

**MENENTUKAN PRODUKSI OPTIMAL UNTUK *HYDRAULIC FRACTURING TREATMENT* PADA SUMUR MINYAK
DI LAPANGAN A DENGAN STUDI KONSEPTUAL**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

MERI EFENDI

143210734



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Meri Efendi
NPM : 143210734
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Menentukan Produksi Optimal Untuk *Hydraulic Fracturing Treatment* Pada Sumur Minyak di Lapangan A dengan Studi Konseptual

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Richa Melysa, S.T., M.T (.....)

Pembimbing II : Dike Fitriansyah Putra, S.T., M.Sc., MBA (.....)

Penguji I : Novrianti, S.T., M.T (.....)

Penguji II : Novia Rita, S.T., M.T (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : November 2021

Disahkan Oleh :

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**


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

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, November 2021

Meri Efendi
NPM 143210734



KATA PENGANTAR

Puji syukur disampaikan kepada Allah Subhanahu wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan Tugas akhir ini. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan memotivasi penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar sarjana teknik ini. Oleh karena itu, saya ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Kedua orang tua tercinta, abang dan kakak yang telah memberikan dukungan moril maupun materil.
2. Bapak Dike Fitriansyah Putra, S.T., M.Sc., MBA dan ibu Richa Melysa, S.T., M.T selaku Dosen Pembimbing yang telah memberikan banyak masukan, motivasi juga inspirasi dalam membimbing. Mereka tanpa henti mengingatkan saya untuk selalu semangat menuntaskan tugas akhir.
3. Ibu Nvia Rita, S.T., M.T selaku Dosen Pembimbing Akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan.
4. Ketua dan Sekretaris prodi serta dosen-dosen yang banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan, dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu-persatu.
5. Seluruh teman-teman Teknik Perminyakan Uir dan teman-teman di luar Teknik Perminyakan Uir.

Teriring do'a penulis, semoga Allah Subhana wa Ta'ala memberikan balasan atas segala kebaikan dan bantuan semua pihak yang terlibat dalam pengerjaan tugas akhir ini. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, November 2021

Meri Efendi

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR SINGKATAN	ix
ABSTRAK	x
ABSTRAC	xi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN	2
1.4 BATASAN MASALAH	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	3
2.1 HYDRAULIC FRACTURING	3
2.1.1 Model Rekahan	4
2.1.2 Fluida Perekah, dan Proppant	5
2.2 PROSES HYDRAULIC FRACTURING	8
2.2.1 State of the art	9
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	11
3.1 METODOLOGI PENELITIAN	11
3.1.1 Data Karakteristik Lapangan A	11
3.1.2 Lokasi lapangan A	12
3.1.3 Model simulasi reservoir lapangan A	13
3.2 FLOW CHART	14
3.3 TEMPAT PENELITIAN	15
3.4 JADWAL PENELITIAN	15
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	16
4.1 INISIALISASI MODEL	16

4.2	EVALUASI SUMUR PRODUKSI SEBELUM DILAKUKAN <i>HYDRAULIC FRACTURING</i>	16
4.3	EVALUASI SUMUR PRODUKSI SETELAH DILAKUKAN <i>HYDRAULIC FRACTURING</i>	18
4.3.1	Analisis case 1	19
4.3.2	Analisis case 2	20
4.3.3	Analisis case 3	21
4.3.4	Analisis case 4	22
4.3.5	Analisa Parameter Keberhasilan Hydraulic Fracturing	23
BAB V	KESIMPULAN DAN SARAN	25
5.1	KESIMPULAN	25
5.2	SARAN	25
DAFTAR PUSTAKA	26



DAFTAR GAMBAR

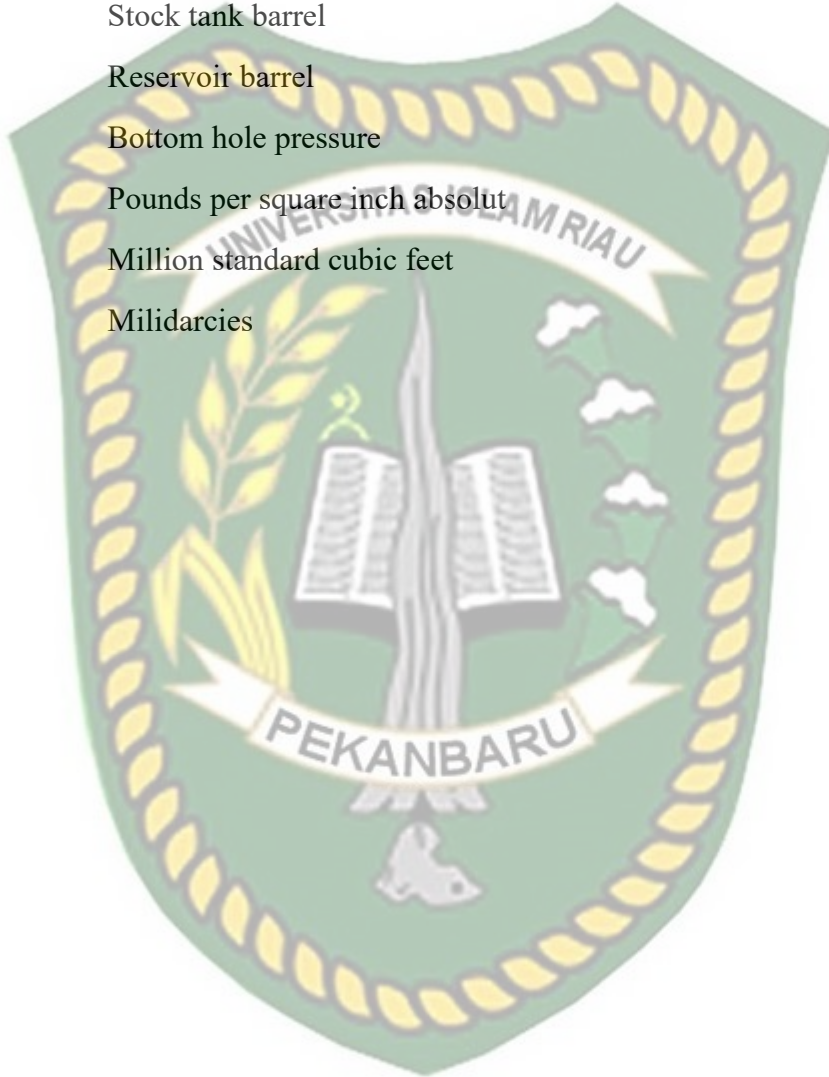
Gambar 2. 1 contoh <i>hydraulic fracture</i> pada sumur horizontal (Gataullin, Eliseev, & Zavalin, 2012).	4
Gambar 2. 2 Rangkaian antara perbedaan komponen dalam model rekahan (Economides, M. J.,& Nolte, 1989)	5
Gambar 2. 3 Model dasar rekahan(Economides, M. J.,& Nolte, 1989).	5
Gambar 2. 4 Proses <i>hydraulic fracturing</i> (Hussain et al., 2017)	9
Gambar 3. 1 Penyebaran fluida pada lapangan A dan lapangan sekitarnya (Alotaibi, 2014).....	12
Gambar 3. 2 kedalaman reservoir eagle ford (Shelley et al., 2012)	12
Gambar 3. 3 Model sektor reservoir lapangan A.....	13
Gambar 3. 4 Diagram alir tugas akhir	14
Gambar 4. 1 tekanan pada lapangan A	16
Gambar 4. 2 sumur WU1_1.....	17
Gambar 4. 3 Grafik produksi sumur wu1_1 sebelum dilakukan penerapan skenario	17
Gambar 4. 4 Grafik produksi fluida skenario 1	19
Gambar 4. 5 Sumur WU1_1 yang telah di <i>fracture</i>	20
Gambar 4. 6 Grafik skenario 2	20
Gambar 4. 7 Grafik skenario 3	21
Gambar 4. 8 Grafik skenario 4	22
Gambar 4. 9 Grafik perbandingan produksi minyak setiap skenario terhadap waktu	23

