2C_{\mu} C_c C_w}{C_{\mu} C_w \Gamma \sum C_w^2 C_{\mu}^2 \Gamma 4C_c^2 \int C_{\mu}^2 \Gamma C_w^2 A^{1/2}} \dots\dots\dots(3-46)$$

Adapun jumlah kehilangan fluida yang masuk ke dalam pori batuan dapat ditentukan dengan persamaan :

$$V = V_s + 2 C_{tot} \sqrt{t} \dots\dots\dots(3-47)$$

Keterangan :

V_s = *leak-off rate*

C_{tot} = Koefisien *leak-off* total

t = time

3.2.2.2.1.3. Horse Power Pompa

Horse power pompa adalah daya yang diperlukan pompa untuk dapat memompa fluida perekah sehingga dapat dihasilkan performance sesuai dengan yang diinginkan. Harga horse pompa dapat dihitung dengan Persamaan :

$$HHP = q_i P_{tr} / 40,8 \dots\dots\dots (3-48)$$

Keterangan :

HP = Horse power / daya pompa, HHP

q_i = laju pemompaan fluida perekah, BPM

P_{tr} = Tekanan treatment dipermukaan, Psi

40,8 = (minimum stress formasi + P_{net} + ζP_f)- P_h

P_h = Tekanan Hidrostatik, psi

P_{net} = Net Pressure, psi

3.2.2.2 Jenis-jenis Fluida Perekah

Fluida perekah yang mengisi suatu *cycle* pemompaan ada empat jenis. Jenis-jenis fluida perekah tersebut adalah *prepad* (pertama dipompakan), *pad*, *slurry*, dan terakhir adalah *flush*.

Prepad dipompakan pertama kali dalam suatu *stage*. *Prepad* yang berviskositas rendah ini berguna sebagai pembersih jalan yang akan dilalui jenis fluida perekah berikutnya sehingga fluida perekah berikutnya dapat difungsikan secara maksimal. Selain itu *prepad* juga berfungsi sebagai pendingin formasi, pencegah *damage*, dan membantu memulai membuat rekahan.

Pad adalah jenis fluida perekah yang tidak diberi *proppant* dan dipompakan setelah *prepad*. *Pad* mempunyai viskositas yang lebih tinggi daripada *prepad*. Gunanya adalah untuk memulai perekahan-perekahan sekaligus memperluasnya. Sementara rekahan berkembang, terjadi *fluid loss* atau *leak-off* ke dalam formasi, dan dianggap tegak lurus dengan dinding formasi, sambil membentuk *filter cake*. Volume *leak-off* ini akan sebanding dengan akar dua dari waktu cairan bersatu. Jadi, *pad* ini akan dikorbankan sehingga *leak-off* dari *slurry* dengan *proppant* akan berkurang.

Setelah *pad*, *slurry* dengan *proppant* akan mulai ditambahkan pada fluida perekah yang akan naik terus sampai pada harga maksimum yang telah ditentukan. Harga ini tergantung dari kemampuan fluida dalam membawa *proppant* dan/atau kapasitas reservoir dan rekahan yang terbentuk. *Slurry* ini mempunyai viskositas yang lebih tinggi daripada *pad*. Secara umum, *leak-off* yang berlebihan dapat disebabkan oleh ketidakseragaman (*heterogeneities*) reservoirnya, seperti adanya rekahan alamiah (*natural fissures*). Hal lain yang bisa terjadi adalah meluasnya rekahan karena rekahan bergerak ke luar dari zona produktif yang diinginkan. Bisa saja terjadi bila di antara dua formasi produktif terdapat lapisan shale yang tipis, maka rekahan akan bergerak melewati shale tersebut walaupun di shale rekahan akan menipis dan ini mungkin tidak akan bisa dilewati oleh *proppant* sehingga akan terjadi *screen out* (*proppant* berkumpul tertahan karena cairannya hilang). *Slurry* tidak bisa mentransport *proppant*, dan tekanan injeksi akan naik tinggi sehingga perekahan lebih lanjut

ke dalam formasi tidak bisa dilakukan. Secara umum, bila rekahan kurang dari tiga kali diameter *proppant*, maka *proppant* akan tertahan.

Setelah *slurry* dipompakan, maka paling belakang akan diberi *flush* agar *slurry* dengan *proppant* akan masuk ke dalam formasi dan tidak tertinggal di dalam sumur. Dalam prakteknya, harus ada *proppant slurry* yang tertinggal di sumur, karena kalau *flush* terlalu banyak maka akan menyebabkan rekahan di sekitarnya akan menutup kembali sehingga peningkatan produktivitas tidak efektif (disebut “*choked*” *fracture*).

3.2.2.2.3 Sifat Fluida Perekah

Untuk pemilihan fluida perekah yang sesuai, harus dipenuhi kriteria sebagai berikut :

1. Memiliki harga viskositas cukup besar, yaitu 100 – 1000 cp pada temperatur normal.
2. Filtrasi yang terjadi jangan sampai menutup pori-pori batuan.
3. Stabil pada tekanan tinggi.
4. Tidak bereaksi dengan fluida reservoir, karena dapat menimbulkan endapan yang menyebabkan terjadinya kerusakan formasi.
5. Tidak membentuk emulsi di dalam lapisan reservoir.
6. Viskositas cairan dapat berubah menjadi kecil setelah terjadinya perekahan, sehingga mudah disirkulasikan keluar dari sumur.
7. Dari segi ekonomi harus memiliki harga yang relatif murah.

3.2.2.2.4 Pemilihan Fluida Dasar

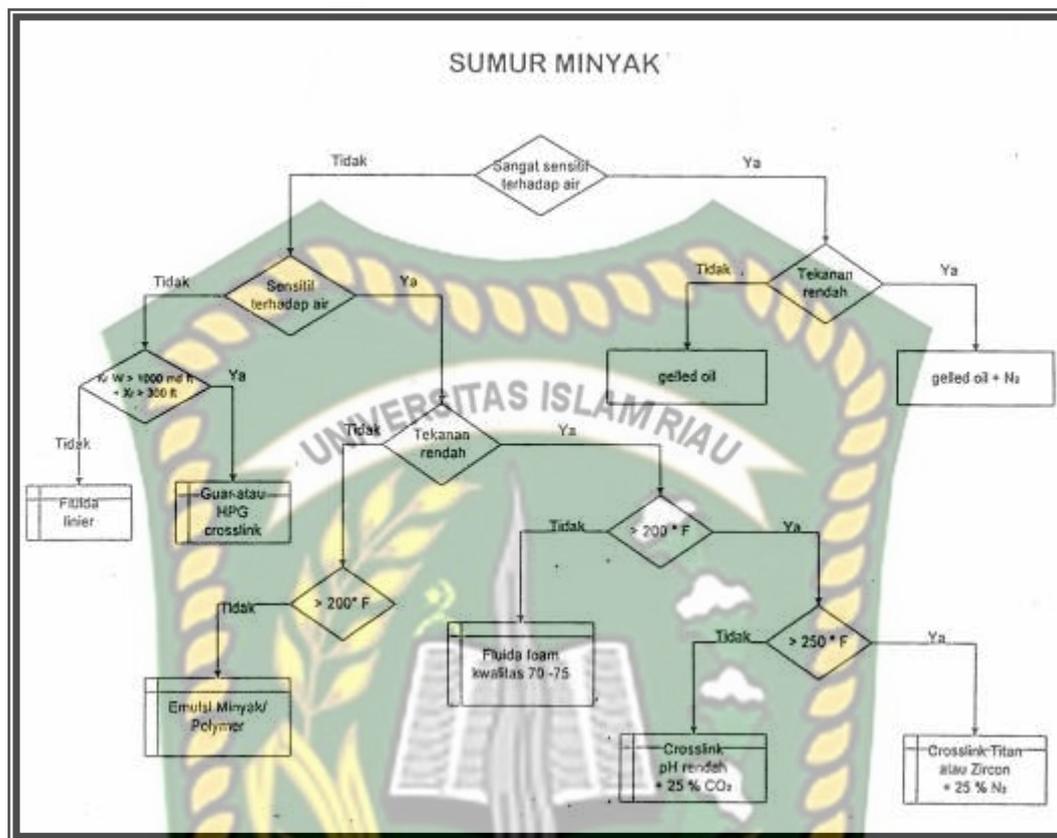
Sebelum memilih fluida dasar, kita harus tahu zat yang akan dicampur dalam fluida dasar tersebut sehingga fluida perekah mempunyai komposisi yang tepat. Fluida Perekah mempunyai komposisi sebagai berikut :

1. Fluida dasar (*base fluid*), misalnya air atau minyak ditambah *polymer*.
2. *Crosslinker* (penyatu atau pengikat molekul sehingga rantai menjadi panjang dan viskositas akan meningkat).
3. *Breaker* (pemecah).

4. *Viscosity stabilizer* (penstabil viskositas).
5. *Fluid loss additive* (zat tambahan untuk mencegah kehilangan fluida).
6. *Surfactant* (surface active agent).
7. *Buffers* (pengontrol pH).
8. *Radioactive tracers*.
9. *Biocides* (anti bakteri).
10. *Friction reducer* (pengecil friksi).
11. *Clay stabilizers* (penstabil clay).
12. *Crosslinker control agents* (mengontrol zat untuk pengikat molekul).
13. *Iron control agents* (pencegah pengendapan besi di formasi).
14. *Paraffin control*.
15. *Scale inhibitors* (pencegah *scale*).
16. *Extenders, clean up, dan energizing agents* (mempermudah produksi kembali).

Fluida dasar terutama dipilih kerana sifat formasi, kandungan *clay*, jenis reservoir (minyak atau gas), ada parafin (*asphaltene*), tekanan reservoir, dan pengalaman masa lalu sukses atau tidak, serta harganya. Secara umum, fluida dasar bisa berupa air, hidrokarbon, campuran air atau alkohol, emulsi, *foam*, dan kombinasi dari bahan-bahan tersebut. Fluida dasar ini harus diperkental dengan *polymer* sebagai *thickener* (pengental).

Economides memberikan arahan mengenai pemilihan fluida pererah berdasarkan temperatur formasi, sensitifitas terhadap air, permeabilitas, tekanan reservoir, dan tinggi rekahan, serta sumur minyak ataukah gas memberikan arahan untuk sumur gas dan minyak. Dalam prakteknya *borate crosslinked* adalah yang paling umum digunakan.



Gambar 3.15. Petunjuk Penggunaan Fluida Perekah Untuk Sumur Minyak⁽⁷⁾

Jenis fluida dasar yang bisa digunakan dalam proses perekahan bisa berupa antara lain :

1. Water Base Fluid

Merupakan jenis fluida perekah dengan bahan dasar air, *water base fluid* ini dapat digunakan pada reservoir minyak maupun gas. Fluida perekah ini mempunyai beberapa keuntungan antara lain :

1. Tidak ada resiko kebakaran.
2. Tersedia dalam jumlah yang banyak dan harganya murah.
3. Dapat mengurangi terjadinya *friction loss*.
4. Viscositasnya yang rendah, hal ini akan lebih mudah dalam pemompaan.
5. *Specific gravity* air yang tinggi akan memberikan kekuatan penopang yang lebih besar pada *propping agent*.

2. Oil Base Fluid

Oil base fluid digunakan sebagai fluida pererah mempunyai keuntungan sebagai berikut :

1. Mempunyai viscositas yang tinggi sebagai sifat alamiahnya.
2. Rate injeksi yang rendah untuk peretakan dangkal atau dalam.
3. Dapat dijual kembali setelah pemakaian.

Ada beberapa jenis cairan bahan dasar minyak untuk pererkahan, yaitu :

1. *Napalm Gels*, bahan dasar yang digunakan adalah kerosin atau minyak diesel atau crude oil yang dipadatkan dengan penambahan napalm (*aluminium fatty acid salt*). Jel ini mempunyai viskositas tinggi dan mampu membawa material pengganjal (*proppant*) serta *fluid loss*-nya rendah.
2. *Viscous Refined Oil*, lebih menguntungkan daripada napalm gel karena mudah diperoleh dari *refinery*, dapat dimanfaatkan kembali sebagai hasil produksi, dan viskositasnya akan berkurang bila bercampur dengan fluida formasi, sehingga mudah dikeluarkan kembali setelah operasi pererkahan selesai.
3. *Lease Crude Oils*, pada beberapa *area lease crude oils* dapat digunakan untuk pererkahan, namun setelah ditambahkan *fluid loss control agent*.
4. *Gelled Lease Oils*, merupakan campuran minyak-air dengan sedikit *fatty acid soap* dan *caustic*, sehingga membentuk jel. Jenis ini menjadi populer karena mudah didapat, relatif murah dan gesekan dengan dinding pipa relatif kecil. *Gelled Lease Oils* ini tidak dapat digunakan pada temperatur tinggi.

3. Foam Base Fluid

Merupakan campuran antara fasa liquid dengan fasa gas. Fluida pererah ini baik sekali digunakan pada reservoir bertekanan rendah sehingga dapat membantu produksi kembali. *Foam* ini merupakan *foam* yang

mengandung hampir 95% fasa gas sehingga baik untuk pembersihan ruang rekahan (*clean up*).

4. Emulsion Base Fluid

Fluida dasar ini berasal dari dispersi dua macam fluida yang *immiscible*, seperti minyak dalam air atau air dalam minyak. Fasa yang *immiscible* tersebut distabilkan dengan *surfactant*. Fluida perekah berbahan dasar emulsi ini memberi efek yang baik untuk pembersihan ruang rekahan, tetapi kelemahannya adalah viskositasnya yang tidak stabil karena sangat rentan terhadap perubahan temperatur.

3.2.2.2.5. Additive

Additives merupakan zat-zat yang ditambahkan ke dalam fluida dasar dengan komposisi tertentu sehingga menghasilkan suatu fluida perekah yang diinginkan. Suatu fluida perekah harus menghasilkan friksi tekanan yang kecil dan tetap berviskositas besar agar dapat menahan *proppant* serta bisa turun kembali viskositasnya setelah selesai pelaksanaan perekahan dan penempatan *proppant* agar dapat memproduksi dari formasi dengan mudah. Oleh sebab itu diperlukanlah *additive*. Jenis-jenis *additive* yang dipakai adalah *Crosslinker* (penyatu atau pengikat molekul sehingga rantai menjadi panjang dan viskositas akan meningkat), *Breaker* (pemecah), *Viscosity stabilizer* (penstabil viskositas), *Fluid loss additive* (zat tambahan untuk mencegah kehilangan fluida), *Surfactant* (surface active agent), *Buffers* (pengontrol pH), *Radioactive tracers*, *Biocides* (anti bakteri), Pencampur gel, *Friction reducer* (pengecil friksi), *Clay stabilizers* (penstabil clay), *Crosslinker control agents* (mengontrol zat untuk pengikat molekul), *Iron control agents* (pencegah pengendapan besi di formasi), *Paraffin control*, *Scale inhibitors* (pencegah *scale*), *Extenders*, *clean up*, dan *energizing agents* (mempermudah produksi kembali). Lebih lanjut tentang *additive* tersebut akan dijelaskan dalam sub-sub bab berikut.

1. Crosslinker

Crosslink diperlukan untuk meningkatkan viskositas dengan pengikatan satu molekul atau lebih. Fluida linier akan mengalami penurunan viskositas

karena temperatur atau kalau *shear* bertambah (misalnya untuk rekahan yang menyempit). Kalau viskositas berkurang dari 100 cp dan 170 det^{-1} , maka *proppant* dapat mengendap (turun ke bawah). Dalam beberapa hal viskositas bisa turun sampai hanya 20 cp saja pada 175°F karena itu harus digunakan *crosslink agent* yakni *organometalic* atau *transition metal compounds* yang biasanya *borate*, *titan*, dan *zircon* untuk meningkatkan viskositas.

Metal ini membentuk ikatan dengan rantai guar dan HPG (*Hydroxypropil Guar*) yang menghasilkan *polymer* dengan viskositas besar. Viskositas pada 170 det^{-1} untuk *crosslink borate* 40 lb/1000 gal bisa mencapai viskositas di atas 2000 cp pada 100°F dan 250 cp pada 200°F .

Crosslink borate tahan sampai temperatur 225°F sedangkan *crosslink zircon* dan *titan* dapat mencapai 325°F . Kalau *crosslink borate* tidak sensitif terhadap *shear* (karena yang terlepas dapat terikat kembali), maka di *crosslink zircon* maupun *titan*, sekali lepas maka tidak akan dapat diregenerasi kembali. Karena itu kedua jenis ini hanya dipakai untuk di formasi saja, tidak di permukaan atau tubing yang mungkin akan memberikan *shear* di pompa, pipa, dan lain-lain.

2. Breaker

Polymer breakers, yaitu untuk memecahkan rantai *polymer* sehingga kembali menjadi encer (kecil viskositasnya) setelah selesai penempatan *proppant* agar produksi aliran minyak kembali mudah untuk dilakukan. Di sini *breaker* harus bekerja cepat. Konsentrasinya pada *polymer* harus cukup untuk mengencerkan *polymer* yang ada. *Polymer* biasanya pecah sendiri pada temperatur kerja di atas 225°F . Untuk temperatur rendah digunakan zat kimia. Ada juga *breaker* yang dimasukkan ke dalam kapsul. *Breaker* ini bekerja karena aksi secara fisika atau kimia dan yang umum dipakai antara lain *Oxidizer* seperti *Peroxydisulfate* ($\text{S}_2\text{O}_8^{2-}$).

Thermal decomposition dari *Peroxydisulfate* selanjutnya akan memproduksi radikal *sulfate* yang sangat reaktif dan bisa menyerang inti *polymer*. Pada temperatur di bawah 125°F *thermal decomposition* akan lambat

namun bisa dipercepat dengan menambahkan *amines*. Di atas 125⁰F reaksi akan cepat sehingga hanya akan diperlukan 0,25 lb/1000 gal. Di sini mula-mula *breaker* ditambahkan sedikit saja pad, kemudian ditambah lagi sesuai dengan bertambahnya *proppant*. Selanjutnya *Natrium* atau *Ammonium Persulfate* (SP atau AP) yang memberikan radikal bebas juga dipakai. Material ini tidak memproduksi radikal sampai temperatur mendekati 200⁰F.

Dalam prakteknya, kontaminan seperti ion metal bisa mempercepat dekomposisi dari *peroxides* sehingga kinerjanya sukar untuk diperhitungkan. Selain itu material ini juga berbahaya bagi manusia. Enzim seperti *Hemicellulase* atau protein dipakai sebagai *breaker* yang akan mulai memecahkan *polymer* selama pH 3,5 – 8 dan akan di non-aktifkan oleh temperatur saat kurang dari 125⁰F. Enzim ini sama dengan bakteri yang digunakan untuk menekan *polymer*. B.J. (SPE Paper No.28513, 1994) menyatakan bahwa enzim pada perkembangan terakhir dapat digunakan untuk 150⁰F bahkan ada yang lebih dari 300⁰F.

Breaker yang digunakan pada fluida perekah dapat sangat mempengaruhi sifat fluida walaupun pada konsentrasi yang sangat rendah. Untuk minyak sebagai fluida dasar maka *breaker*-nya akan berbeda, asam dan basa bisa memecahkan gel *aluminium phosphate ester*. Jadi biasanya asam atau basa yang terlarut dengan

3. Viscosity Stabilizer

Suatu zat tambahan untuk menjaga penurunan viskositas pada *Polysaccharide gels* (fluida perekah) yang dilakukan pada temperatur tinggi untuk waktu yang lama di atas 200⁰F. Umumnya digunakan *methanol* dan *Natrium Thiosulfate* (Na₂S₂O₃). *Ethanol* berbahaya karena mudah terbakar dan di mana dipakai 5 – 10 % volume. *Sodium Thiosulfate* dipakai sebanyak 20 lb/1000 gal dan lebih efektif dan diperkirakan bekerja dengan mengikat oksigen.

4. Fluid Loss Additive

Fluid loss sangat penting untuk dikurangi. Untuk formasi yang homogen biasanya *filter cake* saja sudah cukup. *Fluid loss* bisa menembus matriks, ke *microfracture*, bahkan sampai ke *macrofracture*. Di sini material yang dipakai antara lain :

- ❖ Pasir 100-Mesh.
- ❖ *Silika Fluor* (325-Mesh) baik untuk rekahan kecil alamiah (*Silika Fluor* 200-Mesh untuk rekahan kecil akan kurang dari 50 micron dan 100-Mesh untuk yang lebih besar dari 50 micron).
- ❖ *Oil soluble resins*.
- ❖ *Adomite regain (corn starch)*.
- ❖ Diesel 2 – 5 % (diemulsikan).
- ❖ *Unrefined guar*.
- ❖ *Karaya gums*.

5. Surfactant

Surfactant akan bekerja pada konsentrasi yang rendah dan akan menyerap dua permukaan antara dua fluida yang yang tidak bercampur. *Surfactant* mempunyai dua sisi di mana satu sisi menghadap ke fluida pertama dan sisi yang lain menghadap ke fluida kedua sehingga antara kedua fluida tersebut dapat bercampur. Penggunaannya antara lain pada pembentukan *foam*. Selain itu *fluorocarbon surfactant* akan mengurangi tegangan permukaan (*surface tension*) dan mempermudah menghilangkan air dari permukaan formasi dan mempermudah terjadinya rekahan (*SPE Monograph* hal. 141). Selain itu *fluorosurfactant* tersebut adalah bersifat *nonionoc* yang bisa mencegah terjadinya emulsi.

6. Buffers

Pada pencampuran di tempat, polymer dalam bentuk powder ditambahkan pada fluid dasar. Untuk bisa terpisah dengan baik, pH harus sekitar 9 yang didapat dari pencampuran dengan basa, seperti *NaOH*, *NH₄OH*, *Na-*

acetat atau Asam Asetat, Natrium Carbonat atau Asam Fumaric ($C_4H_4O_4$) dan Asam Sulfamic (HSO_3NH_2).

7. Radioactive Tracers

Zat radioaktif (*Antimon, Iridium, dan Scandium*) akan ditambahkan sekitar 0,5 sampai 1,0 millicuries / 1000 lb *proppant*) dengan maksud agar dapat ditentukan zona rekahan yang dilakukan dengan *gamma-ray log*.

8. Biocides/ Bactericides

Bakteri yang menyerang *organic polymer* akan merusak ikatannya dan mengurangi viskositasnya sehingga perlu ditambahkan antibakteri seperti *glutaraldehyde, chloropenates, quaternary amines, dan isothiazoline*. Zat tersebut perlu ditambahkan di tanki sebelum air ditambahkan, karena enzim yang terlanjur dihasilkan (walaupun bakterinya sudah mati) bisa memecahkan *polymer*. Bila minyak sebagai fluida dasar (*oil base*), maka *bactericides* tidak perlu dipakai lagi.