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Data karakteristik batuan reservoir	11
Tabel 3. 2 Data karakteristik <i>fluida</i> reservoir	11
Tabel 3. 3 Data sektor model reservoir lapangan A	13
Tabel 3. 4 Jadwal pelaksanaan penelitian.....	15
Tabel 4. 1 Inisialisasi model lapangan A.....	16
Tabel 4. 2 Penerapan skenario <i>hydraulic fracturing</i>	18
Tabel 4. 3 Kenaikan produksi pada skenario 1.....	19
Tabel 4. 4 Kenaikan produksi pada skenario 2.....	21
Tabel 4. 5 Kenaikan produksi pada skenario 3.....	22
Tabel 4. 6 Kenaikan produksi.....	23
Tabel 4. 7 kenaikan produksi minyak semua skenario.....	24

DAFTAR SINGKATAN

ft	Feet
STB	Stock tank barrel
RB	Reservoir barrel
BHP	Bottom hole pressure
Psia	Pounds per square inch absolut
Mscf	Million standard cubic feet
mD	Mildarcies



MENENTUKAN PRODUKSI OPTIMAL UNTUK *HYDRAULIC FRACTURING TREATMENT* PADA SUMUR MINYAK DI LAPANGAN A DENGAN STUDI KONSEPTUAL

MERI EFENDI

143210734

ABSTRAK

Hydraulic fracturing merupakan pengerjaan *workover* berupa pembentukan peretakan pada batuan yang memiliki tekanan tinggi tetapi nilai permeabilitasnya rendah dengan disertai injeksi fluida peretakan atau *proppant* kedalam rekahan yang telah dibuat. Seiring maju dan berkembangnya teknologi, metode *hydraulic fracturing* telah banyak berkembang, akan tetapi tujuannya tetap sama yaitu meningkatkan jumlah produksi dari suatu sumur pada formasi *shale* atau formasi yang ketat dengan nilai porositas dan permeabilitas yang kecil dan sangat kecil. Adanya rekahan yang dibentuk oleh *hydraulic fracturing* akan meningkatkan nilai permeabilitas dan porositas suatu formasi, sehingga aliran fluida reservoir akan meningkat dan dengan mudah mengalir ke sumur produksi. Penelitian ini akan membahas mengenai pengaruh panjang dan tinggi rekahan yang dibuat pada sumur minyak terhadap produksi sumur *directional*, menggunakan pemodelan pada simulator tnavigator v18.1. Hasil penelitian ini memperlihatkan beberapa penerapan skenario dengan satu *stage* dari *hydraulic fracturing* pada sumur produksi *directional*. selain itu, dengan adanya skenario yang dibandingkan dapat mengetahui dampaknya terhadap penurunan tekanan *radius equivalent* sekitar sumur produksi *directional*.

Kata kunci : hydraulic fracturing, permeabilitas, tekanan reservoir

**DETERMINING OPTIMAL PRODUCTION FOR HYDRAULIC
FRACTURING TREATMENT IN OIL WELL IN FIELD A WITH
CONCEPTUAL STUDY**

MERI EFENDI

143210734

ABSTRAC

Hydraulic fracturing is a workover process in the form of fracture formation in rocks that have high pressure but low permeability values accompanied by injection of fracturing fluid or proppant into the fractures that have been made. As technology advances and develops, the hydraulic fracturing method has developed a lot, but the goal remains the same, namely increasing the amount of production from a well in shale formations or tight formations with small and very small porosity and permeability values. The presence of fractures formed by hydraulic fracturing will increase the permeability and porosity of a formation, so that reservoir fluid flow will increase and flow more easily to production wells. This study will discuss the effect of the length and height of fractures made in oil wells on the production of directional wells, using modeling on the tnavigator v18.1 simulator. The results of this study show several scenarios with one stage of hydraulic fracturing in directional production wells. In addition, with the comparison of scenarios, it is possible to determine the impact on the pressure reduction of the equivalent radius around the directional production well.

Keywords : *hydraulic fracturing, permeability, pressure, reservoir*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Industry minyak dan gas berusaha untuk menemukan teknologi maju dan tepat untuk meningkatkan *recovery* minyak dengan cara *convensional* atau dengan *unconvensional* baru-baru ini (Abdurahman, Ferizal, Saputra, & Sari, 2019). Cadangan pada Lapisan yang ketat dan *shale* yang susah dijangkau sekarang sudah dibuka secara efektif berkat teknik dan teknologi yang canggih, seperti pengeboran terarah atau horizontal, *hydraulic fracturing* atau pendekatan kombinasi sehingga tingkat produksi *hydrocarbon* dari reservoir meningkat secara signifikan dari tahun ke tahun (Temizel et al., 2020).

Apabila batuan terkompresi akibat tekanan yang melewatinya, fluida dalam pori batuan tersebut akan terpindahkan meskipun nilai permeabilitasnya kecil (Baroes, 2008). Permeabilitas sangat erat kaitannya dengan porositas, bahkan bisa dikatakan bahwa permeabilitas tidak mungkin ada tanpa adanya porositas walaupun sebaliknya belum tentu demikian (Nurwidyanto, Noviyanti, & Widodo, 2005).

Dalam melakukan *fracturing* diharapkan nilai permeabilitas menjadi naik, sehingga laju alir produksi minyak bisa meningkat. Pengaplikasian klasik dari *hydraulic fracturing* dalam injeksi dari sebuah *liquid* biasanya dinamakan *frac-fluid* dengan tekanan tinggi sepanjang area yang dipilih dalam lubang bor (Ching, H. Y., & Xiowei, 2015). Retakan yang terbentuk dalam batuan berperan sebagai saluran untuk mengalirkan minyak dan gas dari batuan ke dalam sumur untuk diproduksi (Donaldson, E. C., Alam, w., & Begum, 2013).

Penelitian ini menggunakan simulator yang akan memberikan gambaran beberapa model *fracturing*. Metode ini akan membandingkan 4 skenario untuk mengetahui skenario mana yang paling efektif pada suatu sumur.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penelitian dari penelitian ini adalah:

1. Mengetahui penambahan produksi optimal sumur produksi setelah dilakukan *hydraulic fracturing* dalam berbagai skenario.
2. Mengetahui pengaruh panjang dan tinggi rekahan terhadap keberhasilan *hydraulic fracturing*.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat dari penelitian ini :

1. Menambah wawasan dan kemampuan berpikir mengenai penerapan teori *hydraulic fracturing* yang telah didapat dalam mata kuliah.
2. Menjadi sumber referensi untuk pengembangan penelitian selanjutnya mengenai *hydraulic fracturing*
3. Memberikan beberapa alternatif solusi kepada perusahaan dalam pengembangan lapangan.

1.4 BATASAN MASALAH

Agar hasil penelitian ini lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka dalam penelitian ini hanya dibatasi pada beberapa hal yang menyangkut tentang *hydraulic fracturing* :

1. Tidak melakukan evaluasi ekonomi
2. Menggunakan sektor model dalam melakukan simulasi dan analisis
3. Sudut *fracture* hanya 90^0 .

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Perlunya menuntut ilmu dan mempelajari apa yang Allah ciptakan tercantum dalam Alqur'an : Sesungguhnya pada penciptaan langit dan bumi, pergantian malam dan siang, bahtera yang berlayar di laut dengan (muatan) yang bermanfaat bagi manusia, apa yang Allah turunkan dari langit berupa air, lalu dengannya Dia menghidupkan bumi setelah mati (kering), dan Dia menebarkan di dalamnya semua jenis hewan, dan pengisaran angin dan awan yang dikendalikan antara langit dan bumi, (semua itu) sungguh merupakan tanda-tanda (kebesaran Allah) bagi kaum yang mengerti (surah Al-Baqarah ayat 164).

2.1 *HYDRAULIC FRACTURING*

Hydraulic fracturing merupakan stimulasi sumur dengan cara menempatkan pasir atau *proppant* ke dalam formasi produktif dengan konduktivitas dan panjang rekahan yang cukup (kamarudin, S, 2006), sumur dengan tekanan reservoir yang tinggi tetapi laju produksinya masih kecil merupakan satu hal yang perlu dipertimbangkan untuk dilakukan *hydraulic fracturing* (Cahyaningsih et al., 2012). sebuah elemen kunci untuk teknik perminyakan sejak lebih dari 50 tahun silam, tetapi juga diaplikasikan dalam pertambangan dan *geotechnical engineering*. Sampai tahun terakhir teknik ini menjadi penting dalam pengaplikasian proyek panas bumi dan eksploitasi *shale gas*. Terdapat empat variabel yang mempengaruhi produktivitas setelah dilakukan perekahan (Kurniawan, 2015), yaitu:

- a. Panjang rekahan, X_f ; semakin panjang rekahan maka akan meningkatkan produktivitas.
- b. Konduktivitas rekahan, K_{fw} ; untuk meningkatkan performa sumur, rekahan harus mampu untuk mengalirkan minyak, sehingga kapasitas aliran pada rekahan atau konduktivitas rekahan harus tinggi nilainya.
- c. Permeabilitas formasi, K ; rekahan yang berkonduktivitas tinggi sangat menguntungkan formasi yang buruk(permeabilitas rendah). Permeabilitas mengatur reaksi ari formasi terhadap rekahan.
- d. Faktor lain; faktor ini menyangkut tentang jarak antar sumur dan pertimbangan *azimuth* rekahan.

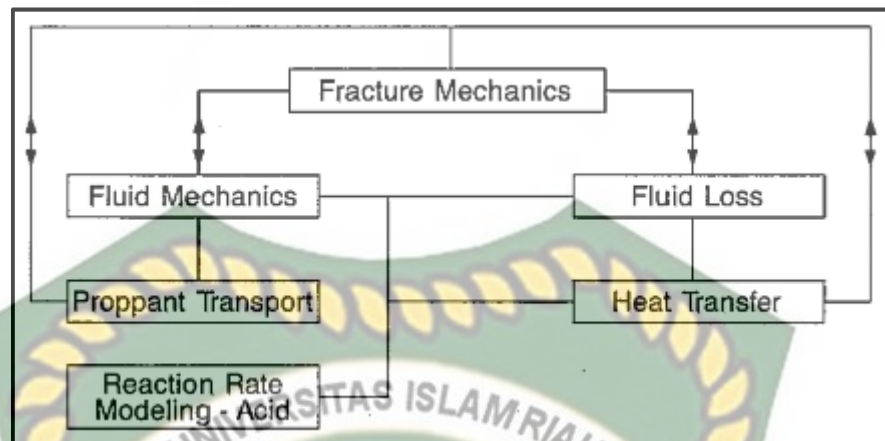


Gambar 2.1 contoh *hydraulic fracture* pada sumur horizontal (Gataullin, Eliseev, & Zavalin, 2012).