9. Pencampur Gel

Untuk menghindarkan terjadinya *fish-eye* (menggumpalnya gel) maka sering gel tersebut dicampur dahulu dengan 5 % *methanol* atau *isopropanol*. Penggunaan zat ini bisa diperbesar kadarnya untuk formasi yang sensitif, bahkan pernah dengan 100 % *methanol*.

10. Friction Reducer

Semua *polymer* akan berlaku sebagai zat yang menghalangi terjadinya turbulensi. Turbulensi akan menyebabkan kehilangan tekanan yang besar. Dengan adanya *polymer* maka kehilangan tekanan juga relatif akan mengecil. Material yang digunakan untuk mengurangi kehilangan tekanan seperti misalnya *anionic* dan *cationic polyacrylamide* untuk fluida dasar air, air tawar, atau asam (1/4 – 1 gal/1000 gal). Terdapat pula dalam bentuk serbuk puder *anionic* atau *cationic* untuk asam, air, dan air garam (1/4 – 2 lb/1000 gal). Selain itu ada juga khusus *friction reducer* untuk fluida dasar hidrokarbon dengan

polysodecylmethacrylate (7 – 10 gal/1000 gal) di mana akan diperlukan *activator* atau *aluminium phosphate ester gel* (2 gal/1000 gal). *Friction reducer* hanya dipakai kalau aliran mungkin akan turbulen sehingga untuk aliran laminer tidak akan diperlukan.

11. Clay Stabilizers

Clay pada formasi batupasir seperti *kaolinite*, *illite*, dan *chlorite* atau *smectite*, dapat menjadi masalah. Aliran dari fluida perrekan dengan perubahan tekanan atau temperatur atau lingkungan ion dapat menyebabkan *clay* terlepas dan bermigrasi sehingga akan merusak formasi. Di sini, *KCl* mencegah menyebarnya *clay* dengan memberikan sifat *cationic* untuk mencegah perpindahan ion, namun *KCl* tidak dapat mencegah terjadinya migrasi bila hal tersebut sudah terjadi. *KCl* juga dapat digunakan untuk mencegah pembengkakan *clay*. *NH₄Cl* berfungsi sama seperti *KCl* tetapi tidak digunakan dalam Perrekan Hidraulik melainkan pada pengasaman. *CaCl₂* akan mengendap pada kondisi air formasi dengan *sulfat* atau *alkaline* yang dominan. *CaCl₂* dapat digunakan untuk larutan air air atau *methanol* di mana kelarutan *KCl* dan *NH₄Cl* terbatas.

12. Crosslinker Control Agents

Additive ini bertujuan untuk mengontrol waktu *crosslink* misalnya untuk menghambat terjadinya *crosslink*, *Acetinate* yang dilarutkan, terutama pada *Ti-crosslink*. Untuk temperatur rendah, waktu *crosslink* malah akan dipercepat. Atau campuran keduanya untuk mengontrol waktu *crosslink*.

3.2.2.3. Material Pengganjal (*Proppant*)

Proppant atau bahan pengganjal digunakan untuk mengganjal rekahan yang terbentuk agar tidak menutup kembali. Ukuran *proppant* akan mempengaruhi geometri rekahan yang pada akhirnya mempengaruhi besarnya permeabilitas (konduktivitas) rekahan (*wkf*), sehingga semakin kontras permeabilitas di rekahan akan makin besar pula produktivitasnya. Hal-hal yang harus diperhatikan dalam pemilihan *proppant* adalah: ukuran butir (*granularitas*),

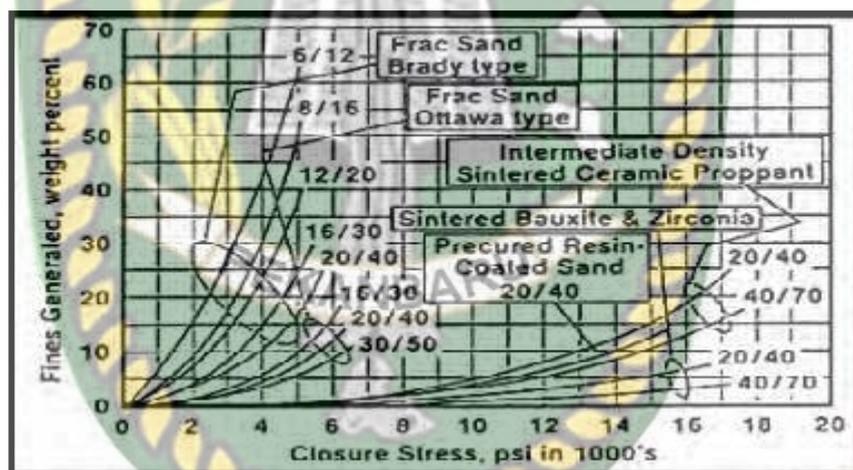
distribusi (*uniform*), kualitas (kandungan *impurities*) dan derajat kebulatan dan kehalusan permukaan butirannya (*roundness* dan *sphericity*).

Demikian juga kekuatannya dalam mengganjal rekahan, *proppant* yang mengalami stress yang melampaui kekuatannya berakibat *proppant* hancur dan hal ini akan merugikan sekali.

Pemilihan *proppant* yang akan digunakan harus benar-benar sesuai dengan reservoir, adapun parameter utama yang harus diperhatikan, diantaranya:

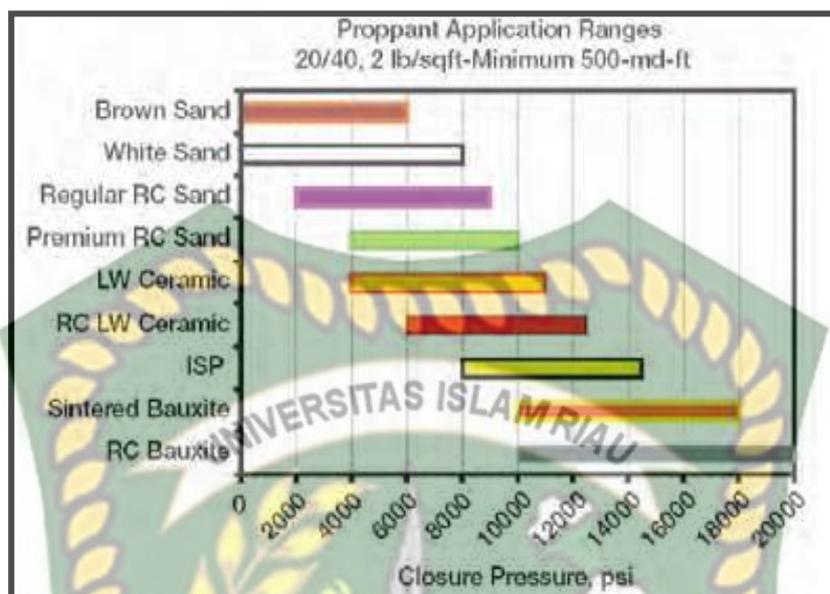
1. Kekuatan *proppant*

Kekuatan *proppant* dibutuhkan untuk menahan closure stress ketika pemompaan dihentikan. Dengan mengetahui range kekuatan dari *proppant*, konduktivitas rekahan yang optimal dapat disesuaikan dengan pemilihan *proppant*.



Gambar 3.16 Pengaruh Closure Stress⁽¹⁶⁾

Pada Gambar 3.16, terlihat pengaruh closure stress dan jenis dan ukuran *proppant* pada terjadinya fines, yang mengindikasikan kekuatan *proppant*. Semakin banyak fines yang terbentuk, semakin lemah *proppant* tersebut. Range dari operating closure stress dari *proppant* tertentu yang ditampilkan pada Gambar 3.17.

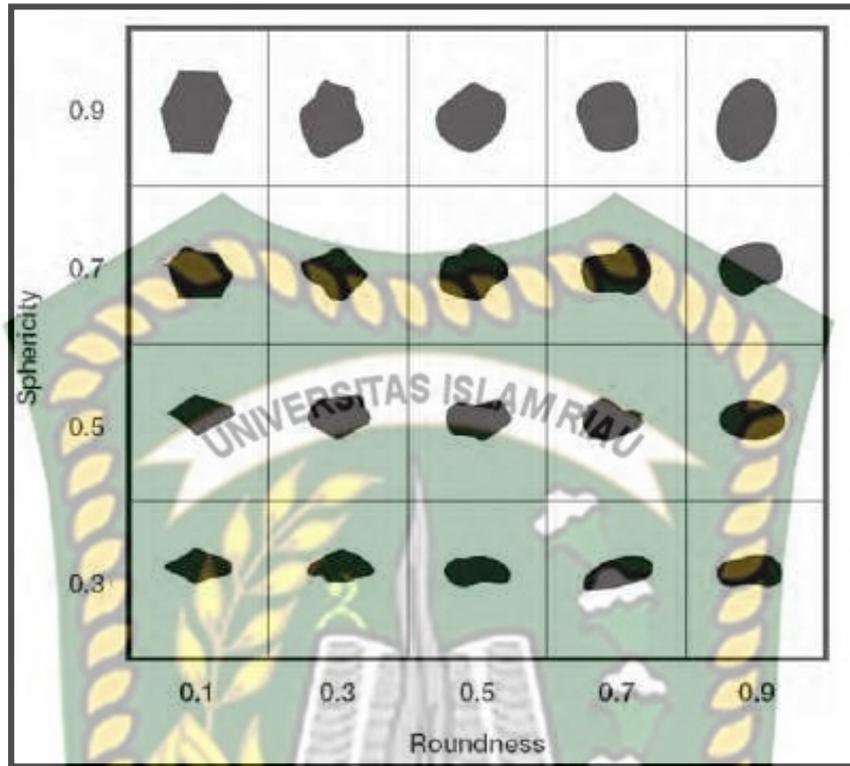


Gambar 3.17. Range Penggunaan Proppant⁽¹⁶⁾

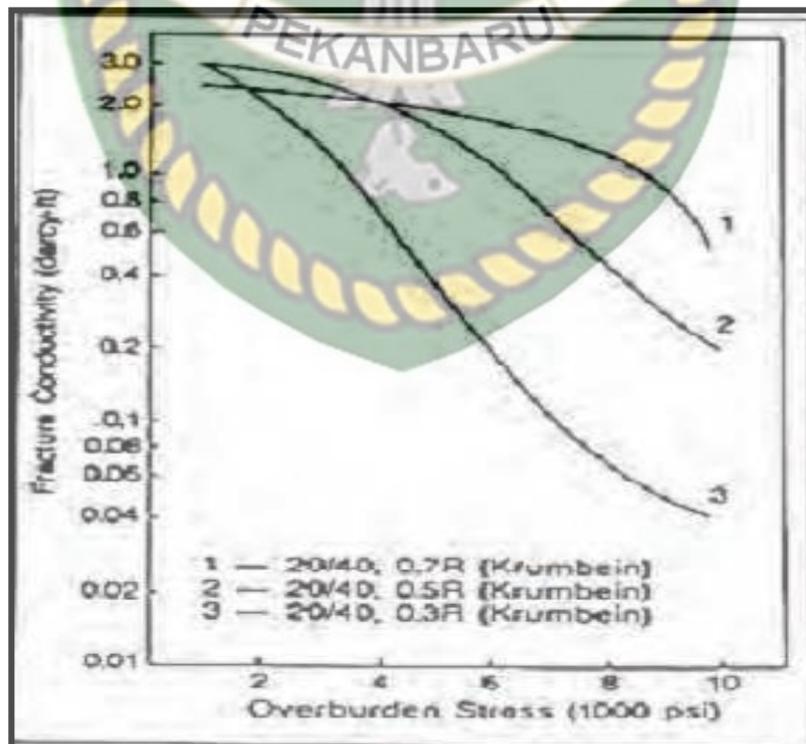
2. Bentuk Proppant (*Roundness* dan *Sphericity*)

Pada **Gambar 3.18**, ditampilkan roundness (halusnya permukaan) dan sphericity (kebulatan butiran). Skala tersebut diperkenalkan oleh Krumbein dan Sloss pada tahun 1963. Nilai 0.1R disebut juga angular, sedangkan 0.3S disebut juga low sphericity. Stress permukaan akan merata pada bentuk yang bulat, halus, sehingga pada harga stress tinggi, makin halus/bulat, makin tahan terhadap tekanan, maka konduktivitasnya akan tetap tinggi. Roundness memberi efek lebih baik pada stress yang tinggi, pada stress rendah, efek yang diberikan roundness tidak begitu terasa. Misalnya roundness 0.7R adalah Ottawa, sedangkan 0.5R adalah Brady, maka Ottawa lebih bulat dibanding Brady. Pada closure stress di bawah 5000 psi, konduktivitas rekahan dari Brady lebih baik daripada Ottawa, dan sebaliknya yg terjadi pada closure stress di atas 5000 psi (**Gambar 3.19**).

Dokumen ini adalah Arsip Miilik :



Gambar 3.18 Roundness dan Sphericity⁽¹⁶⁾



Gambar 3.19 Pengaruh Roundness terhadap konduktivitas⁽¹⁶⁾

3. Jenis Proppant

Secara umum, jenis *proppant* terdiri dari *proppant* alami (pasir putih dan pasir coklat), dan buatan (keramik, *resin coated proppant*).

A. Natural sand

) *Ottawa sand* (Jordan, White): *well rounded*, kadar quarz tinggi, SG = 2,65

) *Brady sand* (Texan, Hickory): *angular*, kadar quartz tinggi, SG = 2,65

B. Ceramic proppant

) *Sintered bauxite*: cocok untuk *stress* tinggi (>12000 psi, temperatur tinggi, sumur dalam dan mengandung H₂S, SG = 3.65

) *Intermediate density ceramic*: lebih ringan dan murah dari sintered bauxite, stress < 10000 psi, SG = 3,15

) *Low density ceramic*: stress < 6000 psi, SG = 2,7

C. Resin coated proppant

) *Pre-cured resin*: mengurangi kerusakan karena *brittle* (mudah pecah), resin dapat menahan pasir yang hancur, *proppant abrasiveness* (kekasaran) agak berkurang, SG = 2,55

) *Curable resin*: digunakan terutama untuk bagian belakang membuntuti *slurry proppant* untuk mencegah *proppant* mengalir balik ke sumur, setelah membeku akan membentuk massa yang terkonsolidasi dengan daya tahan besar.

Dalam Perekahan Hidraulik, kesalahan yang dilakukan dalam pemilihan *proppant* dapat mempengaruhi keberhasilan operasi Perekahan Hidraulik. Spesifikasi ukuran *proppant* sangat penting karena: *bridging*, untuk bisa mulus maka ukuran lebar rekahan harus sekitar 4 kali ukuran *proppant*, cocok dengan ukuran perforasinya dan konduktivitas adalah fungsi dari ukuran *proppant*.

4. Ukuran Butir *Proppant*

Alasan mengapa ukuran butir *proppant* penting untuk kesuksesan perekahan hidrolik.

- Menghindari bridging, agar alirannya lancar ukuran lebar rekahan minimal harus sekitar 3 kali ukuran *proppant*.
- Cocok dengan ukuran perforasinya: ukuran diameter perforasi minimal harus sekitar 6 kali ukuran *proppant*.
- Konduktivitas adalah fungsi dari ukuran *proppant*, semakin besar ukuran *proppant*, semakin besar pack permeabilitas, sehingga konduktivitasnya pun semakin tinggi pada closure pressure tertentu.

Tabel 3.1 memperlihatkan ukuran *proppant*, diameter maksimum dan diameter rata-rata.

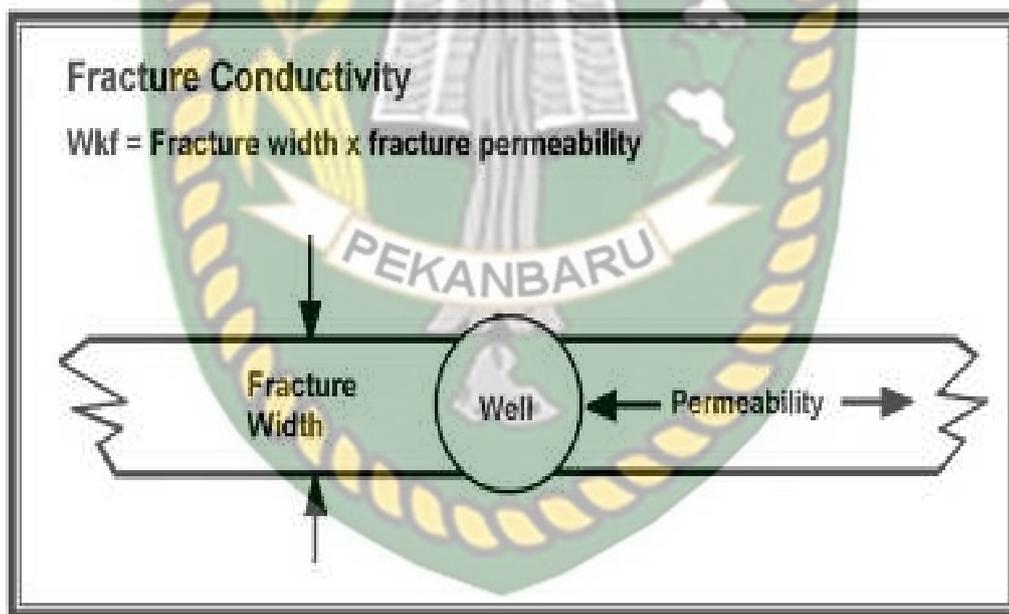
Tabel 3.1. Ukuran *Proppant*, Maksimum dan Rata-rata⁽³⁾

<i>Proppant Size</i> (mesh)	<i>Maksimum Diameter</i> (in)	<i>Average Proppant Diameter</i> (in)
4/8	0.187	0.0173
6/12	0.132	0.099
8/12	0.093	0.087
8/16	0.093	0.082
10/20	0.079	0.061
10/30	0.079	0.056
12/20	0.067	0.054
19/20	0.047	0.041
16/30	0.047	0.039
18/20	0.039	0.036
18/35	0.093	0.032
20/40	0.0336	0.0272
20/50	0.0336	0.0218
30/50	0.0237	0.0185
30/60	0.0237	0.0180
40/60	0.0168	0.014
40/70	0.016	0.013

3.2.2.3.1. Konduktivitas Rekahan

Konduktivitas rekahan berhubungan dengan permeabilitas *proppant* dan lebar rekahan yang terisi *proppant*. **Gambar 3.20** menunjukkan kaitan antara permeabilitas *proppant* dan lebar rekahan yang terisi *proppant*. *Proppant* memiliki permeabilitas lebih besar dari 200 D jika tidak ada stress yang bekerja pada *proppant* tersebut.

Konduktivitas rekahan akan mengalami penurunan seiring bertambahnya umur sumur. Hal ini disebabkan oleh bertambahnya stress yang diderita / dialami oleh rekahan, dimana perubahan harga stress akan mempengaruhi kekuatan *proppant* yang akan mengakibatkan masuknya *proppant* ke dalam formasi (*proppant embedment*) sehingga akan mengakibatkan pecahnya *proppant* dan menimbulkan kerusakan akibat residu dari gel.



Gambar 3.20. Konduktivitas Rekahan⁽⁸⁾

3.2.2.3.2. Transportasi Proppant

Penempatan *proppant* dalam rekahan dipengaruhi oleh faktor-faktor seperti kecepatan pengendapan *proppant* (settling), waktu penempatan *pad* dan *proppant*, serta tinggi maksimum ruang rekahan yang dapat ditempati *proppant*. Secara matematis perhitungan faktor-faktor di atas adalah sebagai berikut :

1. Kecepatan pengendapan *proppant* (v_{set}) :

$$v_{set} \propto \frac{2n'\Gamma_1}{108 n'} \cdot d_p \frac{3n' \cdot d_p \cdot f_{\dots p} \cdot Z_{\dots f} A^{\frac{1}{n'}}}{72 \cdot K' \cdot f_{2n'\Gamma_1} A} \dots \dots \dots (3-49)$$

2. Waktu pengendapan *proppant* (t_{set}) :

Adalah waktu mengendapnya *proppant* didalam rekahan.

$$t_{set} \propto \frac{h_f}{60 \cdot v_{set}} \dots \dots \dots (3-50)$$

3. Tinggi maksimum pengendapan *proppant* (h_{fp})

$$h_{fp} \propto h_f \cdot Z \frac{v_{set} \cdot t_{prop}}{2} \dots \dots \dots (3-51)$$

3.3. Perencanaan Desain Perekahan

Dalam desain perekahan, yang dibahas adalah persiapan dalam perencanaan Perekahan Hidraulik, baik dalam hal evaluasi sumur yang akan direkahkan ataupun persiapan data dan pengerjannya. Proses desain antara lain sebagai berikut :

1. Mengumpulkan semua data sumur, reservoir, completion, dan parameter-parameter perekahan jika ada (mungkin dari sumur disekitarnya).
2. Memilih fluida perekah yang sesuai dengan temperatur dan menghasilkan viskositas yang diperlukan lalu mencari kontraktor yang mempunyai fluida tersebut.
3. Memilih pasir *proppant* dan ukurannya yang ekonomis.
4. Menentukan *Horsepower* hidrolis yang dibutuhkan untuk memompa pada laju alir dan tekanan yang dibutuhkan, supaya optimum dan ekonomis.
5. Menentukan geometri rekahan yang terjadi
6. Memperbaiki perhitungan kembali agar fluida perekah dapat dipompakan disumur tanpa menimbulkan persoalan dan optimum ekonomis. Misalnya bila kepala sumur tidak dapat menahan tekanan, diberi pipa yang mengisolasi tekanan selama pemompaan, atau tubing yang terlalu kecil mungkin harus diganti yang lebih besar).

7. Melakukan evaluasi perbandingan produktivitas sumur sebelum dan setelah dilakukannya Perekahan Hidraulik ini.

3.3.1 Optimasi Perekahan

Makin panjang suatu rekahan, maka makin besar produksinya. Tetapi dalam pelaksanaannya, manfaat dari membuat rekahan yang panjang sekali akan menyebabkan biaya yang meningkat sehingga ada harfa optimalnya. *Hunt, Chih,* dan *Soliman* (1994) telah membicarakan suatu perekahan pada permeabilitas besar (>10 md) terutama hanya tergantung dari penanggulangan damage dan tidak bisa dihitung dari optimisasi seperti pada permeabilitas kecil.

Pada formasi dengan konduktivitas 8000 mD-ft dikatakannya bahwa umumnya 40 ft telah cukup untuk menanggulangi *damage* tersebut. Jadi pada permeabilitas besar seperti pada lapangan-lapangan di Indonesia atau di Timur Tengan, optimasi rekahan kurang penting. Pokoknya asalkan telah melewati daerah *damage* yang ada. Ini ditunjang pula oleh kenyataan bahwa untuk permeabilitas besar, adanya rekahan dengan konduktivitas besar untuk jarak jauh dari sumur tidak akan efektif dan juga *fluid loss* akan semakin besar.