Sumur horizontal pada **Gambar 2.1** dilakukan *fracture* pada tiga bagian, rekahan yang terjadi disekitar sumur akan meningkatkan aliran minyak menuju sumur, perubahan tekanan disekitar sumur akan terlihat dengan jelas pada perbedaan warna yang ditampilkan oleh *palette*.

2.1.1 Model Rekahan

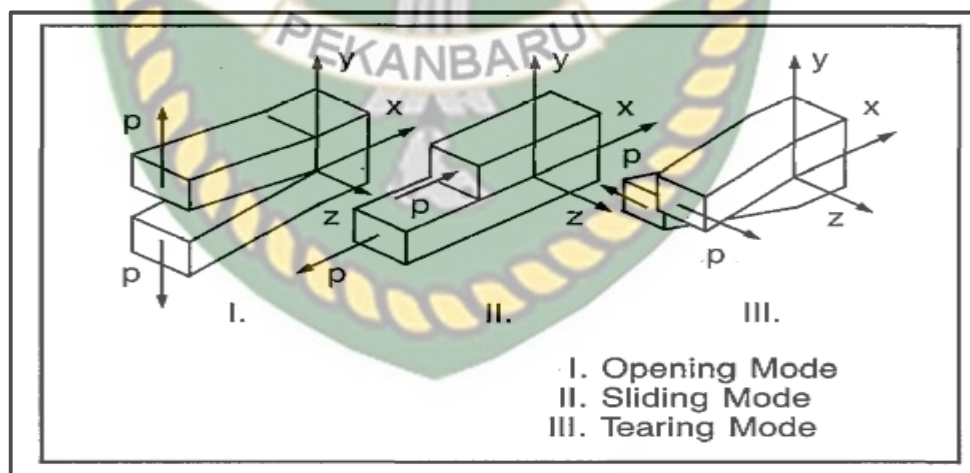
Pemodelan proses stimulasi merupakan sebuah pekerjaan yang kompleks, sebuah fluida injeksi dalam formasi mengubah tekanan dan tegangan membuat kondisi membaik untuk perkembangan sebuah retakan dari suatu yang sempit dan saluran panjang yang diinjeksikan fluida. Injeksi fluida mengubah panas dengan formasi dan bagian pada aliran fluida masuk kedalam formasi yang belum diretakkan (*leakoff*).



Gambar 2. 2 Rangkaian antara perbedaan komponen dalam model rekahan (Economides, M. J., & Nolte, 1989)

Secara umum ada 3 model dasar sebuah rekahan:

- Model I atau model terbuka, sesuai untuk tegangan normal, retakan di depan.
- Model II atau model geser, berhubungan dengan retakan melintang (dengan factor K_{ii})
- Model III atau model sobekan atau koyakan, untuk retakan membujur (K_{iii}).



Gambar 2. 3 Model dasar rekahan (Economides, M. J., & Nolte, 1989).

2.1.2 Fluida Perekah, dan Proppant

Fluida perekah merupakan fluida yang digunakan dalam pengerjaan *hydraulic fracturing*, dipompakan pada beberapa tingkat yang masing-masing mempunyai fungsi tersendiri (Montgomery, 2013). Campuran kompleks yang

mengandung 6 atau 7 komponen berbeda (Donaldson, Alam, & Begum, 2013). Kompatibilitas relatif dari campuran adiktif harus ditentukan pada setiap formulasi untuk menghindari reaksi yang akan hilang. Menurut (Hidayat, R., Maulana, J., Asnanda, G., & Kukuh, 2003) ada beberapa kriteria dalam pemilihan fluida perakah, antara lain:

- a. Viskositas
Yaitu kemampuan merekahkan batuan dan membawa *proppant* kedalam area *frac* kedalam area *frac* didalam batuan. Viskositas yang biasa digunakan adalah minimal 100 cp.
- b. Efisiensi dari fluida
Yaitu kemampuan fluida unruk membuka area *frac* selama pemompaan dan mempertahankan area tersebut selama *proppant* mengalir pada area tersebut.
- c. Kompatibilitas
Fluida *fracturing* harus kompatibel dengan fluida formasi karena jika tidak akan menyebabkan kemungkinan terjadinya *clay swelling*, *emulsi*, *finest migration* dll yang akan mengurangi tingkat keberhasilan produksi.
- d. Stabilitas
Fluida perakah harus stabil selama pemompaan, biasanya ditambahkan *additive high temperature stabilizer* apabila bertemu dengan batuan yang panas.
- e. *Low friction pressure*
Friction pressure yang besar sangat tidak diinginkan karena peralatan di dalam sumur (tubing) dan *surface* memiliki keterbatasan tekanan.
- f. Pengontrolan *break* dan *clean up*
Fluida perakah harus kembali ke viskositas seperti air agar setelah operasi selesai sumur dapat dibersihkan dengan cepat.
- g. Ekonomis
Fluida yang mahal tetapi mempunyai kemampuan untuk mengurangi kerusakan akibat gel mungkin lebih ekonomis dibandingkan fluida lain yang lebih murah karena produksi yang dihasilkannya lebih baik.

fluida perekah yang akan dirancang dari campuran senyawa kimia komponennya (Donaldson et al., 2013) harus :