Banyaknya sumur yang dibor dengan formasi kurang terkonsolidasi dan akibat adanya aliran radial, akan mengalami kehilangan tekanan besar disekitar sumur sehingga pasirnya ikut terlepas. Untuk itu Perekahan Hidraulik yang disebutnya “fracpac” (*fracturing gravel pack*) akan sangat bermanfaat untuk menahan lepasnya pasir-pasir ini, jadi semacam gravel pack tetapi di dalam formasinya. Adanya *finer* yang terproduksi pada sumur selama umur produksinya juga baik bila di “fracpac” untuk menahan *finer* tersebut sejauh mungkin (sekitar 40 ft telah cukup) dari sumurnya. Dalam hal ini pengasaman tidak mungkin mencapainya.

Untuk sumur dengan permeabilitas rendah, biasanya *fluid loss*nya juga sedikit, maka rekahan beberapa ratus feet menjadi penting. Hal ini terbatas oleh pipa produksi, konduktivitas rekahan yang terbatas pada *proppantnya*, *net pressure limit*, efek viskositas yang menurun kalau makin lama pemompanya

dan fluida efisiensi limit yang turun dengan waktu injeksi dan lain-lain akan membatasi jauhnya kita perlu merekahkan batuan.

3.3.2. Alternatif Fluida Perekah, *Proppant*, Laju injeksi Yang Akan Digunakan.

Fluida perekah yang digunakan merupakan fluida yang dianggap bisa mewakili fluida perekah yang sering digunakan dalam Perekahan Hidraulik. Sedangkan pemilihan *proppant* berdasarkan ukuran umum dari jenis *natural sand*, *ceramic* dan *resin coated proppant*. Dalam perencanaan perekahan ini tidak ada modifikasi untuk merubah sifat-sifat dasar fluida maupun *proppant*.

3.3.3. Geometri Rekahan

Geometri rekahan meliputi bentuk dan ukuran rekahan. Dalam Perekahan Hidraulik, model geometri rekahan yang dapat terbentuk umumnya adalah:

1. Model dua dimensi (PAN American, PKN, dan KGD).
Tinggi tetap, aliran fluidanya satu dimensi (1D).
2. Model horizontal.
Perkembangan rekahan dalam arah horizontal atau arah inklinasinya, aliran fluidanya secara radial.
3. Model pseudo tiga dimensi.
Tinggi rekahannya bertambah, aliran fluidanya 1D atau 2D.
4. Model tiga dimensi.
Perkembangan rekahan dalam arah 3D, aliran fluidanya 2D.

Dari keempat model geometri rekahan tersebut, yang akan dibicarakan berikut ini hanyalah model dua dimensi dan model horizontal saja karena perhitungan matematis dan grafisnya tidak serumit kedua model lainnya yang harus memakai bantuan komputer canggih beserta *software*-nya.

3.3.3.1 Model Rekahan Vertikal (Dua Dimensi)

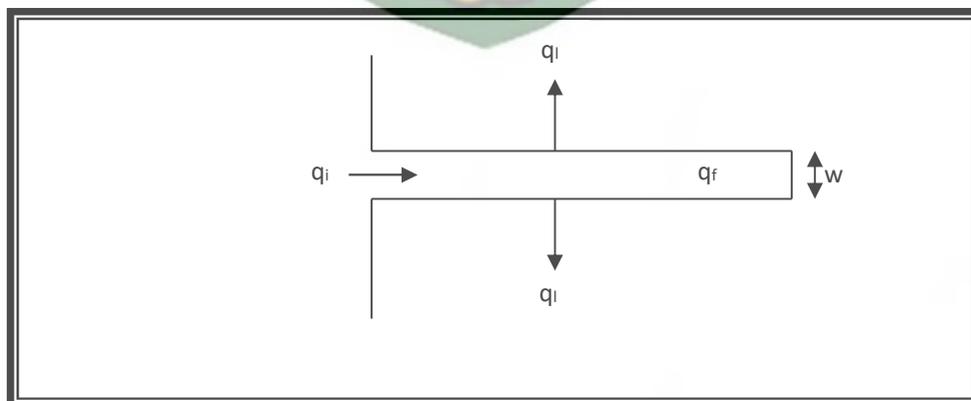
Model rekahan dua dimensi merupakan model perekahan vertikal. Dalam model rekahan ini terdapat tiga jenis geometri rekahan berdasarkan penemunya, yaitu:

-) Howard & Fast (*Pan American*) serta diolah secara matematika oleh Carter.
-) PKN atau Perkins, Kern (ARCO) & Nordgren.
-) KGD atau Kristianovich, Zheltov (*Russian Model*) lalu diperbaharui oleh Geertsma dan de Klerk (*Shell*).

3.3.3.1.1. PAN American Model

Howard dan *Fast* memperkenalkan model ini yang kemudian dipecahkan secara matematis oleh *Carter*. Untuk menurunkan pesamaannya maka dibuat beberapa asumsi :

- a. Lebar rekahan tetap.
- b. Aliran ke rekahannya linier dan arahnya tegak lurus pada muka rekahan.
- c. Kecepatan aliran *leak-off* ke formasi pada titik rekahan tergantung dari lama waktu di mana titik permukaan tersebut mulai mendapat aliran.
- d. Fungsi kecepatan $v = f(t)$ sama untuk setiap titik di formasi, tetapi nol pada waktu pertama kali cairan mulai mencapai titik tersebut.
- e. Tekanan di rekahan adalah sama dengan tekanan di titik injeksi di formasi, dan dianggap konstan.



Gambar 3.21. Skematis Model *Howard-Fast* ⁽⁷⁾

Dengan asumsi tersebut Carter menurunkan persamaan untuk luas bidang rekah satu sayap :

$$A(t) \times \frac{q_i W}{4fC^2} e^{\frac{x^2}{4C\sqrt{ft/w}}} \operatorname{erfc} \frac{2C\sqrt{ft}}{W} \Gamma \frac{4C\sqrt{t}}{W} Z1 \dots\dots\dots(3-52)$$

atau

$$A(t) \times \frac{q_i W}{4fC^2} e^{x^2} \operatorname{erfc} x \Gamma \frac{2x}{\sqrt{f}} Z1 \dots\dots\dots(3-53)$$

Dimana:

$$x = \frac{2C\sqrt{ft/w}}{W}, \dots\dots\dots(3-54)$$

A(t) = luas, ft² untuk satu sisi pada waktu t

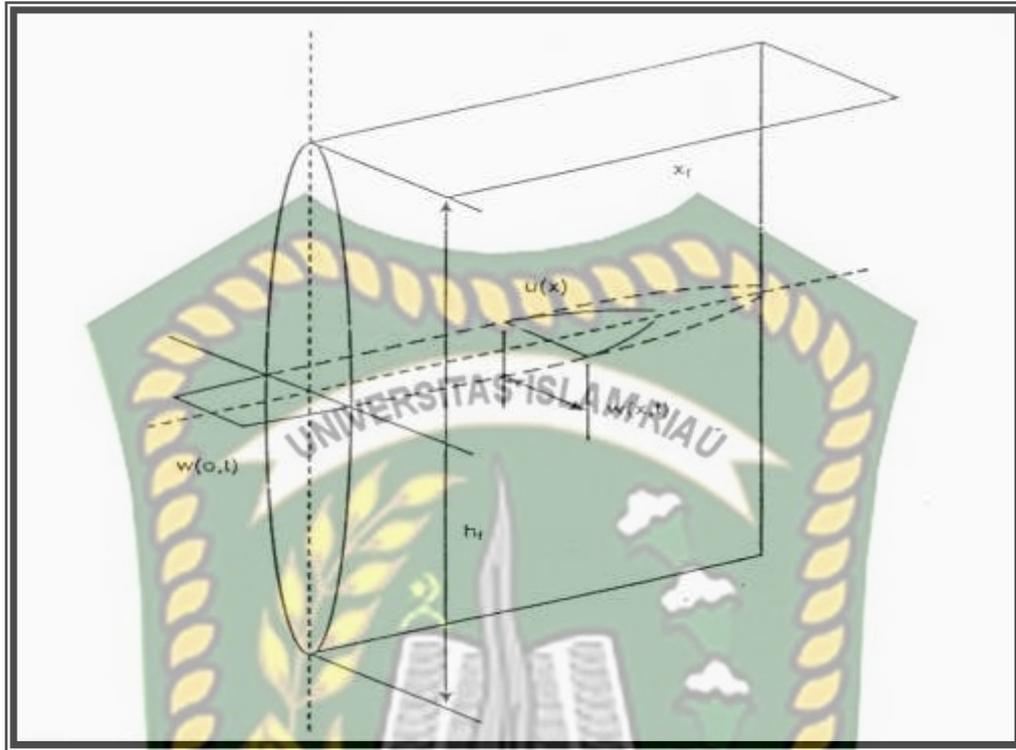
q = adalah laju injeksi, cuft/men,

W = lebar rekahan, ft,

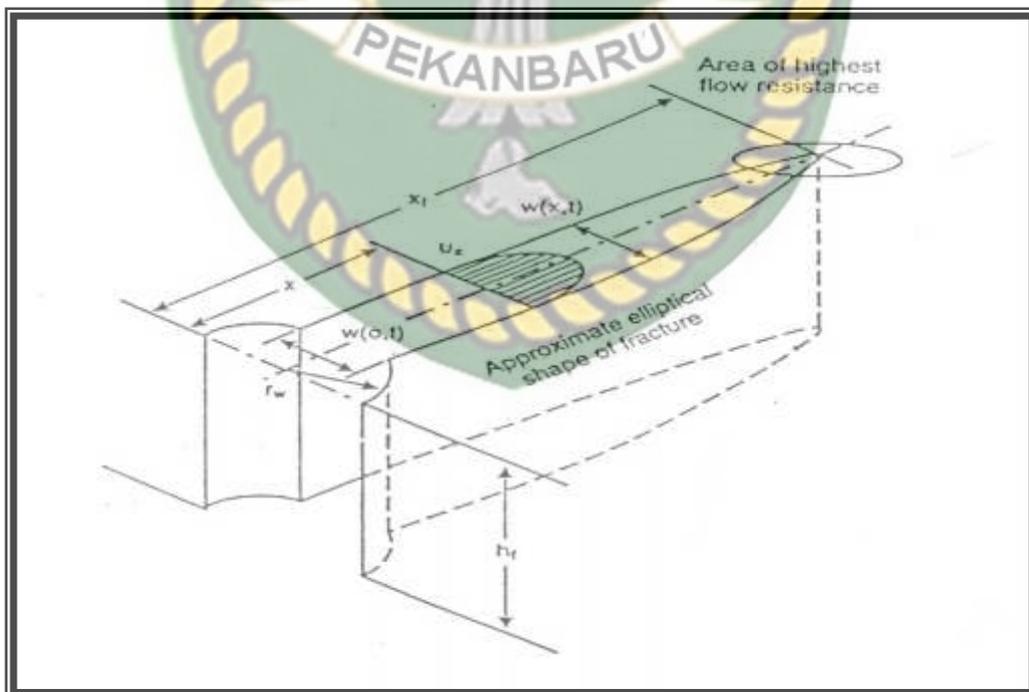
t = waktu injeksi, menit

3.3.3.1.2. PKN dan KGD

PKN adalah model pertama dari 2D yang banyak dipakai dalam analisa setelah tahun 1960-1970. Metode ini digunakan bila panjang (atau dalam) rekahan jauh lebih besar dari tinggi rekahan ($x_f \gg h_f$). Apabila sebaliknya, dimana tinggi rekahan jauh lebih besar dari kedalamannya ($x_f \ll h_f$) maka metode KGD-lah yang harus dipilih. Sebenarnya ada bentuk lain yang disebut radial atau “berbentuk mata uang logam”(penny shape) kalau $x_f = h_f$, tetapi jarang dipakai. **Gambar 3.22** menunjukkan skematik dari geometri model PKN, dan **Gambar 3.23** menunjukkan skematik dari model KGD.



Gambar 3.22. Skematik dari Pengembangan Linier Perekahan Menurut Model PKN⁽⁶⁾



Gambar 3.23 Skematik dari Pengembangan Linier Perekahan Menurut Model KGD⁽⁶⁾

Dalam Persamaan harga E sering diganti dengan G, yaitu *Modulus Shear Elastis* yang hubungannya dengan Modulus Young adalah :

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots\dots(3-55)$$

Tabel 3-2 menunjukkan persamaan-persamaan yang dibuat berdasarkan metode PKN dan KGD serta **Tabel 3.3** menunjukkan harga dari koefisien-koefisien pada persamaan tersebut apabila dilakukan perhitungan dengan metode metrik, misalnya panjang h, L, w dalam meter, sedangkan bila dalam satuan ft, maka harus dibagi dengan 3,28. Viskositas dalam kPa.men dan kalau di cp harus dikali terlebih dahulu dengan $1,67 \times 10^{-8}$. K dalam kPa.cm^{1/2} maka kalau dalam unit disini maka psi in^{1/2} harus dikali dengan 10,99. G dan τ dalam kPa, sedangkan kalau dalam psi maka harus dikali dengan 6,896.

Tabel 3.2. Persamaan-persamaan untuk Mencari Panjang Rekahan (L), Lebar Rekahan Maksimum (w), dan Tekanan Injeksi (P) serta Dianggap Laju Injeksi Konstan⁽⁶⁾

Model Geometri	L(t)	W(0,t)	... (0,t) - τ_H
Model PKN	$C_1 \frac{G q_o^3}{(1Z\nu) h_f^4} t^{1/5}$	$C_2 \frac{(1Z\nu) q_o^2}{G h_f} t^{1/5}$	$\frac{C_3}{H_f} \frac{G q_o^3 L}{(1Z\nu)^3} t^{1/4}$
Model KGD	$C_4 \frac{G q_o^3}{(1Z\nu) h_f^3} t^{1/6}$	$C_5 \frac{(1Z\nu) q_o^3}{G h_f^3} t^{1/6}$	$\frac{C_6}{2H_f} \frac{G q_o h_f^3}{(1Z\nu)^3 L^2} t^{1/4}$

Tabel 3.3. Harga C1 sampai C6⁽⁶⁾

Model Geometri	C	Satu Sayap	Dua Sayap
PK (Perkin&Kern)	C1	0,60	0,395
	C2	2,64	2,00
	C3	3,00	2,52
PKN	C1	0,68	0,45
	C2	2,50	1,89
	C3	2,75	2,31
KGD	C4	0,68	0,48
	C5	1,87	1,32
	C6	2,27	1,19

Dalam persamaan untuk model-model di atas, model PKN mempunyai irisan berbentuk elips di muka sumur. Lebar maksimum terletak di tengah-tengah elips tersebut dan harganya sama dengan nol untuk batas paling atas dan paling bawah. Model KGD lebarnya sama sepanjang rekahannya dan berbentuk setengah elips di ujungnya. Tinggi rekahan sama dengan tebal reservoir dan tekanan dianggap konstan pada irisan vertikal. Sifat reaksi batuan adalah bereaksi secara vertikal. Model KGD lebarnya sama (seperti segiempat) sepanjang rekahannya dan berbentuk setengah elips di ujungnya. Dalam hal ini tinggi rekahan juga diambil sama dengan tebal reservoir. Di sini *tiffness* batuan bekerja horizontal. Dengan model KGD (*Halliburton*) maka rekahannya relatif lebih pendek, lebih lebar, serta konduktivitasnya akan lebih besar dari PKN.

Dari persamaan pada tabel-tabel di atas terlihat misalnya tebal rekahan adalah fungsi dari laju injeksi dan viskositas. Untuk PKN kenaikan laju injeksi sebesar dua kali akan menaikkan lebar rekahan sebesar 1,3 kali. Sedangkan bila ditingkatkan menjadi dua kali viskositas akan menaikkan lebar rekahan sebesar 1,1 kali.

$$w(0) \times C_1 \frac{(1 - \nu) \sim q_0 R}{G} \dots\dots\dots(3-56)$$

di mana :

untuk PKN $C_1 = 1,4$

untuk KGD $C_1 = 2,15$.

Tinggi Rekahan dalam batuan Menurut SPE. Mon. No. 12, untuk *Griffith crack-stability*, dapat diturunkan di mana $K_c = \text{critical stress intensity factor}$ dengan $K_c \times \frac{f}{2} K$, dengan pengaruh gaya gravitasi diabaikan. Dan bilamana $\zeta P_1 \times P Z \uparrow_{H1}$ dan $\zeta P_2 \times P Z \uparrow_{H2}$ maka dapat diturunkan persamaan :

$$h_R \times h_f \sin \frac{f}{2} \frac{K_c \sqrt{2} \Gamma \uparrow_{h2} Z P \sqrt{h_1}}{\uparrow_{h2} Z \uparrow_{h1} \sqrt{h_f}} \dots\dots\dots(3-57)$$

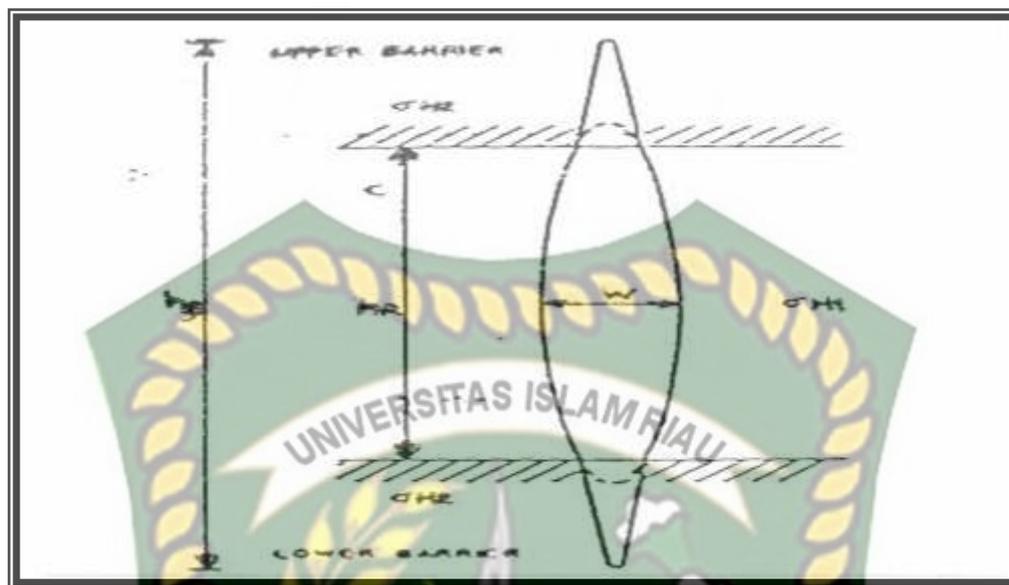
Selanjutnya bilamana harga h_f (lihat **Gambar 3.22**) relatif sangat besar, maka dapat diturunkan persamaan mengenai perbandingan antara tinggi rekahan h_R dan jarak barrier diatas dan dibawahnya h_f

$$h_R / h_f \left| \sin \frac{f}{2} \frac{\uparrow_{h2} Z P}{\uparrow_{H2} Z \uparrow_{H1}} \dots\dots\dots (3-58)$$

atau

$$h_R / h_f \left| \sin 1 Z \frac{P Z \uparrow_{H1}}{\uparrow_{H2} Z \uparrow_{H1}} \dots\dots\dots (3-59)$$

Metode di atas digunakan untuk metode PKN kalau stress di atas dan di bawahnya diketahui. Misalnya suatu *lateral stress minimum stress* katakan 2750 psi (19 Mpa) di target batuan, dan batuan di atas dan di bawahnya (bariernya) misalnya 3045 psi (21 Mpa). Tekanan rekah 2900 psi (29 Mpa) maka dengan **Persamaan 3.59** akan didapat $h_R/h_f \times \sin f/2 \left| 0,50 \times 0,71$. Tetapi andaikan untuk stress dan tekanan yang sama, $h_f = 1,181 \text{ in. } (3 \times 10^3 \text{ cm})$, maka dari **Persamaan 3.59** maka $h_R/h_f \times \sin f/2 \left| 0,56 \times 0,77$. Jadi dalam hal ini, rekahan akan keluar dari formasi dan merekahkan juga barrier di atas dan di bawahnya sebesar 30-40% dan hal ini umum terjadi.



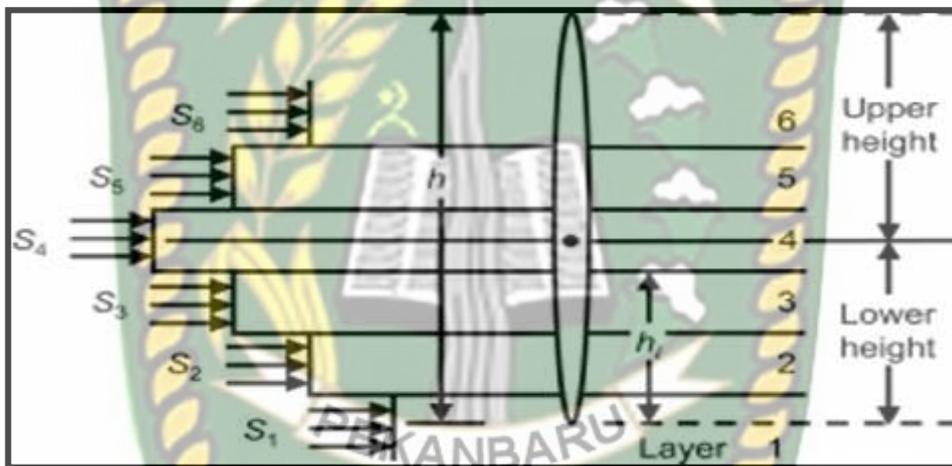
Gambar 3.24. Penetrasi Retakan pada Formasi diantara Dua Barrier dengan *Stress* Tinggi⁽⁷⁾

3.3.3.2. Model 3D

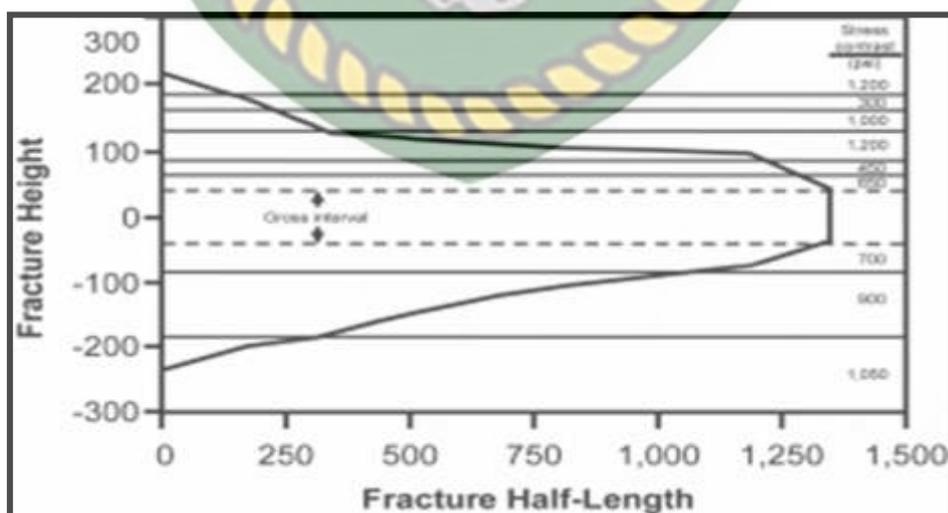
Model 2D telah digunakan selama beberapa dekade terakhir ini dengan tingkat keberhasilan *reasonable*. Sekarang, dengan adanya komputer yang canggih yang digunakan oleh sebagian besar insinyur perekahan, model pseudo tiga dimensi (P3D) digunakan oleh sebagian besar insinyur untuk mendesain perekahan. Model P3D ini lebih baik daripada model 2D untuk kebanyakan situasi karena model P3D menghitung tinggi retakan, lebar retakan dan distribusi panjang retakan dengan data-data *pay zone* dan data semua lapisan batuan yang berada di atas dan di bawah interval perforasi.