- a. menginisiasikan dan memperpanjang pembelahan atau rekahan, pada batuan reservoir menggunakan tekanan minimal.
- b. Menanggihkan dan mengangkut partikel, seperti pasir , jauh kedalam rekahan membuatnya terbuka untuk *drainase* hidrokarbon dari formasi kelubang sumur.
- c. Tidak bocor kedalam matriks formasi, memindahkan atau menekan fluida reservoir.
- d. Menunjukkan kehilangan tekanan rendah di pipa karena gesekan. Kecepatan fluida dalam rekahan sangat menentukan bagaimana *proppant* mengendap dalam rekahan saat diangkut kedalam sumur bor.
- e. Kompatibel dengan mineral dan fluida formasi (tidak menyebabkan endapan)
- f. Tidak merusak permeabilitas matriks formasi dengan membentuk blok fluida, transportasi partikel, pengendapan, penyumbatan pori oleh transportasi partikel halus.
- g. Mudah untuk dihapuskan dari rekahan setelah pekerjaan selesai dilakukan. Oleh karena itu, fluida perekah harus dirancang untuk memenuhi kondisi unik dari masing-masing reservoir, dan fluida perekah dengan banyak sifat-sifat fisik dan kimia yang berbeda telah dikembangkan dengan menambahkan senyawa kimia kedalam minyak dan fluida perekah berbasis air. Contoh fluida perekah : *oli based frac-fluid*, *water based frac-fluid*, *alcohol base frac-fluid*, *acid frac-fluid*, dan lain-lain.

secara umum, dalam dalam fluida perekah ditanggihkan partikel yang ditempatkan dalam rekahan untuk mencegah rekahan menutup sepenuhnya setelah perekahan dilakukan, sehingga membentuk saluran yang konduktif dalam formasi untuk hidrokarbon dapat mengalir (Fink, 2013). Berfungsi sebagai penahan terhadap rekahan agar tetap terbuka setelah pekerjaan perekahan selesai, *proppant* menyediakan jalur konduktivitas tinggi untuk hidrokarbon mengalir dari reservoir ke sumur (Belyadi, H., Fathi, E., & Belyadi, 2017). Mekanisme diagenesis *proppant*

dapat menjelaskan penurunan konduktivitas rekahan jangka panjang yang diamati baik di laboratorium maupun uji lapangan (Elsarawy, Hisham, & El-Din, 2020). Salah satu faktor yang terpenting dalam pengerjaan perekahan adalah jenis *proppant* yang digunakan. Beberapa tipe dari *proppant* yang digunakan dalam pekerjaan perekahan :

a. *Sand*

Proppant dengan kekuatan terendah dan memiliki harga yang murah.

b. *Precured resin-coated sand*

Proppant dengan kekuatan menengah, lebih mahal dari *proppant* pada umumnya.

c. *Curable resin-coated sand*

Memiliki sifat yang sama dengan *precured resin-coated sand*, aplikasi utama dari *proppant* ini adalah mengontrol alurbaliknya.

d. *Intermediate-strength ceramic proppant*

Memiliki ukuran yang seragam dan tahan panas, tahan tekanan 8000-12000 psi

e. *Lightweight ceramic proppant*

Mampu menahan tekanan 6000-10000 psi, ringan dan juga tahan panas.

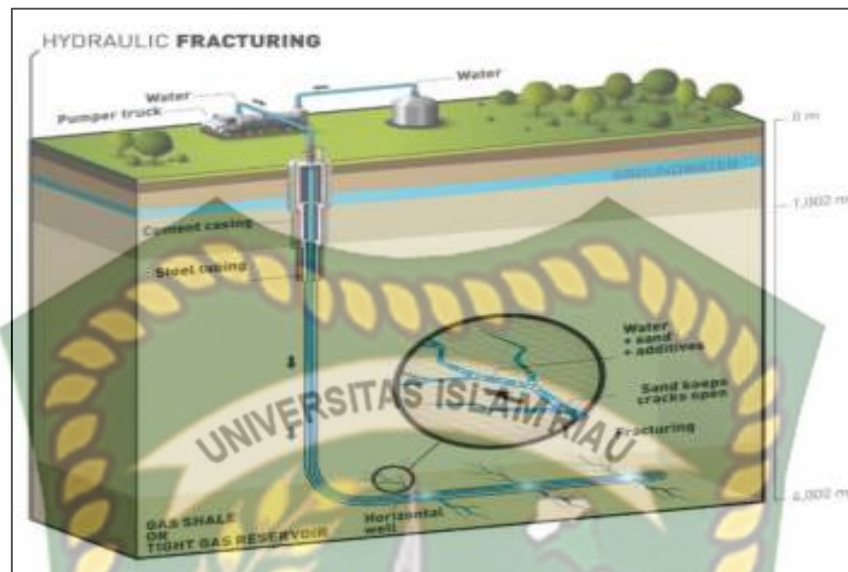
f. *High-strength proppant*

Mampu menahan tekanan 10000-20000 psi, *proppant* yang memiliki ketahanan panas yang tinggi.

Untuk ukuran *proppant* yaitu satuan *mesh* (100, 40/70, 30/50, 20/40). Beberapa karakteristik yang perlu diketahui: *roundness*, *sphericity*, *crush resistance*, *specific gravity*, *bulk density*, *acid solubility*, *sieve size*, *silt*, *fine particles*, dan *clustering*.

2.2 PROSES HYDRAULIC FRACTURING

Hydraulic fracturing dilakukan pada batuan yang mengandung *hydrocarbon*, pemboran yang dilakukan bertujuan untuk memaksimalkan bidang kontak antara lubang sumur dengan formasi, dengan adanya rekahan maka aliran produksi bisa diperoleh dengan maksimal dikarenakan nilai permeabilitasnya meningkat (Hussain et al., 2017), fluida yang di injeksikan berupa fluida perekah dengan laju dan tekanan yang tinggi (Dila, 2019).



Gambar 2. 4 Proses *hydraulic fracturing* (Hussain et al., 2017)

Ilustrasi pada **Gambar 2.4** menunjukkan proses *hydraulic fracturing* sebagai berikut:

1. Pemboran sumur secara *vertical* maupun *horizontal*.
2. Penyemenan pada area *casing*.
3. Perforasi.
4. Injeksi *fracturing fluid* dengan tekanan yang tinggi.
5. Produksi.