Clifton memberikan penjelasan rinci tentang bagaimana teori pertumbuhan retakan 3D yang digunakan untuk menurunkan persamaan untuk pemrograman model 3D, termasuk model P3D. **Gambar 3.24** dan **Gambar 3.25** menggambarkan hasil khas dari model P3D. Model P3D memberikan perkiraan yang lebih realistis mengenai geometri dan dimensi retakan, yang dapat menghasilkan desain retakan yang lebih baik. Model P3D digunakan untuk menghitung bentuk Perekahan Hidraulik serta dimensinya. Kunci untuk setiap model retakan, termasuk model 3D atau P3D, adalah untuk memiliki satu set data yang lengkap dan akurat yang dapat menggambarkan lapisan formasi yang

akan dilakukan Perekahan Hidraulik, ditambah dengan adanya data lapisan batuan di atas dan di bawah zona perforasi . Dalam kebanyakan kasus , kumpulan data harus berisi informasi tentang 5 sampai 25 lapisan batuan yang akan atau mungkin bisa mempengaruhi pertumbuhan rekahan. Cara terbaik adalah dengan memasukkan data lapisan batuan sebanyak mungkin dan membiarkan model menentukan pertumbuhan tinggi rekahan sebagai fungsi dari mana rekahan tersebut dimulai dalam model. Jika desainer rekahan hanya memasukkan data pada tiga sampai lima lapisan saja, ada kemungkinan bahwa desainer rekahan tersebutlah yang menentukan bentuk rekahan bukan model.



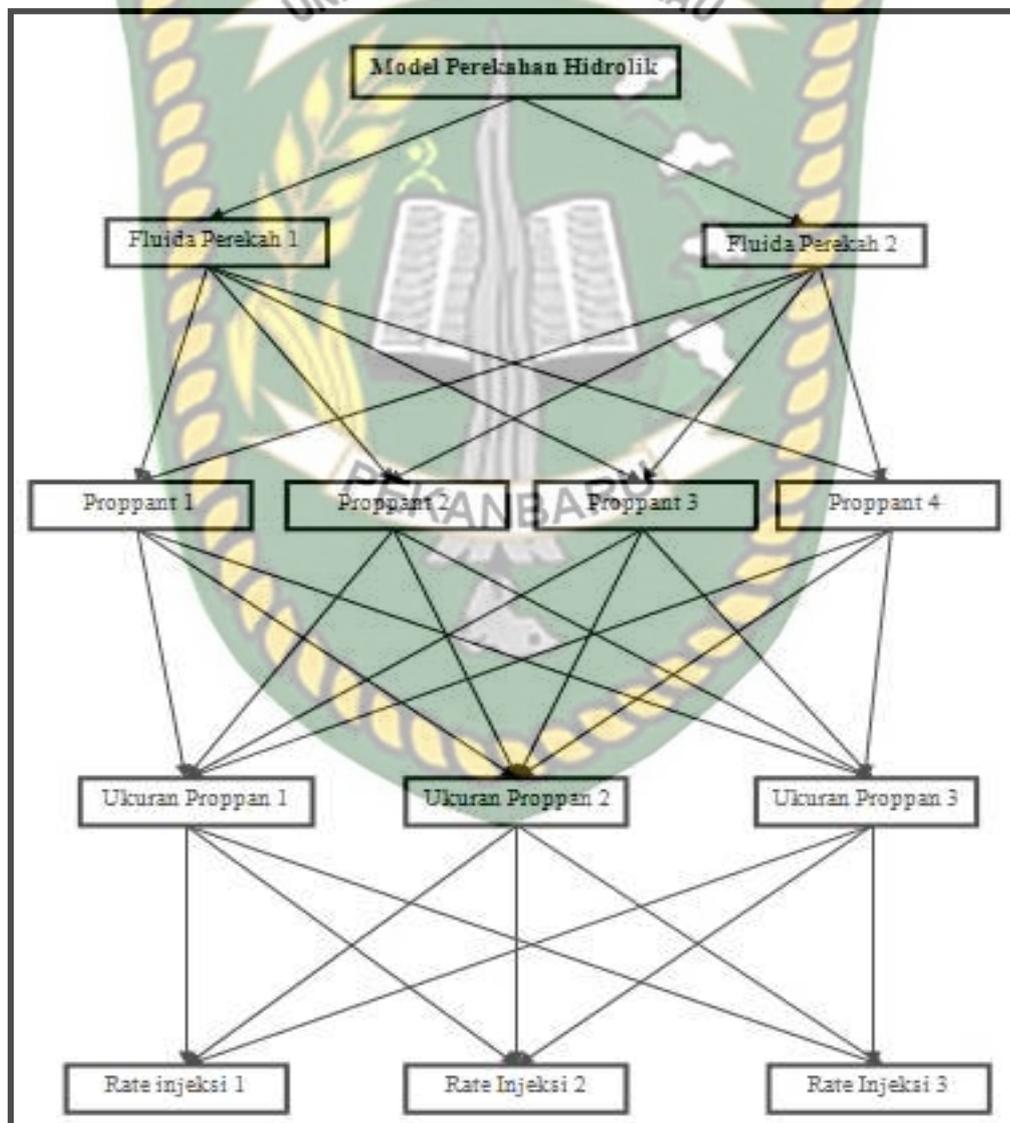
Gambar 3.24 Lebar dan Tinggi Rekahan Dari Model P3D⁽¹¹⁾



Gambar 3.25 Distribusi Panjang Dan Tinggi Rekahan Model P3D⁽¹¹⁾

3.3.4. Membuat Skenario Pemompaan (Fluida Perekah, *Proppant*, Laju Injeksi) Yang Akan Digunakan.

Skenario pemompaan dilakukan dengan cara mencoba satu fluida berpasangan dengan berbagai jenis *proppant* dan berbagai macam laju injeksi. Sampel fluida dicoba satu persatu dengan berbagai skenario *proppant* dan laju injeksi sampai semua fluida dicoba untuk kemudian dilakukan analisa, demikian seterusnya untuk *proppant* dan laju injeksi. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada **Gambar 3.26**.



Gambar 3.26. Skenario Pemompaan Fluida Perekah, *Proppant*, Dan Laju injeksi⁽²⁵⁾

3.4. Analisa Hasil Perhitungan Parameter Desain Perekahan Hidraulik

Analisa hasil perhitungan parameter geometri rekahan dimaksudkan untuk menentukan kapasitas produksi sumur. Untuk mengetahui kinerja suatu formasi dalam berproduksi, kita dapat melihat dari beberapa cara yaitu :

-) Melalui harga permeabilitas formasi rata-rata
-) Melalui perbandingan indeks produktivitas formasi

3.4.1. Menentukan Permeabilitas Formasi Rata-Rata

Untuk memperkirakan kenaikan produksi suatu sumur adalah dengan melihat besarnya harga distribusi permeabilitas yang dihasilkan setelah perekahan. Asumsi yang digunakan menganggap bahwa stimulasi Perekahan Hidraulik yang dilakukan menyebabkan harga permeabilitas pada zona yang berada jauh dari lubang sumur (*discontinuous radial permeability*). Besarnya harga permeabilitas setelah rekahan (K_f) dan harga distribusi permeabilitas rata-rata (K_{avg}) dapat dihitung dengan persamaan *Howard & Fast* berikut :

$$K_f = \frac{K \cdot h + W}{h} \dots \dots \dots (3-60)$$

$$K_{avg} = \frac{h \cdot r / r_w}{\left(\frac{1}{K} \cdot h \cdot \left(\frac{r}{r_w}\right)\right) + \left(\frac{1}{K_f} \cdot h \cdot \left(\frac{r}{r_w}\right)\right)} \dots \dots \dots (3-61)$$

Keterangan :

- K_{avg} = permeabilitas formasi rata-rata, mD
- r_e = radius pengurasan, ft
- r_w = radius sumur, ft
- K_f = permeabilitas formasi yang terkena efek perekahan, mD
- K = permeabilitas formasi, mD
- L_f = panjang rekahan 1 sayap, ft
- WK_f = konduktifitas rekahan, mD.ft
- h = ketebalan lapisan produktif, ft

3.4.2. Menentukan Perbandingan Indeks Produktivitas

Indeks produktivitas merupakan suatu bilangan yang menyatakan kemampuan suatu formasi untuk berproduksi. Perekahan dinyatakan berhasil jika angka perbandingan indeks produktivitas (J/J_0) lebih dari satu. Berikut akan diuraikan perhitungan perbandingan indeks produktivitas (J/J_0) setelah perekahan dengan metode *Darcy*, metode *Prats*, Metode *McGuire & Sikora* dan metode *Cinco-Ley*.

3.4.2.1. Metode Darcy

Indeks Produktivitas adalah parameter yang menunjukkan kemampuan suatu formasi untuk berproduksi pada suatu kondisi tekanan tertentu. Dari sini dapat dilihat perbandingan laju produksi yang dihasilkan formasi produktif pada tekanan *drawdown* tertentu. Indeks produktivitas untuk aliran satu fasa diperkenalkan oleh *Darcy*, yaitu sebagai berikut :

$$PI = \frac{q}{P - P_r} \dots\dots\dots(3-62)$$

Keterangan :

- Q = Laju aliran fluida, BFPD
- Pr = Tekanan reservoir, psi
- Pwf = Tekanan alir dasar sumur, psi

Perbandingan indeks produktivitas pada metode *darcy* dilakukan dengan cara membandingkan indeks produktivitas sebelum perekahan (J_0) dengan indeks produktivitas setelah perekahan (J) yang dinyatakan dengan persamaan :

$$\frac{J}{J_0} = \frac{\frac{q_i}{P - P_r}}{\frac{q_i}{P - P_r}} \dots\dots\dots(3-63)$$

3.4.2.2. Metode Prats

Metode *Prats* adalah metode yang pertama kali digunakan dan sangat sederhana. Prats memperhitungkan secara matematika pengaruh dari rekahan vertikal terisi pasir dengan pola aliran radial pada reservoir yang memproduksi fluida *incompressible* melalui lubang sumur. Hasilnya mengindikasikan bahwa rekahan vertical sebanding dengan peningkatan efektifitas radius sumur, *parts* menunjukkan bahwa jika jari-jari sumur kecil

dengan kapasitas rekahan yang tinggi maka efektifitas radius sumur di asumsikan menjadi seperempat dari total panjang rekahan Metode *Prats* dijabarkan lewat persamaan :

$$\frac{J}{J} = \frac{11 (r^2 / r)}{11 (r^2 / 0,5 X)} \dots \dots \dots (3-64)$$

Keterangan :

Xf = setengah panjang rekahan dua sayap, ft

Anggapan dalam persamaan *Prats* adalah :

-) Keadaan *steady state*
-) Di daerah silinder
-) Fluida *incompressible*
-) Konduktivitas rekahan tidak terbatas
-) Tinggi rekahan sama dengan tinggi formasi

3.4.2.3. Metode McGuire & Sikora

McGuire dan *Sikora* membuat analogi perekahan di lapangan dengan menggunakan studi analog elektrik. Grafik ini adalah yang paling umum digunakan. Asumsi yang digunakan adalah :

-) Aliran *pseudo-steady state*
-) aliran konstan dengan tanpa aliran dari luar batas re
-) Daerah pengurasan segiempat sama sisi
-) Aliran *incompressible*
-) Lebar rekahan sama dengan lebar formasi

Berikut adalah langkah perhitungan perbandingan produktivitas indeks dengan metode *McGuire-Sikora* :

1. Menghitung absis (koordinat sumbu X pada grafik *McGuire-Sikora*) :

$$X = \left(\frac{W}{K} \right) X \left(\frac{4}{s} \right)^{0,5} \dots \dots \dots (3-65)$$

Keterangan :

WKf = Konduktivitas rekahan, mD-in

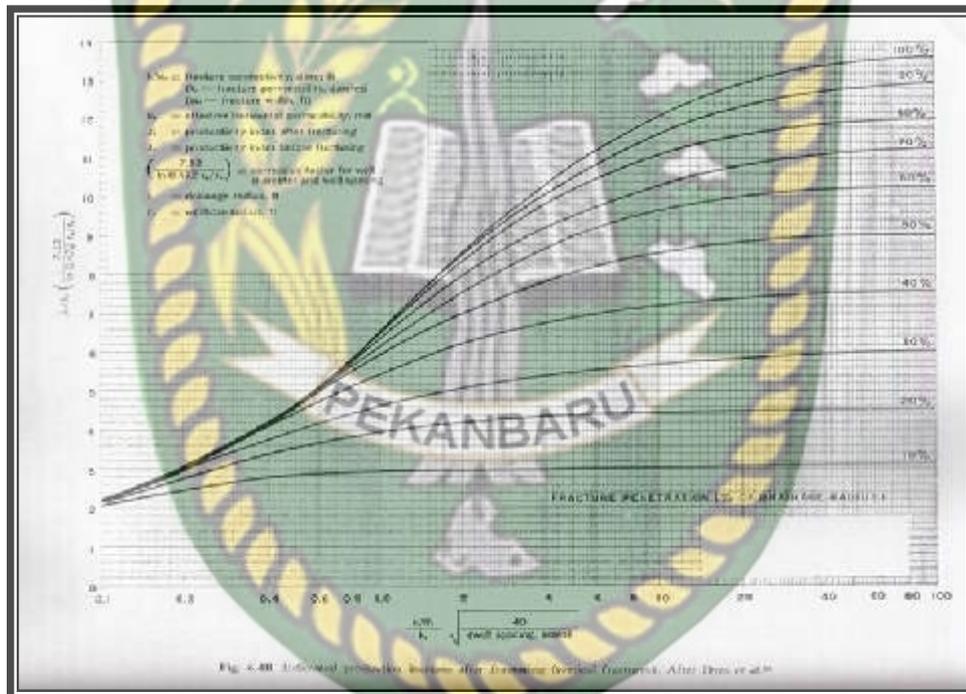
X = Lebar rekahan x permeabilitas rekahan (proppant)

K = Permeabilitas formasi, mD

S = Spasi sumur, acre

1. Menghitung perbandingan panjang rekahan yang dapat memberikan kontribusi pada peningkatan produktivitas formasi atau panjang rekahan terisi *proppant* (L) dengan jari-jari pengurasan sumur (r_e).
3. Membaca harga Y (ordinat pada grafik *McGuire-Sikora*) dengan cara memotongkan harga X dengan kurva (L/ r_e) pada **Gambar 3.27**.
4. Perbandingan indeks produktivitas dihitung dengan :

$$\frac{J}{J_0} = \frac{y}{(0,4 \times \pi \times h \times r_e / r)} \dots \dots \dots (3-66)$$



Gambar 3.27. Grafik *McGuire-Sikora*⁽⁶⁾

Beberapa kesimpulan dapat diperoleh dari grafik *McGuire-Sikora* :

1. Pada permeabilitas rendah dengan perekahan yang konduktivitasnya tinggi, maka hasil dari kenaikan produktivitas akan makin besar terutama karena panjang rekahan dan bukan dari konduktivitas relatif rekahan.
2. Untuk suatu panjang rekahan (L_f), maka akan ada konduktivitas rekahan optimal. Meningkatkan konduktivitas rekahan lebih lanjut tidak akan menguntungkan. Misalnya untuk harga $L_f/L_e = 0.5$, kenaikan

konduktivitas selanjutnya tidak akan ada artinya untuk harga *relative conductivity* di atas 105.

3. Maksimum kenaikan perbandingan produktivitas indeks teoritis untuk sumur yang tidak rusak adalah sebesar 13.6.

3.4.2.4. Metode Cinco-Ley, Samaniego dan Dominiquez

Metode ini adalah metode umum yang dipakai dalam penentuan konduktivitas rekahan (*fracture conductivity*) serta untuk evaluasi dengan cepat mengenai berapa perkiraan kelipatan kenaikan produktivitas pada Perekahan Hidraulik. Asumsi yang digunakan adalah:

-) Area pengurasan silindris
-) Kompleksi sumur cased hole
-) Memperhitungkan permeabilitas dan konduktivitas serta panjang rekahan
-) Aliran fluida steady state.

Dengan terbentuknya rekahan di dalam formasi yang terisi oleh material pengganjal (*proppant*), maka akan terbentuk media aliran fluida baru di formasi.

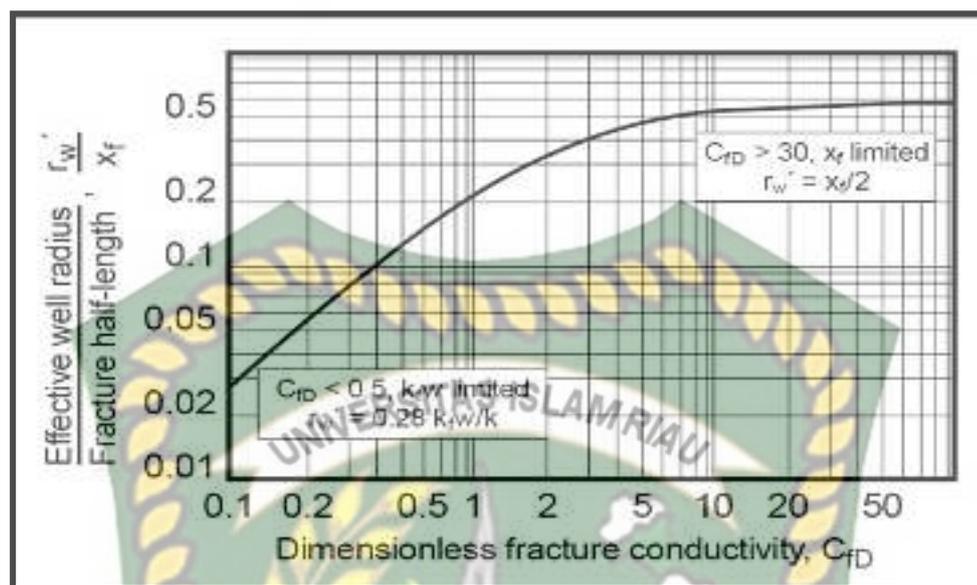
Besar kecilnya kemampuan aliran fluida di dalam rekahan atau yang disebut sebagai konduktivitas rekahan (*fracture conductivity*), tergantung dari harga permeabilitas dan lebar rekahan yang terjadi. Jari-jari sumur efektif, r_w' akan digunakan dalam evaluasi disini. Semakin besar jari-jari sumur maka semakin besar pula produktivitas sumur tersebut. Cinco-Ley cs membuat grafik seperti ditunjukkan pada **Gambar 3.28**.

Untuk itu didefinisikan konduktivitas rekahan tanpa dimensi (*dimensionless fracture conductivity*), F_{cd} adalah sebagai berikut :

$$F_{cd} = \frac{W}{K \cdot X} \dots\dots\dots(3-67)$$

Keterangan :

- w = lebar rekahan setelah menutup (pada *proppant*), ft
- Kf = permeabilitas *proppant*, md
- Xf = panjang rekahan satu sayap, ft



Gambar 3.28. Grafik Hubungan Antara r_w' dan F_{cd} ⁽²³⁾

Persamaan 3.67 menunjukkan bahwa harga F_{cd} berbanding lurus dengan harga konduktivitas rekahan, sehingga harga konduktivitas rekahan sangat menentukan keberhasilan dari pelaksanaan perekahan. Umumnya harga W_{kf} diberikan bersama-sama yang harganya biasanya sekitar 1000 md-ft sampai beberapa ribu md-ft tergantung dari lebar rekahan, konduktivitas proppant setelah formasi menutup dan kerusakan pada konduktivitas sendiri karena gel residu, *embedment*, dll, sehingga biasanya kita mengambil harga dari perusahaan dikalikan 0.3 (akibat kerusakan-kerusakan diatas). Untuk harga $F_{cd} > 30$, $r_w' = 0.5 X_f$ dan rekahan akan berlaku seakan-akan tak berhingga, serta dengan ini tak perlu menaikkan konduktivitas proppantnya dengan misalnya proppant yang lebih kuat. Tetapi bila $F_{cd} < 0.5$, $r_w' = 0.28 W_{kf} / K$ dan panjang rekahan lalu tidak menjadi masalah (kecuali jika ada *formation damage* maka rekahan harus lebih panjang yang bisa melewati zona *damage* tersebut).

Pada umumnya harga optimum $F_{cd} = 2$. Ini hanya dari segi aliran fluida pseudo radial di formasi, bukan secara ekonomi perekahan, dan bukan untuk aliran keseluruhan di reservoir serta berlaku untuk terutama perekahan yang lebar pendek. Untuk rekahan panjang dan sempit, mungkin $F_{cd} = 1$. Untuk mengevaluasi tingkat keberhasilan perekahan berdasarkan harga *skin* semu (*pseudo skin*), yang ditunjukkan dalam persamaan sebagai berikut :

$$S XZ \ln \frac{rw'}{rw} \dots\dots\dots (3-68)$$

$$rw = rwe^{-1} \dots\dots\dots (3-69)$$

$$rw' = \frac{X}{2} \dots\dots\dots (3-70)$$

Keterangan :

S = faktor *skin*

rw = jari-jari sumur, ft

rw' = jari-jari sumur efektif, ft

Xf = panjang rekahan satu sayap, ft

Sedangkan perbandingan indeks produktivitas dapat dinyatakan dalam persamaan sebagai berikut :

$$\frac{J}{J} = \frac{\ln \left[\frac{r}{r} \right]}{\ln \left[\frac{r}{rw'} \right]} \dots\dots\dots (3-71)$$



BAB IV

ANALISA DATA

Perekahan Hidraulik merupakan pekerjaan yang beresiko tinggi (*high risk*) dan perlu biaya yang tinggi (*high cost*), sehingga tujuan utama dilakukannya Perekahan Hidraulik adalah untuk meningkatkan nilai ekonomis sumur yang telah dilakukannya Perekahan Hidraulik sehingga keuntungan dari hasil penjualan minyak mentah yang diperoleh setelah dilakukannya Perekahan Hidraulik jauh lebih besar daripada biaya pekerjaan Perekahan Hidraulik, hingga perusahaan mendapatkan keuntungan yang signifikan.