2.2.1 *State of the art*

Perkembangan stimulasi *hydraulic fracturing* di dunia perminyakan berkembang dengan sangat pesat, berbagai upaya dan kecanggihan teknologi dilakukan untuk mendapatkan produksi yang optimal. Tahun 2015, di Kalimantan Timur, blok sanga-sanga berlokasi di delta makam, Pertamina Hulu Sanga-sanga melakukan operasi *hydraulic fracturing* terhadap sumur produksi gas dengan kondisi *low pore pressure* dengan menginjeksikan *fluid frac*nya berupa *proppant* berkonsentrasi 2.7 lb/ft. hasil yang di peroleh berupa panjang rekahan 140 ft, tinggi rekahan 94 ft, membuat hasil naik empat kali lipat produksi gas yang sebelumnya 1500 Mscf/d menjadi 6000 Mscf/d (Sun & Schechter, 2015).

Tahun 2017, *hydraulic fracturing* dilakukan pada sumur R dengan kedalaman 1768-1788 ft memiliki porositas 16% dan nilai permeabilitas 11 mD,

Laju produksi harian sebesar 21 bfpd dengan *water cut* 20%. Evaluasi *hydraulic fracturing* berdasarkan permeabilitas rata-rata yang terjadi setelah perekahan dengan metode *Prats, Cinco-Ley Samaniego & Domingue*, dan *McGuire-Sikora*, serta kurva *inflow performance relationship*. Hasil yang diperoleh dari pekerjaan *hydraulic fracturing* berupa laju produksi fluida harian meningkat menjadi 290 bfpd dan *water cut* 95%, permeabilitas rata-rata menjadi 59.63 mD. Tetapi gagal dalam produksi minyak karena menurun dari 17 bopd menjadi 12 bopd (Santoso, Kartoatmodjo, & Sulistyanto, 2017).

Lapisan Baturaja formasi Telisa untuk sumur RY-309 pada tahun 2017 memiliki nilai permeabilitas sebesar 4 mD, tekanan sebesar 700 psi pada kedalaman 3113 ft. metode yang dilakukan pada *hydraulic fracturing* ialah *pilar proppant fracturing*. Hasil yang didapatkan yaitu panjang rekahan 304 ft, tinggi rekahan 35 ft, dan tebal rekahan 0.26 inch, merubah nilai permeabilitas lapisan dari 4 mD menjadi 74 mD. Ditinjau dari laju alir di dapatkan kenaikan laju alir fluida dari 15 bfpd menjadi 300.62 bfpd, serta untuk kenaikan *produktivity index* pada perekahan *pilar proppant* sebesar 1,34 kali kenaikan (Ryan, Pratama, & Trisakti, 2017).

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan menggunakan pemodelan dengan *software Tnavigator* 2018. Data yang digunakan adalah data sekunder yang didapatkan sesuai dengan literatur yang ada dan terpercaya. Pelaksanaan *hydraulic fracturing* dilakukan pada lapangan A.

3.1.1 Data Karakteristik Lapangan A

Tabel 3. 1 Data karakteristik batuan reservoir

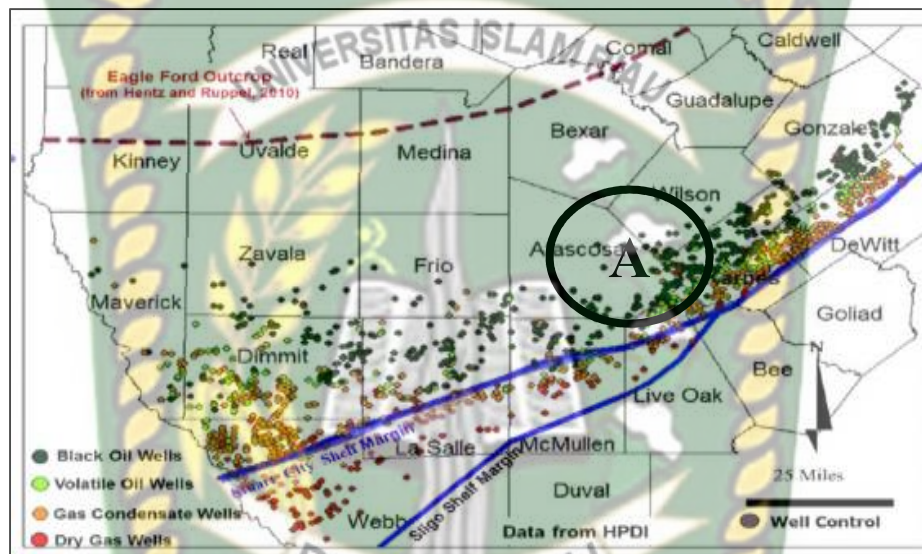
No	Parameter	Nilai	Satuan
1	Kedalaman reservoir	10,000	ft
2	Temperature reservoir	247	F
3	Tekanan reservoir	8000	psi
4	Saturasi minyak	0.23	fraksi
5	Porositas	3-9	fraksi
6	Permeabilitas	0.0003	mD
7	Kompresibilitas batuan	1.6E-03	1/psi

Tabel 3. 2 Data karakteristik *fluida* reservoir

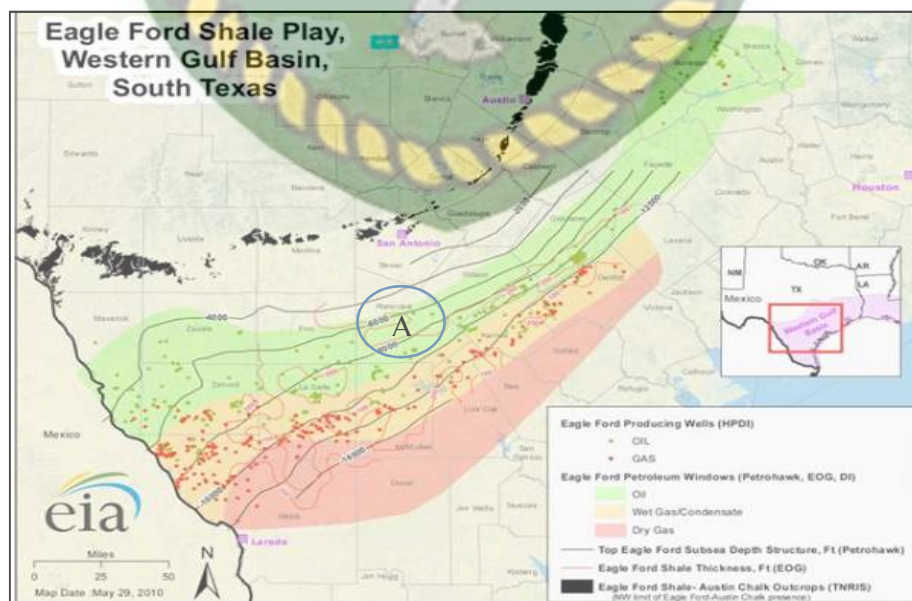
No	Properti	Nilai	Satuan
1	Model	3	fasa
2	Densitas air	62.4	lb/cuft
3	Densitas minyak	43.2	lb/cuft
4	Viskositas air	0.376	cp
5	Viskositas minyak	0.9	cp

3.1.2 Lokasi lapangan A

Lapangan A merupakan bagian dari *eagle ford shale* reservoir terletak di bagian tengah dan selatan Texas Amerika Serikat. Panjang reservoir *eagle ford shale* 643km dan lebar 80km, serta Kedalam mulai 2000 ft sampai 15000 ft (Alotaibi, 2014). Secara stratigrafi, *Eagle ford* dibagi menjadi 13 prasekuen dalam upaya untuk menentukan apakah interval tertentu memiliki karakteristik yang berbeda selama pekerjaan *farcture* dan menghasilkan produktivitas (Billingsley, Layton, & Finger, 2015).



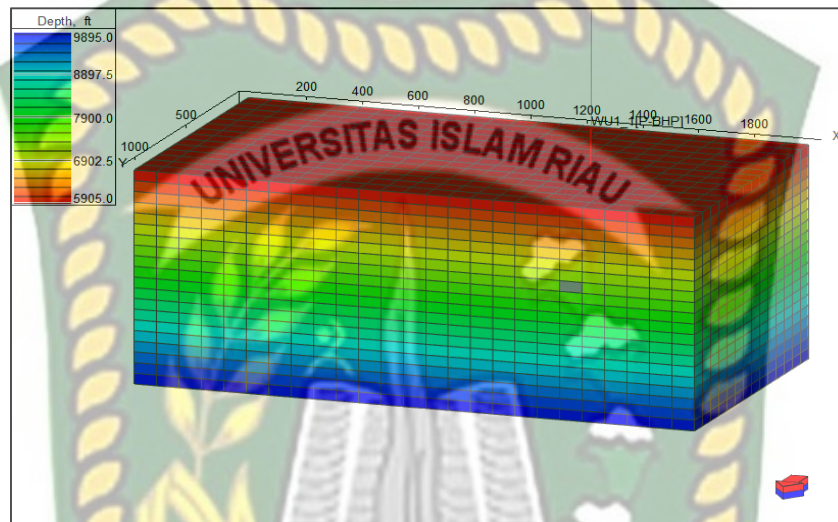
Gambar 3. 1 Penyebaran fluida pada lapangan A dan lapangan sekitarnya (Alotaibi, 2014)



Gambar 3. 2 kedalaman reservoir *eagle ford* (Shelley et al., 2012)

3.1.3 Model simulasi reservoir lapangan A

Model reservoir yang digunakan yaitu model konseptual *field* reservoir yang digunakan selama proses *hydraulic fracturing*. Model ini terdapat 1 sumur produksi berupa sumur produksi *directional*.

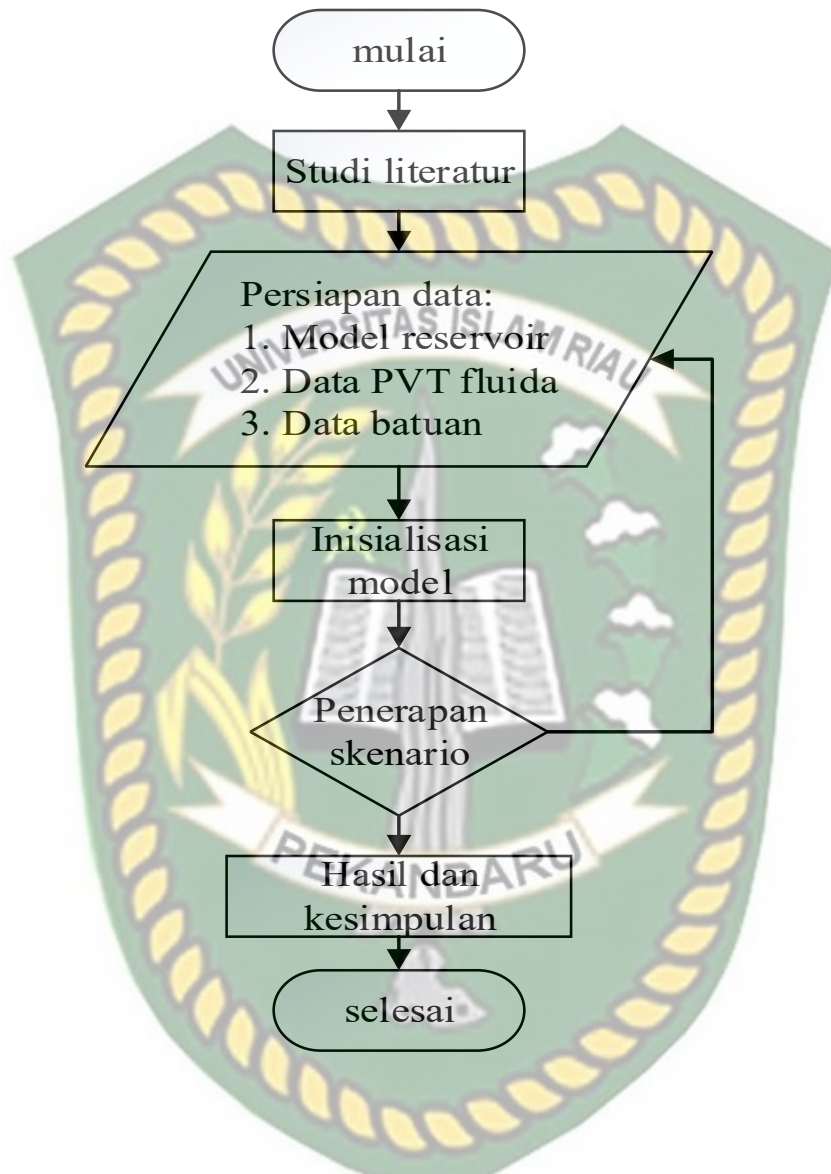


Gambar 3. 3 Model sektor reservoir lapangan A

Tabel 3. 3 Data sektor model reservoir lapangan A

No	Parameter	Nilai	Satuan
1	Dimensi model	25X14X20	Ft
2	Total grid	7000	-
3	Jumlah sumur	1	-