4.1. Analisa Data

4.1.1. Analisa Data Sumur

Ini merupakan analisis data dari sumur yang akan dilakukan proses perekahan hidraulik yang akan dimulai pada februari 2015

Tabel 4.1. Data Sumur⁽⁸⁾

well data	
Date	Februari 2015
Field	X Tight Reservoir
Well Name	T1 & T2
Completion Type	Cased Hole
Formation(s)	x0
Treatment Throught	Tubing /Bullhed

4.1.2. Tubular Data

Sebelum melakukan proses perekahan hidraulik ,harus mngetahui jenis,berat dan panjang alat yang akan digunakan dalam tubing atau sering disebut dengan data tubular. Ini perlu diketahui agar proses pekrjaan dapat berlangsung baik tanpa kendala

Tabel 4.2.Tubular Data⁽⁸⁾

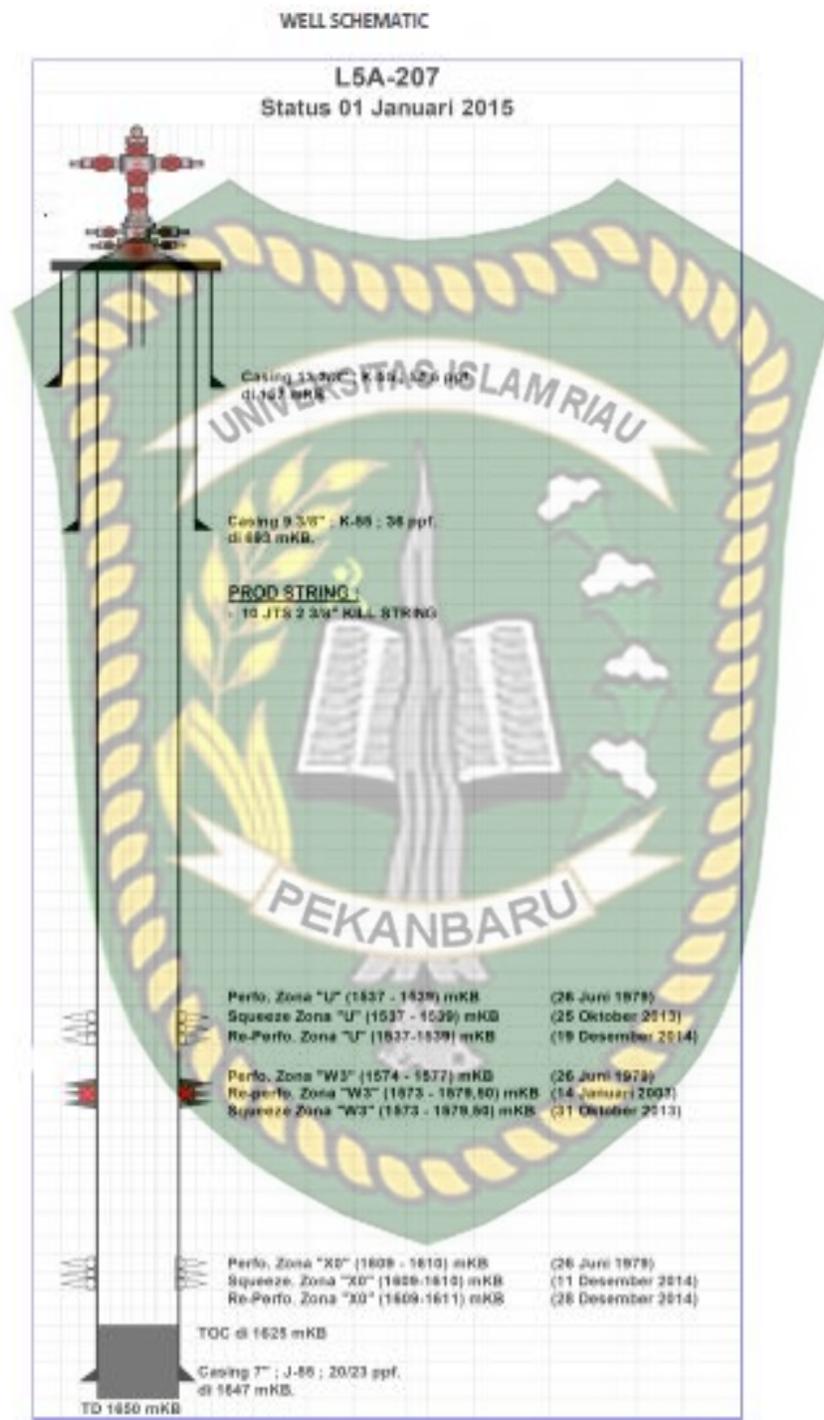
casing weight	23 lbs/ft
casing OD	7.000 inch
Casing ID	6.366 inch
Casing Volume Factor	0.0394 bbl/ft
Casing Volume to PBTB	210 bbl
Screen OD	na inch
Screen ID	na inch
Bottom of screen	na feet
Bottom of Drill Pipe	na feet
Drill Pipe OD	na inch
Tubing Weight	9.30 lbs/ft
Tubing OD	3.50 inch
Tubing ID	2.99 inch
Tubing Volume Factor	0.0087 bbl/ft
Tubing/Csg Annulus Vol Factor	0.0275 bbl/ft
Screen/Csg Annulus Vol Factor	na bbl/ft

4.1.3. Completion Data

Data kompleksi merupakan data untuk menentukan tottak kedalaman vertikal, panjang kesing, jenis *packer* dan berapa volume *drill pipe* yang dapat terisi oleh fluida.

Tabel 4.3.Data Kompleksi⁽⁸⁾

Total Vertical Depth	na feet
Measured PBTD Depth (TOC)	na feet
Casing Shoe	5332 feet
Deviation at Perforation	0 degrees
Top of Liner	na feet
Bottom of Liner	na feet
EOT	5246 feet
Dual Packer (if any)	na feet
Short String Depth (if any)	na feet
Production Packer	na feet
Drill Pipe Volume	45.6 bbl
Vol to Top of Perfs	46.9 bbl
Vol to Bottom of Perfs	47.2 bbl



Gambar 4.1. Skematik Sumur⁽⁸⁾

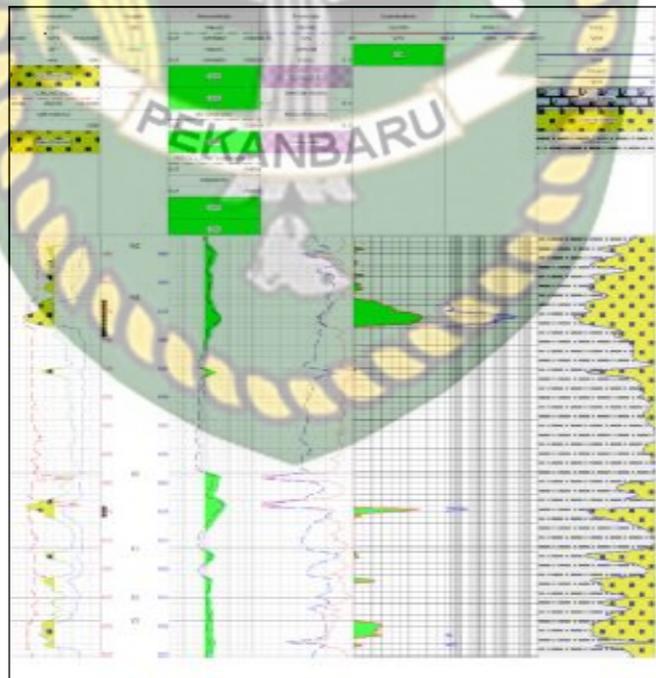
4.1.4. Zona Perforasi

Zona perforasi merupakan tempat yang akan dilakukan perforasi dengan cara melihat hasil log yang telah di dapat pada gambar 4.2 dimana panjang zona perforasi dapat di ukur antara top dan bottom 5279 sampai 5286 sehingga ketebalan perforasi yang akan dilakukan yaitu 7ft.

Tabel 4.4. Data Zona Perforasi⁽⁸⁾

Perforation Zones		
Top	Bottom	Net
5279ft	5286ft	7ft
TOTAL NET PAY (FT)		7ft
GROSS PAY INTERVAL		7ft

WELL LOG



Gambar 4.2. Well⁽⁸⁾

4.1.5. Data Reservoir

Data Reservoir sangat diperlukan dalam setiap pengerjaan yang akan dilakukan karena data reservoir akan terlihat bagaimana keadaan reservoir yang berada di dalam well. Data di dapat dari hasil logging yang telah dilakukan sebelum melakukan pengerjaan perekahan hidraulik.

Tabel 4.5. Data Reservoir⁽⁸⁾

Top Pay Zone	5279 feet
Bottom Pay Zone	5286 feet
Ave Depth Pay Zone	5282 feet
Gross Pay Interval	7 feet
Permeability	2 Md
Gravel Pack Porosity	na %
Formation Porosity	8%
Testing Date	Na
Fluid Production Rate	na bfpd
Oil Production Rate	na bopd
Water Cut	na %
SBHP	est. 1300 psi
PBHP	na psi
BHST	212.0 deg f
Tubing Pressure	na psi
Casing Pressure	na psi
Productivity Index (PI)	0.32
Skin	+3

4.2. Penentuan Tekanan Formasi dan Tekanan Rekah

Tekanan Formasi

Data tekanan formasi dapat dilakukan sebelum pemboran dan ketika pemboran berlangsung. Oleh karena sumur yang direncanakan adalah sumur pengembangan, maka data tekanan formasi didapatkan dari korelasi sumur yang berada di sekitarnya.

Sumur yang digunakan sebagai data korelasi adalah sumur T1 dan T2 karena kedua sumur tersebut terletak paling dekat. Data depth Vs pore pressure dapat dilihat pada Lampiran A-1. Kedalaman yang dihitung sebagai contoh adalah 660 ft, 1200 ft dan 1500 ft dengan densitas lumpur pada kedalaman tersebut adalah 29.79 Lb/gal maka untuk menentukan tekanan formasi dapat dihitung menggunakan persamaan :

- Kedalaman 660 ft
 $PF = 0.052 \times \text{Densitas} \times \text{Kedalaman}$
 $PF = 0.052 \times 29.79 \text{ lb/gal} \times 660 \text{ ft}$
 $PF = 340,7855 \text{ Psi}$
- Kedalaman 1200 ft
 $PF = 0.052 \times \text{Densitas} \times \text{Kedalaman}$
 $PF = 0.052 \times 29.79 \text{ lb/gal} \times 1200 \text{ ft}$
 $PF = 619.61 \text{ Psi}$
- Kedalaman 1500 ft
 $PF = 0.052 \times \text{Densitas} \times \text{Kedalaman}$
 $PF = 0.052 \times 29.79 \text{ lb/gal} \times 1500 \text{ ft}$
 $PF = 774,5125 \text{ Psi}$

Tabel 4.6. Data Tekanan Formasi⁽⁸⁾

DEPTH	Tekanan Formasi
Ft	Psi
660	341
1200	619.61
1500	775

Tekanan Rekah

Prediksi tekanan rekah secara teoritikal menggunakan metode **Eaton**, karena hasil perhitunganya lebih mendekati dengan keadaan kenyataan di lapangan.

Dari data tekanan pori lapangan "X" diambil contoh pada kedalaman 600 ft, 660 ft, dan 690 ft.

Perhitungan tekanan rekah dilakukan dengan mengubah ke satuan MPA dengan konversi 1 Psi = 0.0068948 Mpa

ν = Poisson's Ratio (0.35)

S = Overburden Stress (1 Psi/ft)

*** untuk kedalaman 600 ft**

$$\begin{aligned}
 F_g &= \frac{0.35}{1 - 0.35} (1 - 0.4721) + 0.4721 \\
 &= 0.756353846 \text{ Psi/ft} \\
 &= 0.756353846 \text{ psi/ft} \times 600 \text{ ft} \\
 &= 496.3193938 \text{ psi} \\
 &= 496.3193938 \times 0.0068948 \\
 &= 3.422022957 \text{ Mpa}
 \end{aligned}$$

* untuk kedalaman 660 ft

$$\begin{aligned}
 Fg &= \frac{0.35}{1-0.35} (1-0.4721) + 0.4721 \\
 &= 0.756353846 \text{ Psi/ft} \\
 &= 0.756353846 \text{ psi/ft} \times 660 \text{ ft} \\
 &= 545.9513331 \text{ psi} \\
 &= 545.9513331 \times 0.0068948 \\
 &= 3.764225252 \text{ Mpa}
 \end{aligned}$$

* untuk kedalaman 690 ft

$$\begin{aligned}
 Fg &= \frac{0.35}{1-0.35} (1-0.4721) + 0.4721 \\
 &= 0.756353846 \text{ Psi/ft} \\
 &= 0.756353846 \text{ psi/ft} \times 690 \text{ ft} \\
 &= 570.7673028 \text{ psi} \\
 &= 570.7673028 \times 0.0068948 \\
 &= 3.9353264 \text{ Mpa}
 \end{aligned}$$

Kemudian nilai Mpa dikonversikan kedalam nilai Psi dengan cara mengalikan dengan 145.0377.

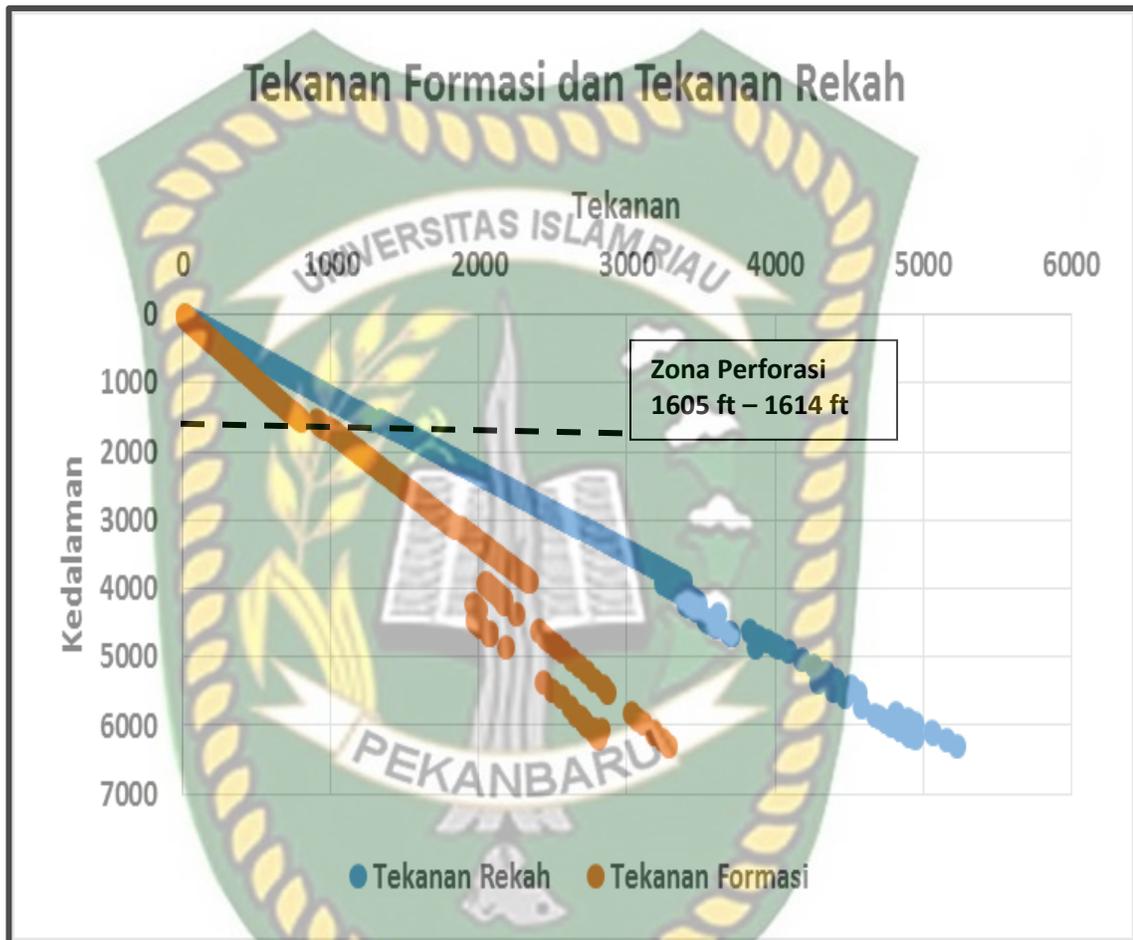
Tabel 4.7. Hasil Perhitungan Tekanan Rekah⁽⁸⁾

DEPTH	Pp	Pp	Ppg	Fpg	Fp	Fp
ft	psi	Mpa	psi/ft	psi/ft	psi	Mpa
600	309,8	2,136	0,4721	0,7564	496,32	3,4221
660	340,78	2,3496	0,4721	0,7564	545,96	3,7643
690	356,27	2,4564	0,4721	0,7564	570,77	3,9354

Keterangan :

- Pp = Pore Pressure, Psi
- Ppg = Pore Pressure Gradient, Psi/ft
- Fp = Fracture Pressure, Psi
- Fpg = Fracture Pressure Gradient, Psi/ft

Untuk data secara keseluruhan dapat dilihat pada Lampiran A-2. Plot tekanan pori dan tekanan rekah Vs kedalaman dapat dilihat pada Gambar 4.1.



Gambar 4.3. Tekanan Rekah dan Formasi⁽⁸⁾

Berdasarkan gambar di atas dapat dilihat bahwa pada kedalaman perforasi didapatkan range tekanan formasi adalah diantara 900 Psi sampai 1000 Psi dan tekanan rekah diantara 1300 Psi sampai 1450 Psi, sehingga tekanan injeksi dalam pekerjaan perekahan hidraulik harus diantara tekanan formasi dan tekanan rekah.

Tabel 4.8. Tekanan Rekah dan Formasi pada zona perforasi⁽⁸⁾

Kedalaman	Tekanan Formasi	Tekanan Rekah
1590	918.898709	1360.405221
1605	927.5675648	1373.239232
1620	936.2364206	1386.073244
1635	944.9052763	1398.907255
1650	953.5741319	1411.741267
1665	962.2429877	1424.575278
1680	994.7867249	1448.428466
1695	1003.668749	1461.360863

4.2. Penentuan Design *Hidraulik Fracturing* Menggunakan M frac

4.2.1. Penentuan Schedule Sebelum Pengerjaan

Sebelum dilakukan proses pengerjaan perekahan hidraulik harus dilakukan *input data* untuk mendapatkan schedule yang baik untuk melakukan pengerjaan yang dapat dilihat pada tabel dibawah berikut :

Tabel 4.9. Surface Treatment Schedule⁽⁸⁾

Stage No.	Slurry Rate (bpm)	Stage Liquid Volume (bbl)	Stage Time (min)	Stage Type	Fluid Type	Prop Type	Prop Conc. From (lbm/gal)	Prop Conc. To (lbm/gal)	Prop Damage Factor
1	12	125	10.417	Pad	B103	0	0	0	0.15
2	812	35	3.0456	Prop	B103	C003	1	1	0.15
3	12	28	2.4881	Prop	B103	C003	1	2	0.15
4	12	28	2.6428	Prop	B103	C003	2	4	0.15
5	12	20	1.9614	Prop	B103	C003	4	4	0.15
6	12	45	3.75	Flush	B103	0	0	0	0.15

Tabel 4.10. Surface Treatment Schedule Pumped⁽⁸⁾

Stage No.	Avg Slurry Rate (bpm)	Liquid Volume (bbl)	Slurry Volume (bbl)	Total Slurry Volume (bbl)	Total Time (min)	Fluid Type	Prop Type	Conc. From (lbm/gal)	Conc. To (lbm/gal)	Prop. Stage Mass (lbm)
1	12	125	125	125	10.417	B103	0	0	0	0
2	12	35	36.548	161.55	13.462	B103	C003	1	1	1470
3	12	28	29.857	191.4	15.95	B103	C003	1	2	1764
4	12	28	31.714	223.12	18.593	B103	C003	2	4	3528
5	12	20	23.537	246.66	20.555	B103	C003	4	4	3360
6	12	45	45	291.66	24.305	B103	0	0	0	0

Tabel 4.11. Bottom Hole Treatment Schedule Pumped⁽⁸⁾

Stage No.	Avg Slurry Rate (bpm)	Liquid Volume (bbl)	Slurry Volume (bbl)	Total Slurry Volume (bbl)	Total Time (min)	Fluid Type	Prop Type	Conc. From (lbm/gal)	Conc. To (lbm/gal)	Prop. Stage Mass (lbm)
Well	12	48.413	48.413	48.413	4.0344	B127	0	0	0	0
1	12	125	125	173.41	14.451	B103	0	0	0	0
2	12	35	36.548	209.96	17.497	B103	C003	1	1	1470
3	12	28	29.857	239.82	19.985	B103	C003	1	2	1764
4	12	28	31.714	271.53	22.628	B103	C003	2	4	3528
5	12	17.1	20.125	291.66	24.305	B103	C003	4	4	2872.8

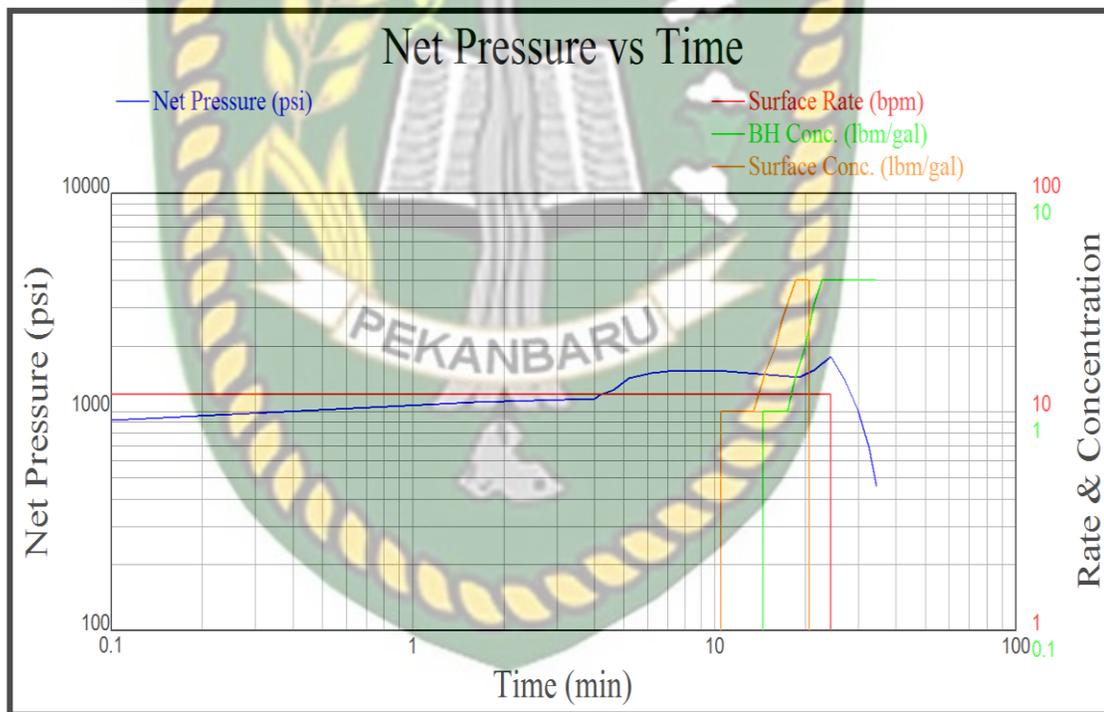
Tabel 4.12. Proppant Design Summary⁽⁸⁾

	X0 Sand
Fract Length-Created	79.553 (m)
Fract Length-Propped	79.444 (m)
Fract Height-Avg	11.095 (m)
Proppad Height (Pay Zone)-Avg	4.9881 (m)
Max Widht at Perfs – EOJ	0.38097 (in.)
Propped Widht (Well) –Avg	0.09916 (in.)
Propped Widht (Pay Zone) –Avg	0.06158 (in.)
Conc./Area (Frac) - Avg.at EOJ	0.50697 (lbm/ft ²)
Conc./Area (Pay Zone) - Avg. at Closure	0.50185 (lbm/ft ²)

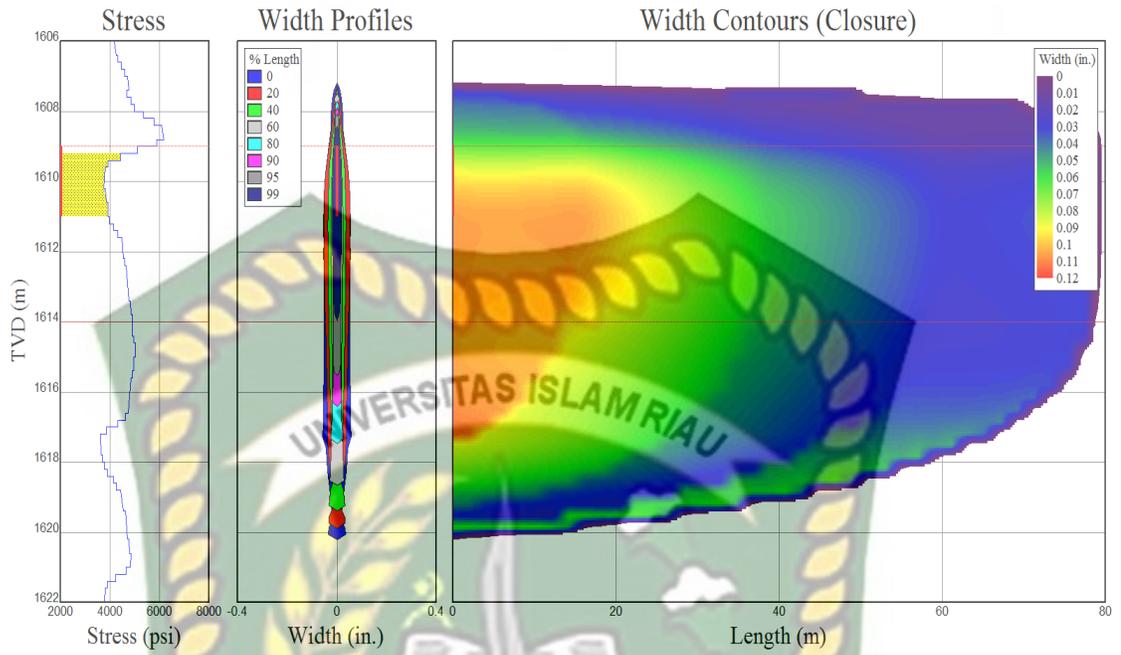
Frac Conductivity (Pay Zone) -Avg. at Closure	2390.7	(mD-ft)
---	--------	---------

Tabel 4.12. Proppant Design Summary (Lanjutan)⁽⁸⁾

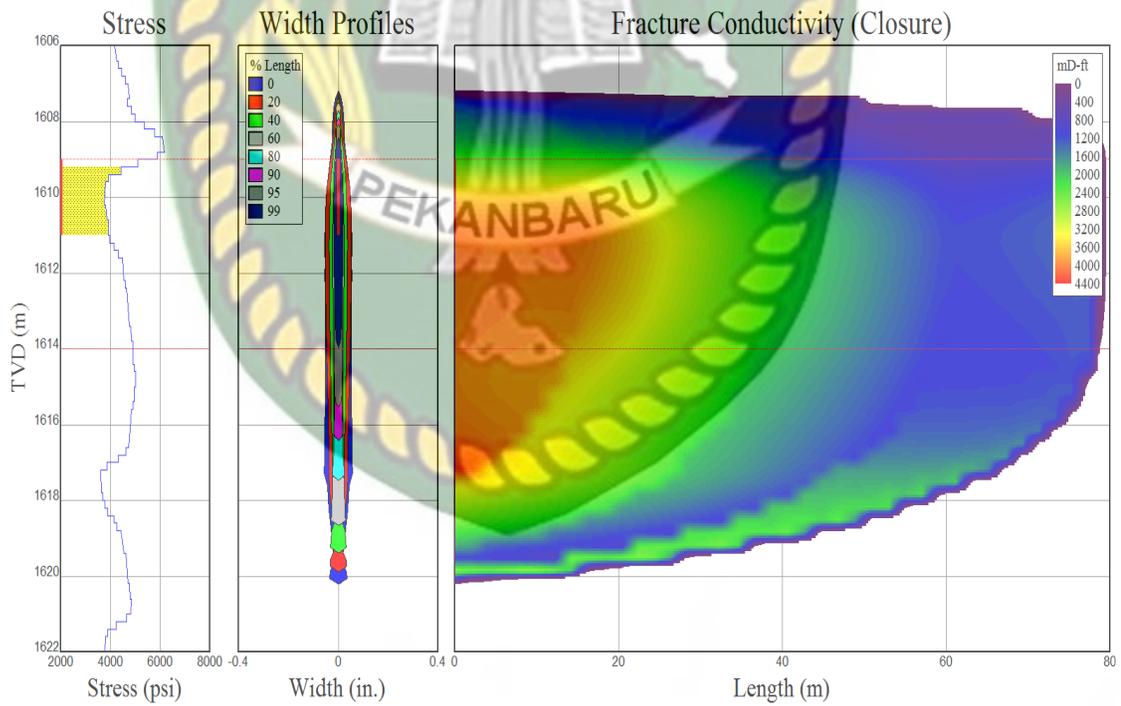
Dimensionless Frac Conductivity (Pay Zone)	4.5861	
Beta	0	(atm-s ² /gm)
Avg. Fracture Permeability	51.7979	(mdarcy)
Propped Fracture Ratio (EOJ)	0.25374	
Closure Time	10.083	(min)
Screen-Out Time	18.843	(min)



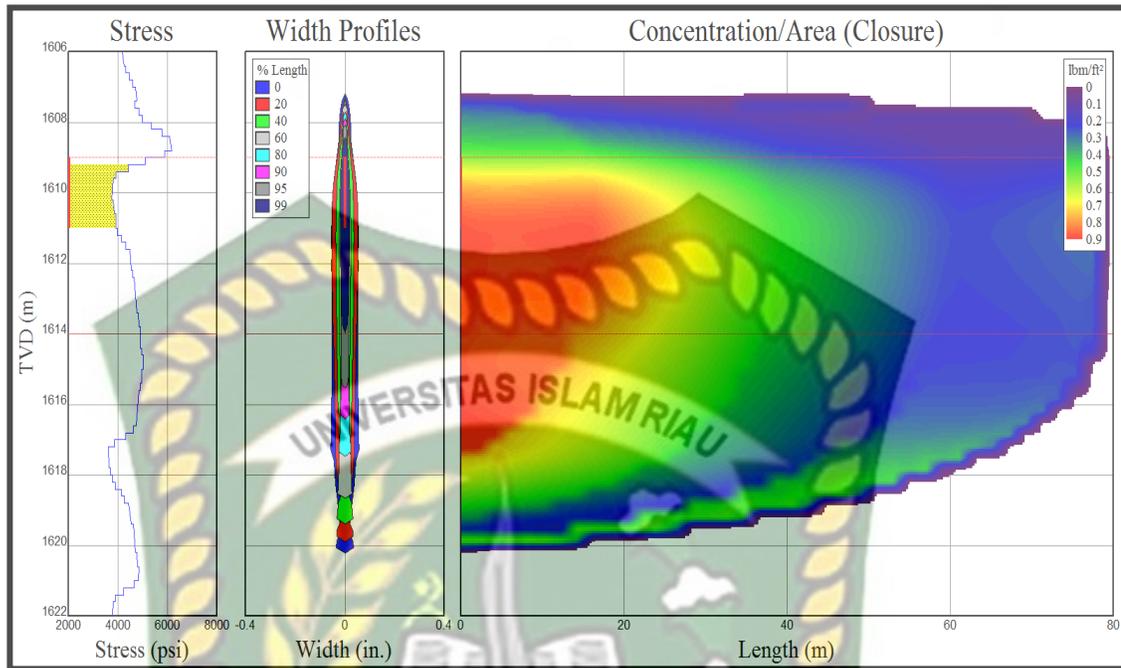
Gambar 4.4. Gambar Grafik Tekanan vs Waktu⁽⁸⁾



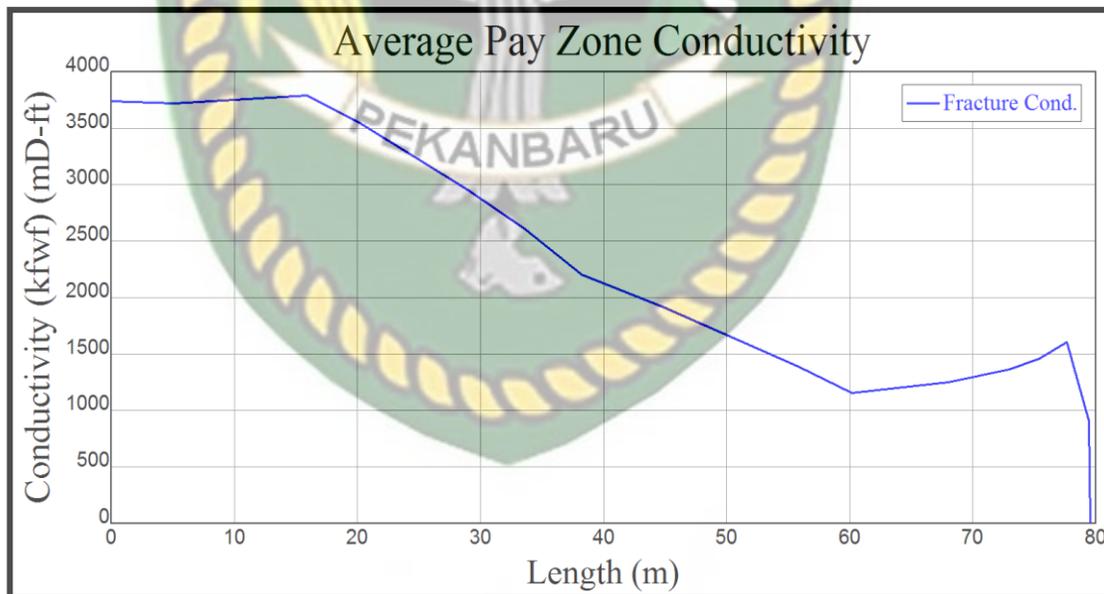
Gambar 4.5. Kontur Lebar Rekahan⁽⁸⁾



Gambar 4.6. Konduktifitas Rekahan⁽⁸⁾



Gambar 4.7. Konsentrasi Rekahan⁽⁸⁾



Gambar 4.8. Gambar Grafik Rata-rata Zona Konduktifitas Rekahan⁽⁸⁾

4.3. Perhitungan Permeabilitas Dan Produktifitas Indeks

4.3.1. Menentukan Harga Permeabilitas Rata-Rata

Pada dasarnya, setelah dilakukannya Perekahan Hidraulik pada suatu formasi batuan akan dapat meningkatkan harga permeabilitas batuan tersebut yang diikuti oleh peningkatan laju alir minyak. Berikut ini merupakan perhitungan peningkatan harga permeabilitas formasi setelah dilakukannya Perekahan Hidraulik dengan menggunakan persamaan *Howard & Fast*.

Perhitungan permeabilitas rata-rata setelah perekahan dapat dihitung.

Diketahui :

K	= 2 md
H	= 7 ft
re	= 300 ft
rw	= 0.29167 ft
XFc-lite	= 238.659 ft

1. Menghitung permeabilitas setelah rekahan (Kf)

$$K_f = \frac{(K \times H) + W_{kf}}{H}$$

$$K_f = \frac{(2 \times 7) + 2390.7}{7}$$

$$K_f = 343.428 \text{ md}$$

2. Menghitung Permeabilitas Rata-rata (Kavg)

Diasumsikan bahwa pembentukan rekahan menyebabkan permeabilitas area di sekitar sumur berbeda dengan permeabilitas zona yang jauh dari lubang sumur, sehingga permeabilitas formasi rata-rata (Kavg) adalah :

$$K_{avg} = \frac{\log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\left(\frac{1}{K_{ef}}\right) \times \log\left(\frac{X_f}{r_w}\right) + \left(\frac{1}{K_i}\right) \log\left(\frac{r_e}{X_f}\right)}$$

$$K_{avg} = \frac{\log\left(\frac{300}{0,29167}\right)}{\left(\frac{1}{343.528}\right) \times \log\left(\frac{238.659}{0,29167}\right) + \left(\frac{1}{2}\right) \log\left(\frac{300}{238.659}\right)}$$

$$K_{avg} = 51.797 \text{ md}$$

4.3.3. Menentukan Produktivitas Indeks

Produktifitas Indeks merupakan parameter yang dapat menentukan keberhasilan Perekahan Hidraulik, artinya apabila Produktifitas Indeks meningkat setelah dilakukannya Perekahan Hidraulik maka Perekahan Hidraulik berhasil dilakukan. Untuk menghitung perbandingan Produktivitas Indeks dilakukan dengan menggunakan metode Darcy, metode Prats, metode McGuire & Sikora dan metode Cinco-Ley. Pada Tugas Akhir ini penulis menggunakan Metode Cinco-Ley untuk menghitung harga PI setelah Perekahan Hidraulik karena Metode Cinco-Ley mempertimbangkan bahwa panjang rekahan dan konduktifitas rekahan mempengaruhi perbandingan PI, metode Cinco-Ley juga dapat memperkirakan skin setelah dilakukannya Perekahan Hidraulik.

Produktivitas indeks dengan metode Cinco-Ley

Diketahui :

$$\begin{aligned} W_{kf} &= 2390.7 \text{ md.ft} & r_e &= 300 \text{ ft} \\ K_i &= 2 \text{ md} & r_w &= 0,29167 \text{ ft} \\ X_f &= 238.659 \text{ ft} & j_o &= 0.32 \end{aligned}$$

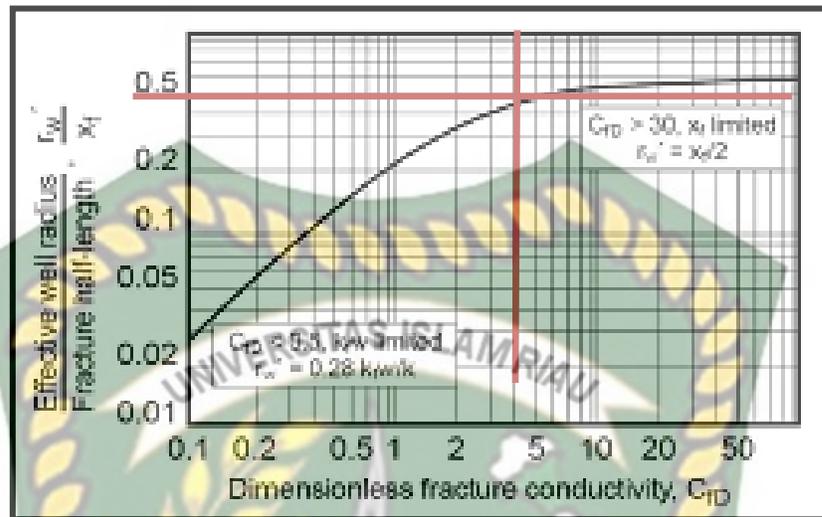
1. Menghitung harga konduktifitas rekahan (Fcd)

$$F_{cd} = \frac{W_{kf}}{K_i \times X_f}$$

$$F_{cd} = \frac{2390.7}{2 \times 238.659}$$

$$F_{cd} = 5.007$$

2. Jari-jari sumur efektif (r_w') didapatkan dari grafik r_w'/X_f .



Gambar 4.9. Grafik r_w'/X_f vs C_{fD} ⁽²³⁾

3. Dari grafik di atas didapatkan harga $r_w'/X_f = 0,42$ sehingga :

$$R_w' = 0,42 \times X_f$$

$$R_w' = 0,42 \times 238.659$$

$$R_w' = 100.236$$

4. Menghitung Produktifitas Indeks setelah Perekahan Hidraulik

$$J/J_o = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right)}$$

$$J/J_o = \frac{\ln\left(\frac{300}{0,29167}\right)}{\ln\left(\frac{300}{100,2368}\right)}$$

$$J/J_o = 6.326962$$

$$J = 0.32 \times 6.326962$$

$$= 2.025 \text{ bbl/day/psi}$$

5. Menghitung Skin setelah perekahan (S_f)

$$S_f = -\ln \frac{r_w'}{r_w}$$

$$Sf = -\ln \frac{100.24}{0,29167}$$

$$Sf = - 5.839$$

1. Sumur T1

Padaperhitungan Kurva IPR pada Fluida ini penulis menggunakan Model perekahan dengan *proppant Carbo-Lite 20/40*.

Diketahui :

$$Pr = 800 \text{ Psi}$$

$$Pwf = 300 \text{ Psi}$$

$$PI \text{ awal} = 0,32 \text{ bbl/day/psi}$$

$$PI \text{ Setelah} = 2,025 \text{ bbl/day/psi}$$

$$WC = 70 \%$$

1. Menghitung laju alir fluida (Qf), Pwf = 800 Psi

$$\begin{aligned} Qf &= PI \times (Pr - Pwf) \\ &= 2,025 \times (800 - 800) \\ &= 2,025 \times 0 \\ &= 0 \text{ BFPD} \end{aligned}$$

2. Menghitung laju alir fluida (Qf), Pwf = 300 Psi

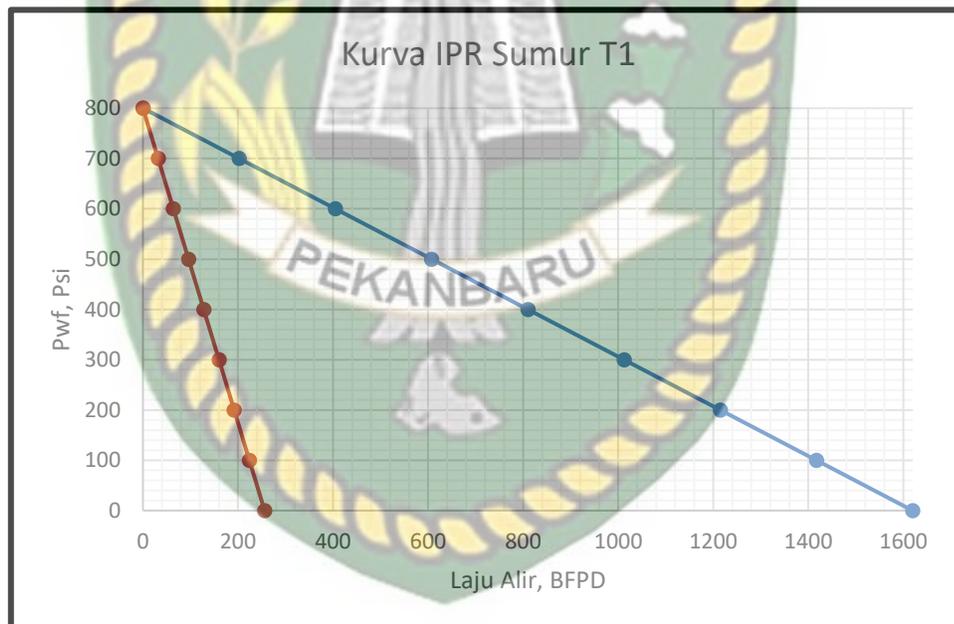
$$\begin{aligned} Qf &= PI \times (Pr - Pwf) \\ &= 2,025 \times (800 - 300) \\ &= 2,025 \times 500 \\ &= 1012 \text{ BFPD} \end{aligned}$$

3. Menghitung laju alir minyak (Qo)

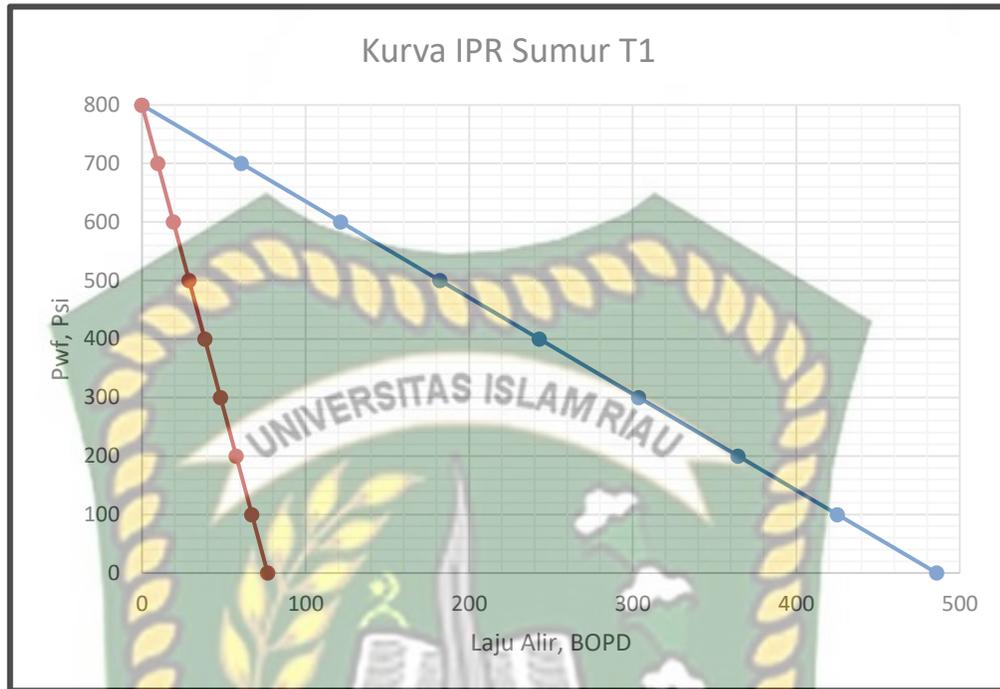
$$\begin{aligned} Qo &= Qf \times (1 - \text{Water Cut}) \\ &= 1012 \times (1 - 0,7) \\ &= 1012 \times 0,39 \\ &= 304 \text{ BOPD} \end{aligned}$$

Tabel 4.13.
Laju alir Fluida Setelah dan Sebelum Perekahan

Pwf	BFPD		BOPD	
	Setelah	Sebelum	Setelah	Sebelum
800	0	0	0	0
700	202.463	32	60.7388	9.6
600	404.926	64	121.478	19.2
500	607.388	96	182.217	28.8
400	809.851	128	242.955	38.4
300	1012.31	160	303.694	48
200	1214.78	192	364.433	57.6
100	1417.24	224	425.172	67.2
0	1619.7	256	485.911	76.8



Gambar 4.11. Laju alir Fluida Setelah Perekahan



Gambar 4.12. Laju alir Minyak Setelah Perekahan

4.4. Sumur Kedua Menggunakan Design Mfrac

Tabel 4.14. Surface Treatment Schedule⁽⁸⁾

Stage No.	Slurry Rate (bpm)	Stage Slurry Volume (bbl)	Stage Time (min)	Stage Type	Fluid Type	Prop Type	Prop Damage Factor	Friction Loss Multiplier
1	11.091	125.8	11.342	Pad	B103	0	0.1	1
2	12.347	36.47	2.9537	Prop	B103	C003	0.1	1
3	12.398	30.17	2.4335	Prop	B103	C003	0.1	1
4	12.396	31.88	2.5717	Prop	B103	C003	0.1	1
5	12.4	23.55	1.8992	Prop	B103	C003	0.1	1
6	0.21677	30.28	139.69	Flush	B103	0	0.1	1.2

Tabel 4.15. Surface Treatment Schedule Pumped⁽⁸⁾

Stage No.	Avg Slurry Rate (bpm)	Liquid Volume (bbl)	Slurry Volume (bbl)	Total Slurry Volume (bbl)	Total Time (min)	Fluid Type	Prop Type	Conc. From (lbm/gal)	Conc. To (lbm/gal)	Prop. Stage Mass (lbm)
1	11.101	125.8	125.8	125.8	11.342	B103	0	0	0	0
2	12.347	35.28	36.47	162.27	14.296	B103	C003	0.5209	1.0053	1130.7
3	12.398	28.385	30.17	192.44	16.729	B103	C003	0.99531	1.8495	1695.7
4	12.397	28.28	31.88	224.32	19.301	B103	C003	1.9748	3.7834	3419.7
5	12.4	20.009	23.55	247.87	21.2	B103	C003	3.9645	4.0405	3363.6
6	2.468	26.875	26.975	274.85	32.13	B103	0	0.16398	0	92.55

Tabel 4.16. Bottom Hole Treatment Schedule Pumped⁽⁸⁾

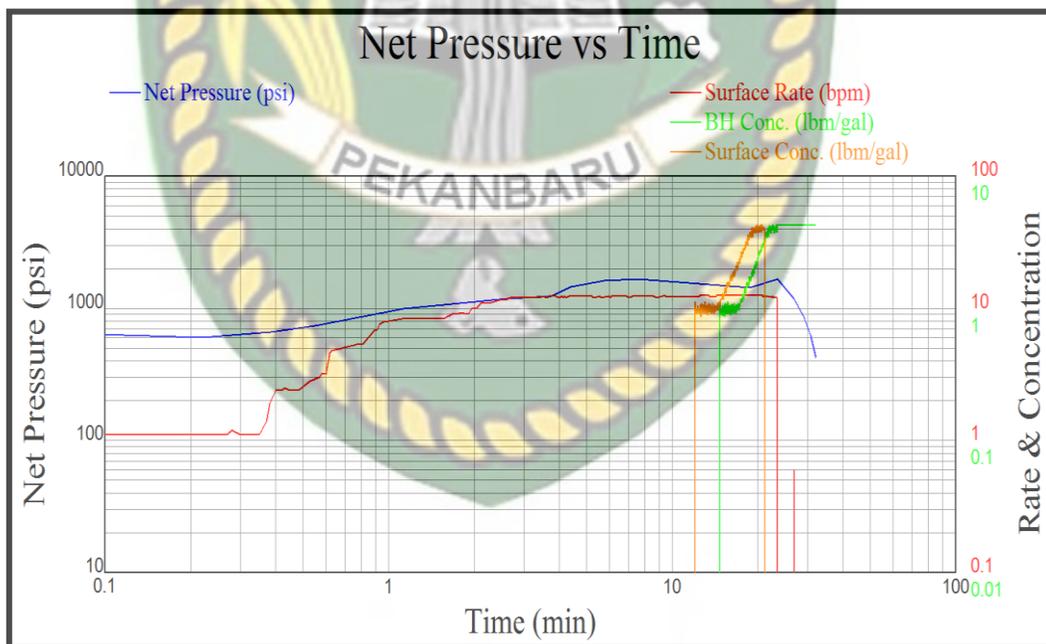
Avg Slurry Rate (bpm)	Liquid Volume (bbl)	Slurry Volume (bbl)	Total Slurry Volume (bbl)	Total Time (min)	Fluid Type	Prop Type	Conc. From (lbm/gal)	Conc. To (lbm/gal)	Prop. Stage Mass (lbm)
8.8073	33.412	33.412	33.412	3.8036	B127	0	0	0	0
12.28	125.8	125.8	159.21	14.048	B103	0	0	0	0
12.39	35.28	36.47	195.68	16.991	B103	C003	0.5209	1.0053	1130.7
12.398	28.385	30.17	225.85	19.425	B103	C003	0.99531	1.8495	1695.7
12.373	28.28	31.88	257.73	22.001	B103	C003	1.9748	3.7834	3419.7
1.6896	14.544	17.113	274.84	32.13	B103	C003	3.9645	4.0262	2440.5

Tabel 4.17. Proppant Design Summary⁽⁸⁾

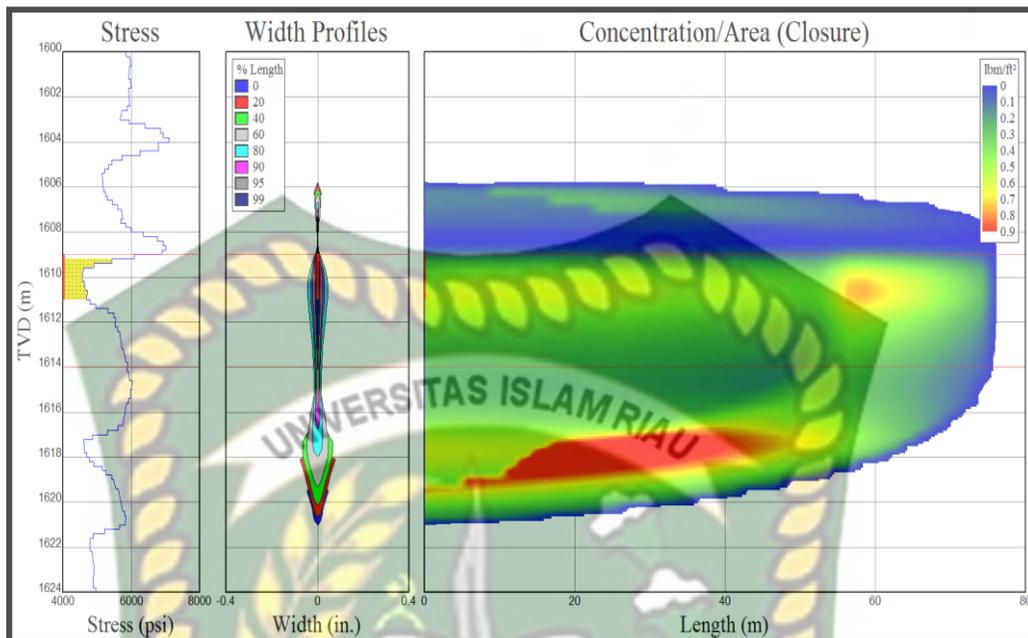
X0 Sand		
Frac Length – Created	76.14	(m)
Frac Length – Propped	75.52	(m)
Frac Height - Avg.	12.882	(m)
Propped Height (Pay Zone) - Avg.	5	(m)

Tabel 4.17. Proppant Design Summary (Lanjutan)⁽⁸⁾

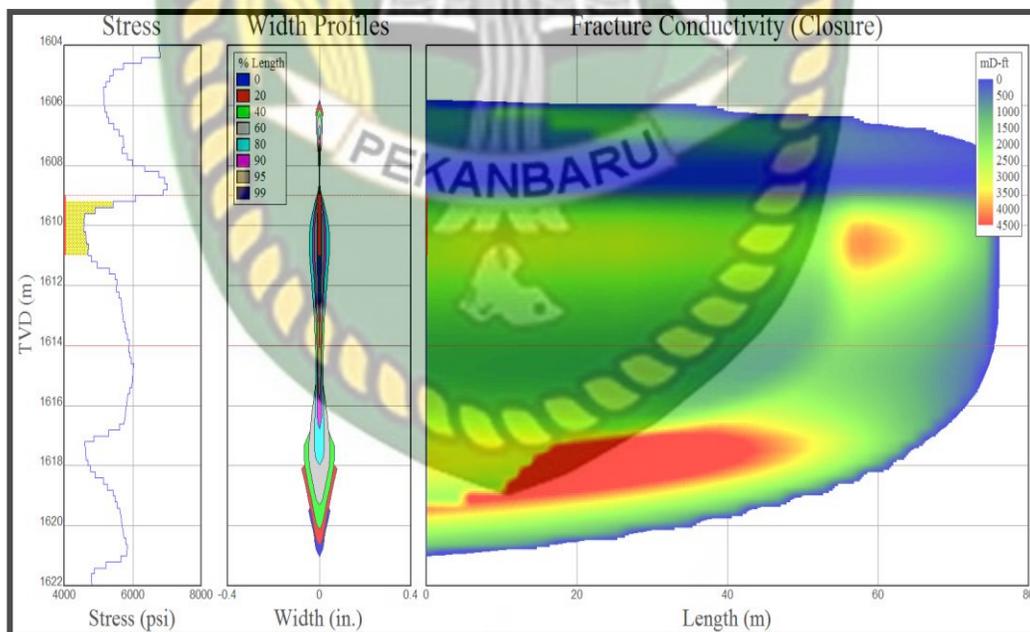
Max Width at Perfs – EOJ	0.3722	(in.)
Propped Width (Well) - Avg.	0.0406	(in.)
Propped Width (Pay Zone) - Avg.	0.0478	(in.)
Conc./Area (Frac) - Avg. at EOJ	0.41	(lbm/ft ²)
Conc./Area (Pay Zone) - Avg. at Closure	0.384	(lbm/ft ²)
Frac Conductivity (Pay Zone) - Avg. at Closure	2111.3	(mD-ft)
Dimensionless Frac Conductivity (Pay Zone)	4.2606	
Beta	0	(atm-s ² /gm)
Avg. Fracture Permeability	43.83026	(mdarcy)
Propped Fracture Ratio (EOJ)	0.51657	
Closure Time	8.9022	(min)
Screen-Out Time	18.885	(min)



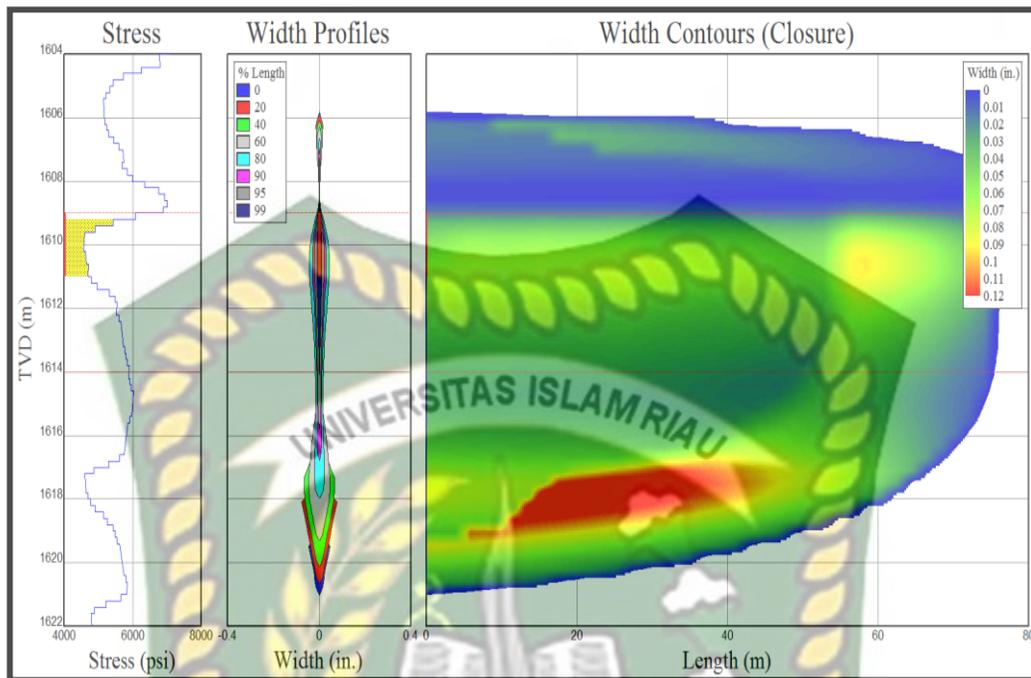
Gambar 4.13 .Gambar Grafik Tekanan vs Waktu⁽⁸⁾



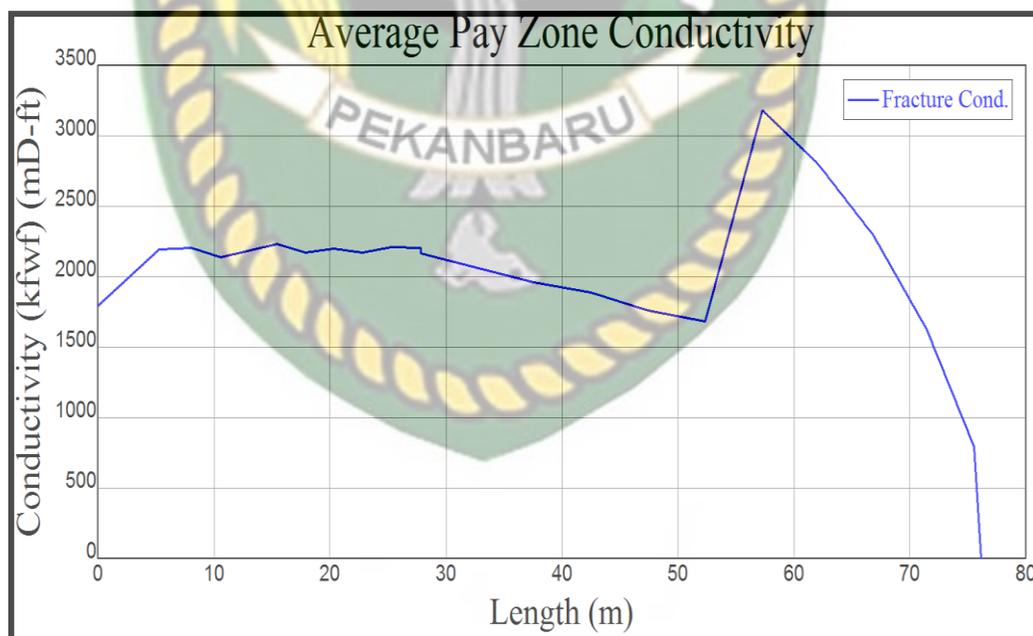
Gambar 4.14. Konsentrasi Rekahan⁽⁸⁾



Gambar 4.15. Konduktifitas Rekahan⁽⁸⁾



Gambar 4.16. Kontur Lebar Rekahan⁽⁸⁾



Gambar 4.17. Gambar Grafik Rata-rata Zona Konduktifitas Rekahan⁽⁸⁾

4.5. Perhitungan Permeabilitas Dan Produktifitas Indeks

4.5.1. Menentukan Permeabilitas Rata Rata

Perhitungan permeabilitas rata-rata setelah perekahan dapat dihitung :

Diketahui :

K	= 2 md
H	= 7 ft
re	= 300 ft
rw	= 0.29167 ft
XFc-lite	= 228.42 ft

1. Menghitung permeabilitas setelah rekahan (Kf)

$$Kf = \frac{(K \times H) + Wkf}{H}$$

$$Kf = \frac{(2 \times 7) + 2111.3}{7}$$

$$Kf = 303.614 \text{ md}$$

3. Menghitung Permeabilitas Rata-rata (Kavg)

Diasumsikan bahwa pembentukan rekahan menyebabkan permeabilitas area di sekitar sumur berbeda dengan permeabilitas zona yang jauh dari lubang sumur, sehingga permeabilitas formasi rata-rata (Kavg) adalah :

$$K_{avg} = \frac{\log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\left(\frac{1}{K_{ef}}\right) \times \log\left(\frac{X_f}{r_w}\right) + \left(\frac{1}{K_i}\right) \log\left(\frac{r_e}{X_f}\right)}$$

$$K_{avg} = \frac{\log\left(\frac{300}{0,29167}\right)}{\left(\frac{1}{303.6143}\right) \times \log\left(\frac{228.42}{0,29167}\right) + \left(\frac{1}{2}\right) \log\left(\frac{300}{228.42}\right)}$$

$$K_{avg} = 43.830 \text{ md}$$

4.5.2. Menentukan Produktivitas Indeks

Produktifitas Indeks merupakan parameter yang dapat menentukan keberhasilan Perekahan Hidraulik, artinya apabila Produktifitas Indeks meningkat setelah dilakukannya Perekahan Hidraulik maka Perekahan Hidraulik berhasil dilakukan. Untuk menghitung perbandingan Produktivitas Indeks dilakukan dengan menggunakan metode Darcy, metode Prats, metode McGuire & Sikora dan metode Cinco-Ley. Pada Tugas Akhir ini penulis menggunakan Metode Cinco-Ley untuk menghitung harga PI setelah Perekahan Hidraulik karena Metode Cinco-Ley mempertimbangkan bahwa panjang rekahan dan konduktifitas rekahan mempengaruhi perbandingan PI, metode Cinco-Ley juga dapat memperkirakan skin setelah dilakukannya Perekahan Hidraulik.

Produktivitas indeks dengan metode Cinco-Ley

Diketahui :

$$\begin{array}{ll} W_{kf} = 2111.3 \text{ md.ft} & r_e = 300 \text{ ft} \\ K_i = 2 \text{ md} & r_w = 0,29167 \text{ ft} \\ X_f = 228.42 \text{ ft} & j_o = 0.52 \end{array}$$

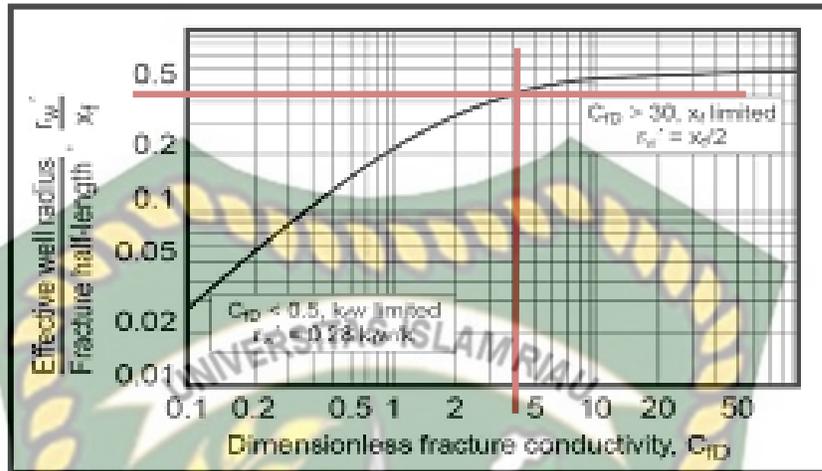
6. Menghitung harga konduktifitas rekahan (Fcd)

$$F_{cd} = \frac{W_{kf}}{K_i \times X_f}$$

$$F_{cd} = \frac{2111.3}{2 \times 228.42}$$

$$F_{cd} = 4.622$$

7. Jari-jari sumur efektif (r_w') didapatkan dari grafik r_w'/X_f .



Gambar 4.18. Grafik r_w'/X_f vs C_{fD} ⁽²³⁾

8. Dari grafik di atas didapatkan harga $r_w'/X_f = 0,4$ sehingga :

$$R_w' = 0,4 \times X_f$$

$$R_w' = 0,4 \times 228.42$$

$$R_w' = 91.368 \text{ ft}$$

9. Menghitung Produktifitas Indeks setelah Perekahan Hidraulik

$$J/J_o = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right)}$$

$$J/J_o = \frac{\ln\left(\frac{300}{0,29167}\right)}{\ln\left(\frac{300}{91.368}\right)}$$

$$J/J_o = 5.833955$$

$$= 0.52 \times 5.83395$$

$$J = 3.034 \text{ bbl/day/psi}$$

10. Menghitung Skin setelah perekahan (S_f)

$$S_f = -\ln \frac{r_w'}{r_w}$$

$$Sf = -\ln \frac{91.368}{0,29167}$$

$$Sf = - 5.747$$

4.6. Kurva IPR (Inflow Performance Relationship)

Inflow Performance relationship (IPR) merupakan penggambaran kualitas dari kemampuan suatu formasi produktif untuk memproduksi yaitu penggambaran hubungan antara laju produksi dengan tekanan alir dasar sumur. Berdasarkan data produksi telah dilakukannya perekahan hidraulik di dapatkan harga water cut adalah 60 %, maka dapat di buat kurva IPR sebelum dan sesudah pengerjaan hidraulik yang merupakan aliran tiga fasa dengan metode vogel, dimana laju alir sebelum perekahan hidraulik adalah sebesar 68 bbl/day PI 0.32 Bbl/day/Psi.

1. Sumur T2

Padaperhitungan Kurva IPR pada Fluida ini penulis menggunakan Model perekahan dengan *proppant Carbo-Lite 20/40*.

Diketahui :

$$Pr = 800 \text{ Psi}$$

$$Pwf = 250 \text{ Psi}$$

$$PI \text{ awal} = 0,52 \text{ bbl/day/psi}$$

$$PI \text{ setelah} = 1.577 \text{ bbl/day/psi}$$

$$WC = 61\%$$

1. Menghitung laju alir fluida (Qf), Pwf = 800 Psi

$$\begin{aligned} Qf &= PI \times (Pr - Pwf) \\ &= 1.577 \times (800 - 800) \\ &= 1.577 \times 0 \\ &= 0 \text{ BFPD} \end{aligned}$$

2. Menghitung laju alir fluida (Qf), Pwf = 300 Psi

$$\begin{aligned} Qf &= PI \times (Pr - Pwf) \\ &= 1.577 \times (800 - 300) \end{aligned}$$

$$= 1.577 \times 500$$

$$= 788,622 \text{ BFPD}$$

3. Menghitung laju alir minyak (Q_o)

$$Q_o = Q_f \times (1 - \text{Water Cut})$$

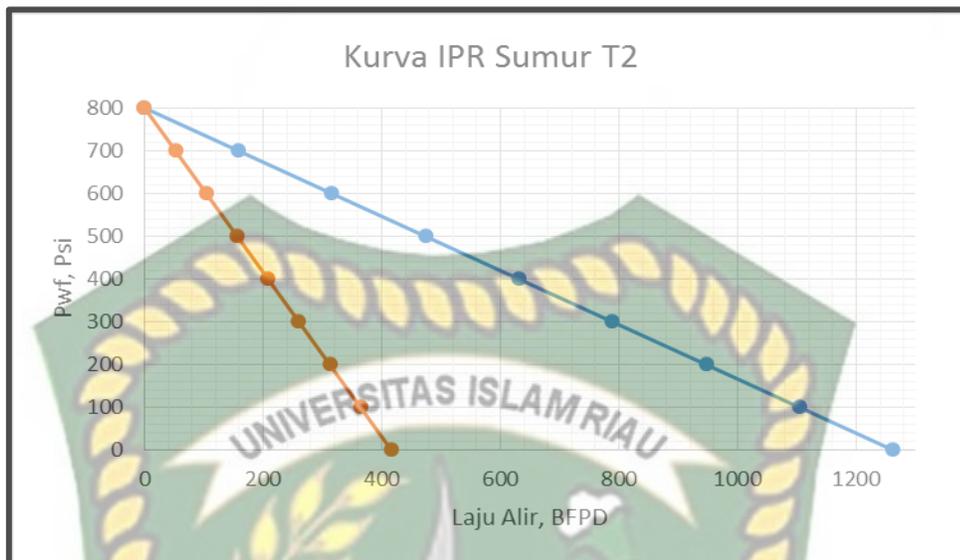
$$= 788,622 \times (1 - 0,61)$$

$$= 788,622 \times 0,39$$

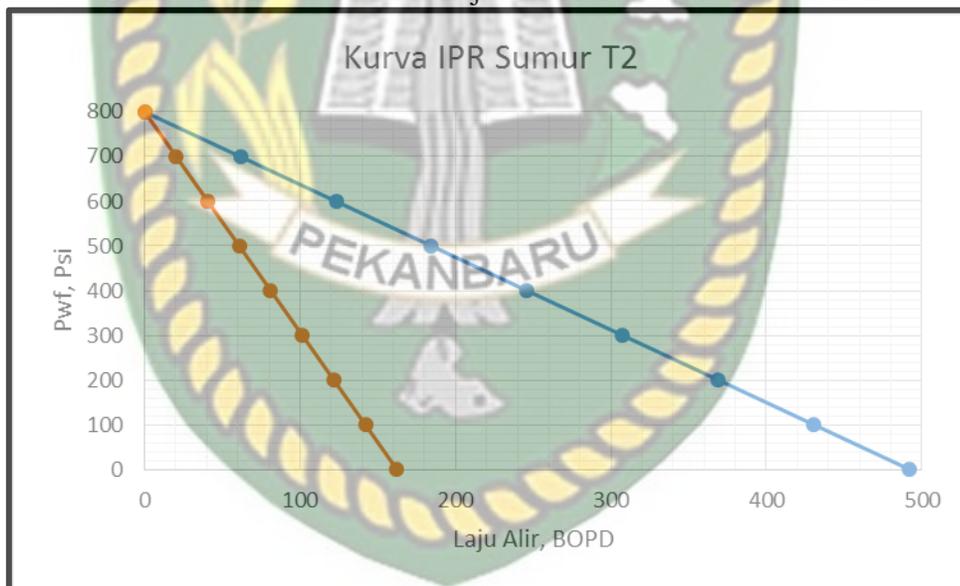
$$= 307,562 \text{ BOPD}$$

Tabel 4.18.
Laju alir Fluida Setelah dan Sebelum Perekahan

Pwf	BFPD		BOPD	
	Setelah	Sebelum	Setelah	Sebelum
800	0	0	0	0
700	157.724	52	61.5125	20.28
600	315.449	104	123.025	40.56
500	473.173	156	184.537	60.84
400	630.897	208	246.05	81.12
300	788.622	260	307.562	101.4
200	946.346	312	369.075	121.68
100	1104.07	364	430.587	141.96
0	1261.79	416	492.1	162.24



Gambar 4.19. Kurva IPR Laju alir Fluida Setelah Perekahan



Gambar 4.20. Kurva IPR Laju alir Minyak Setelah Perekahan



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB V

PEMBAHASAN

Sumur minyak atau gas lama-kelamaan akan mengalami penurunan produktifitas. Jika suatu sumur minyak atau gas mengalami penurunan produksi secara terus-menerus dalam waktu relatif singkat karena adanya kerusakan formasi sehingga permeabilitas menurun, radius skin-nya panjang, tekanan reservoirnya masih besar (*natural flow*), volume hidrokarbonnya masih banyak (ekonomis). Perekahan Hidraulik yang merupakan salah satu metode stimulasi reservoir untuk meningkatkan produktivitas formasi juga dapat diterapkan pada formasi yang mempunyai rekahan-rekahan alamiah sehingga dengan adanya Perekahan Hidraulik, maka rekahan-rekahan alamiah tersebut dapat terhubung sehingga ada tambahan kapasitas aliran dari formasi ke lubang sumur. Peningkatan produktivitas reservoir itu dilakukan dengan memperbesar permeabilitas formasi di sekitar lubang sumur melalui proses penginjeksian suatu fluida dengan tekanan hingga melebihi tekanan rekah formasi yang dimaksud. Perekahan Hidraulik juga dapat diterapkan pada sumur cased hole ataupun open hole pada reservoir batupasir maupun karbonat dengan faktor sementasi yang tinggi. Perekahan Hidraulik sangat berguna untuk memperbesar permeabilitas di sekitar lubang sumur sehingga setelah pekerjaan Perekahan Hidraulik berhasil, maka produktivitas sumur tersebut akan lebih tinggi daripada sebelumnya.

Hal-hal yang dipelajari dalam Perekahan Hidraulik meliputi geometri rekahan, fluida perekah, dan material pengganjal (*proppant*). Ketiga hal itu sangat perlu dipertimbangkan sehingga setelah dilaksanakannya perekahan dan pengukuran tinggi rekahan, maka akan diketahui peningkatan produktivitas formasi yang telah direkahkan melalui parameter indikatornya, seperti faktor skin, permeabilitas, *Productivity Index*, *Inflow Performance Relationship curve*, dan tentunya laju produksi. Pengerjaan sumur ini dilakukan di daerah Sumatera bagian Selatan yaitu

tepatnya di Prabumulih yang dapat dilihat pada bab sebelumnya. Sumur ini dilakukan pengerjaan *fracturing* karena masih produktif dan laju alir sumur sangat besar.

Sumur T merupakan sumur yang terletak pada lapangan X. Lapangan X memiliki formasi yang terdiri dari batu pasir atau sandstone. Sumur T ini telah mengalami penurunan produksi, pada sumur T lapangan X memiliki permeabilitas yang kecil yaitu sebesar 2 mD tetapi sumur T masih memiliki tekanan reservoir yang cukup besar yaitu 750 psi dengan cadangan minyak pasti pada lapisan C.

Hal-hal itulah yang akan menjadi dasar pertimbangan untuk dilakukannya perekahan hidraulik pada sumur T lapangan X. Perekahan hidraulik yang akan dilakukan sangat diharapkan dapat meningkatkan permeabilitas utuk lapisan C dan membentuk saluran konduktif baru, sehingga hidrokarbon dapat mengalir dengan lebih mudah dari formasi produktif kedalam lubang sumur sehingga produktivitas sumur meningkat.

Sebelum dilakukannya perekahan hidraulik, perlu dilakukan perencanaan perekahan hidraulik agar proses pengerjaan yanag akan dilakukan sesuai dan hasil yangb didapatkan baik. Perencanaan meliputi pemilihan model, seperti: pemilihan perekah, *proppant*, ukuran butir proppant dan laju injeksi pemompaan yang digunakan dalam perekahan hidraulik.

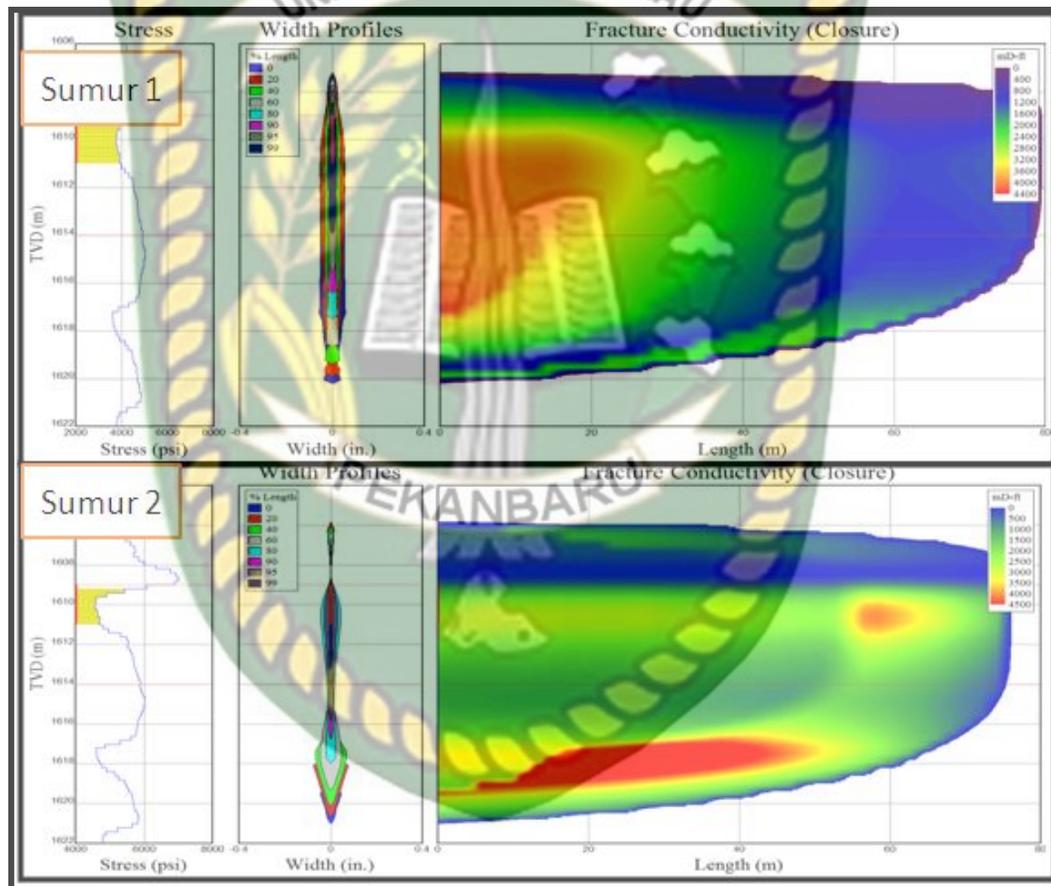
Konduktivitas rekahan merupakan parameter penting dalam memilih desain Perekahan Hidraulik, dengan naiknya harga konduktivitas maka permeabilitas juga akan naik, karena konduktivitas berbanding lurus dengan permeabilitas.

Dari simulasi yang telah dilakukan menggunakan Mfrac, ada beberapa faktor yang mempengaruhi konduktivitas suatu rekahan, yaitu :

Closure Stress merupakan hasil kali dari gradien rekahan dengan kedalaman-tekanan dasar sumur. Stress ini merupakan stress yang diteruskan oleh formasi ke *proppant* pada waktu tertutupnya rekahan dapat menyebabkan *proppant* hancur

(*crushing*), mengurangi ukuran *proppant* dan menambah *surface area proppant*, hal tersebut menyebabkan menurunnya konduktivitas rekahan, sehingga permeabilitasnya juga akan menurun. Dari simulasi ini, *proppant* Carbo-Lite 20/40 yang memiliki ketahanan terhadap *closure stress*.

Konduktivitas rekahan merupakan fungsi dari ukuran *proppant*, semakin besar ukuran butir *proppant*, semakin besar *pack* permeabilitas, sehingga konduktivitasnya juga akan semakin tinggi pada *closure pressure* tertentu.



Gambar 5.1 Konduktivitas Rekahan Sumur 1 dan Sumur 2⁽⁸⁾

Gambar di atas menunjukkan bahwa sumur 1 memiliki konduktivitas rekahan yang tinggi, dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa *proppant* Carbo-Lite dengan ukuran butir 20/40 memiliki konduktivitas yang tinggi yaitu 2390,7 md.ft pada sumur 1 dan 2111,3 md.ft pada sumur 2.

Pada sumur T dilakukan proses perekahan hidraulik dengan menggunakan *proppant carbolite* serta ukuran butir 20/40. Secara teoritis, dilakukannya perekahan hidraulik pada suatu formasi batuan akan dapat meningkatkan harga permeabilitas batuan tersebut yang diikuti dengan peningkatan laju alir fluida.

Peningkatan permeabilitas rekahan dan permeabilitas rata-rata dilakukan dengan menggunakan metode Howad & Fast, kemudian akan dibandingkan antara sebelum dilakukan perekahan dengan setelah dilakukannya Perekahan Hidraulik pada sumur T. Sebelum dilakukan perekahan, harga permeabilitas pada sumur T adalah 2 mD. Hasil perhitungan permeabilitas yang telah dilakukan pada bab sebelumnya menunjukkan bahwa *proppant* Carbo-Lite 20/40 memberikan harga permeabilitas rata-rata yang tinggi, dengan harga permeabilitas rekahan sebesar 343,428 mD dan permeabilitas formasi rata-rata 51,797 mD pada sumur 1 dan harga permeabilitas rekahan sebesar 303,614 mD dan permeabilitas formasi rata-rata 43,830 mD pada sumur 2.

Perbandingan produktivitas indek setelah Perekahan Hidraulik dilakukan dalam perencanaan perekahan ini akan dihitung dengan menggunakan metode Cinco-Ley. PI menunjukkan kemampuan suatu formasi produktif untuk dapat berproduksi dalam keadaan tertentu yaitu kemampuan suatu formasi produktif untuk dapat mensuplay fluida ke dalam lubang sumur.

Perhitungan produktivitas indek dengan metode Cinco-Ley ini tergantung dari harga konduktivitas rekahan. Harga produktivitas indek tertinggi adalah sebesar 6,326 dengan menggunakan *proppant* Carbo-Lite 20/40 pada sumur 1 dan sebesar 5,833 pada sumur 2.

Untuk mengetahui kenaikan produktivitas minyak telah dilakukan analisa data dengan kurva IPR yang menggunakan *proppant Carbo-Lite 20/40*, dimana dari kurva dapat dilihat kenaikan produktivitas sumur yang signifikan. Kurva IPR (Inflow Performance Relationship) merupakan sebuah penggambaran kualitas dari kemampuan suatu formasi produktif untuk memproduksi, yaitu penggambaran hubungan antara laju produksi dengan tekanan alir dasar sumur.



BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. KESIMPULAN

Dari hasil analisa data dan pembahasan yang telah dilakukan pada bab sebelumnya didapat hasil kesimpulan:

1. Dari hasil desain yang didapatkan panjang rekahan yang terisi oleh *proppant* yaitu sekitar 238,659 ft dan tinggi rekahan yaitu 33,285 ft untuk sumur 1. Sementara pada sumur 2 panjang rekahan yang terisi oleh rekahan yaitu 228,420 ft dan untuk tinggi rekahan yaitu 38,646 ft. Dari kedua sumur tersebut didapat hasil bahwa sumur pertama lebih bagus.
2. Peningkatan efisiensi permeabilitas pada sumur T lapangan X sangat baik dimana permeabilitas pertama sumur adalah 2mD dan mengalami kenaikan 25,898 kali yaitu sekitar 51,797 Md pada sumur 1, sementara untuk sumur 2 permeabilitas mengalami kenaikan 21,915 kali atau sekitar 21,915 Md. Dari hasil permeabilitas kedua sumur dapat di ketahui bahwa sumur satu lebih produktif.
3. Produktifitas indeks yang didapatkan dari hasil perekahan hidraulik untuk sumur satu yaitu 3,290 bbl/day/psi, sedangkan untuk sumur kedua produktifitas indeks nya 3,034 bbl/day/psi. Dari hasil PI laju produksi yang baik yaitu pada sumur satu, sementara pada sumur kedua laju produksinya lumayan baik.
4. Skin mengalami perubahan dari plus menjadi negative, dimana skin sebelum perekahan adalah +3 dan setelah perekahan hidraulik yaitu menjadi -5.797 untuk sumur 1 dan -5.839 untuk sumur 2
5. Dari kurva IPR yang telah di buat dapat dilihat bahwa sumur masi sangat produktif, dimana laju alir nya sangat besar, bias dilihat hasil sebelum perekahan dan sesudah perekahan hidraulik menggunakan *proppant carbolite*

6.2. SARAN

Pada bagian ini penulis menyarankan kepada peneliti selanjutnya agar menghitung keekonomisan pada pengerjaan perekahan hidraulik untuk sumur T lapangan X. Agar pada penelitian selanjutnya dapat mengetahui keuntungan dari hasil pengerjaan serta dapat memiliki *software* Mfrac dan dapat mengoprasikanya seperti peneiliti sebelumnya yang menggunakan *software* Fracade.



DAFTAR PUSTAKA

1. Alien, T. O, and Roberts. A, P., *Production Operation 2*, OGCI Bab VIII, al 141-166.
2. Amyx, J.W., Bass D.M.Jr, Whitting R.L. *Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties*, Mc. Graw Hill Book Company, New York, USA-Toronto Canada-London, England, 1960
3. Cooke, C. E., Jr., *Conductivity of Fracture Proppant in Multijungle Layers*. Prentice Hall Inc
4. Craft, B.C., Holden, W. R. and Graves Jr, E. D., *Well Design, Drilling and Production*. Prentice Hall Inc, Bab VIII, hal 483-553.
5. Economides, M.J., 1992. *A Practical Companion to Reservoir Stimulation*, Elsevier, New York.
6. Economides, Michael, J., Marten, T., *Modern Fracturing, Enhancing Natural Gas Production*, Energy Tribune Publishing Inc., Houston, Texas, 2007.
7. Economides, M. J., Hill, A.D, and Ehlig-Economides,C., 1994. *Petroleum Production Systems*, Prentice Hall.
8. _____; BakerHughes Mfrac Design
9. Exploration File PT. Chevron, Laporan Geologi Lapangan "YEAR" 2004
10. Frieahuf, K. M. and Spatna, M. M., fluid selection for energized hydraulic fracturing, *University Of Texas at Austin, SPE 124361*.
11. Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E. et al. 1989. Three-Dimensional Fracture-Propagation Models. in *Recent Advances in Hydraulic Fracturing*, 12. Chap. 5, 95. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.
12. Hidayat, R., Jassa Maulana, Ganda Asnanda, Kuncoro Kukuh, and Pande Gede : Peningkatan Produksi Minyak Melalui Hydraulic Fracturing di Struktur Cemara, *Pertamina DOH – JBB*.
13. Kusuma, A. W., Pemilihan kombinasi fluida perekah, proppant dan laju injeksi terhadap parameter design hydraulic fracturing pada formasi "z" sumur "x" lapangan "y", *UPN, Yogyakarta, 2011*.

Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

14. Nind T. E. W., *Principle of Oil Well Production*, Second Edition, Mc. Graw Hill Book Company, New York-Toronto-London, 1981.
15. Keck, R. G. and Withers, R. J. (1994). *A field demonstration of hydraulic fracturing for solid waste injection with real-time passive seismic monitoring*. In Proc 1994 Soc Petro Eng Annu Tech Conf, page Paper 28495, New Orleans.
16. Economides, M.J., and Nolte, K.G., 1989. *Reservoir Stimulation*, 2nd Ed., Prentice Hall, New Jersey.
17. PERTAMINA, *Perencanaan Perekahan Hidrolik*,. Pertamina File, 2003.
18. Rahmat, S. and Sapto, A.N., Pengaruh ukuran butir dan penempatan proppant terhadap optimasi perekahan hidrolik sumur minyak, *JTM Vol. XVII No. 2/2010*
19. Schechter R. S. *Oil Well Stimulation*, Prentice Hall Englewood Cliffs, New Jersey 07632, 1992.
20. BAKERHUGHES INDONESIA, *Fracturing Proposal*,. Prabumulih, 2009.
21. Setia Bungsu K., Indriyono E. S, Hariyono dan Y. Budi Hendarto : *Evaluasi Calculated Bottom Hole Treating Pressure (Bhtp) Pada Aplikasi Perekahan Hidrolik Di Lapangan Tanjung*. Proceeding Simposium Nasional IATMI 25 - 28 Juli 2007, UPN "Veteran" Yogyakarta.
22. Steve, B., *Unconventional High Permeability Stimulation Enhances Oil Production*. Petroleum Engineering International, Houston.
23. Tjondrodipoetro, R.B., : *Simulation (Acidizing and Hydraulic Fracturing)*, Yayasan IATMI, Yogyakarta, 2005.