3.2 FLOW CHART



Gambar 3. 4 Diagram alir tugas akhir

3.3 TEMPAT PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan di laboratorium komputer teknik perminyakan UIR, kecamatan Bukit Raya, Pekanbaru, Riau

3.4 JADWAL PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan di laboratorium teknik perminyakan UIR, penelitian yang dilakukan dalam bentuk *simulation research*, teknik pengambilan data diperoleh dari jurnal-jurnal penelitian yang berkaitan dengan penelitian, seperti data karakteristik reservoir, produksi sumur, sejarah lapangan dan sumur.

Tabel 3. 4 Jadwal pelaksanaan penelitian

No	Kegiatan dan waktu	September 2021	Oktober 2021	November 2021	Desember 2021
1	Studi literatur				
2	Persiapan data				
3	Pengembangan model				
4	Analisi dan pembahasan				

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

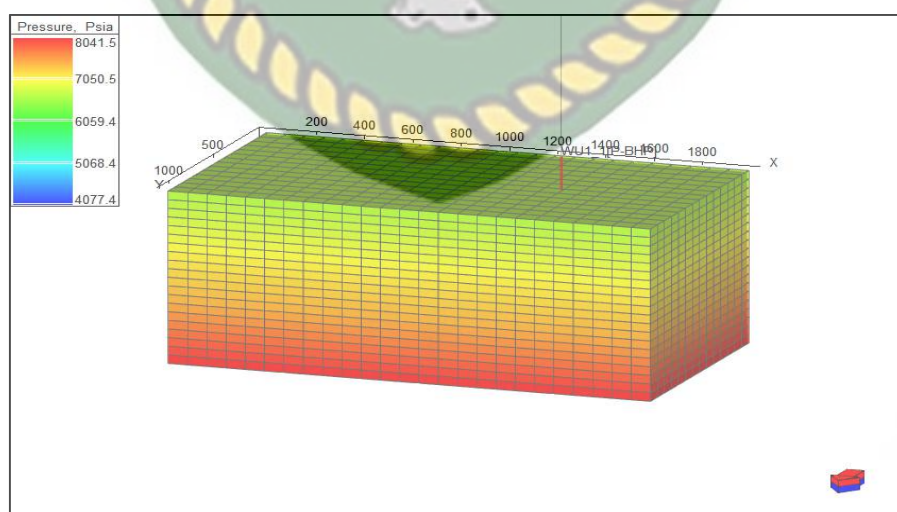
4.1 INISIALISASI MODEL

Inisialisasi model menentukan distribusi tekanan dan saturasi air pada kondisi awal untuk masing-masing grid blok. Inisialisasi ini dilakukan dengan cara memasukkan hasil pengumpulan data sekunder berupa data batuan, fluida dan karatersitik reservoir kedalam pemodelan simulator. Pada dasarnya, inisialisasi merupakan penyelarasan awal isi hidrokarbon menggunakan model keluaran RFD dan untuk prosesnya menggunakan simulator Tnavigator v18.1

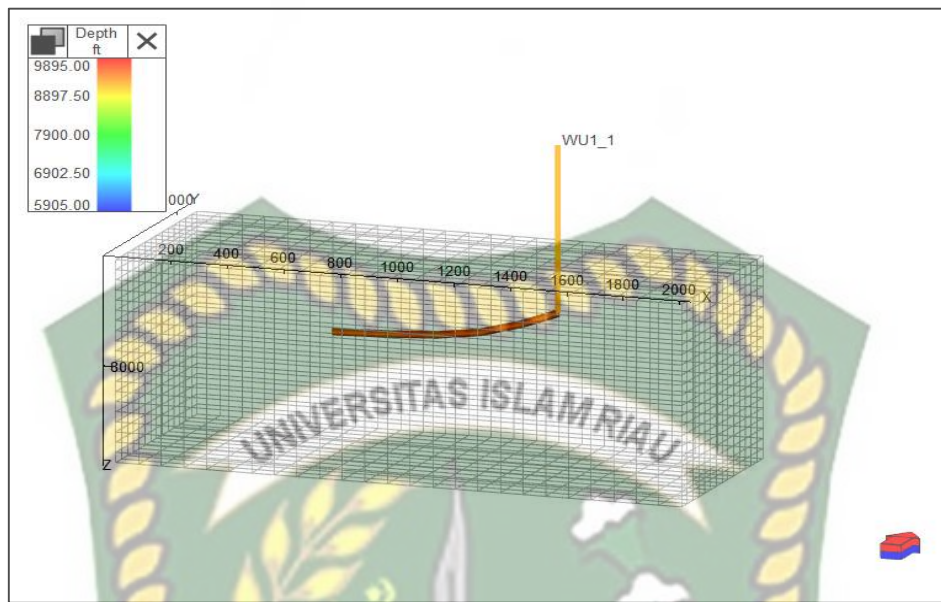
Tabel 4. 1 Inisialisasi model lapangan A

No	Parameter	Nilai	Satuan
1	Total pore volume	117.0124 x 10 ⁶	RB
2	Total hydrocarbon pore volume	52.9585 x 10 ⁶	RB
3	Oil in place	32.6880 x 10 ⁶	STB
4	Gas in place	35.7844 x 10 ⁶	STB

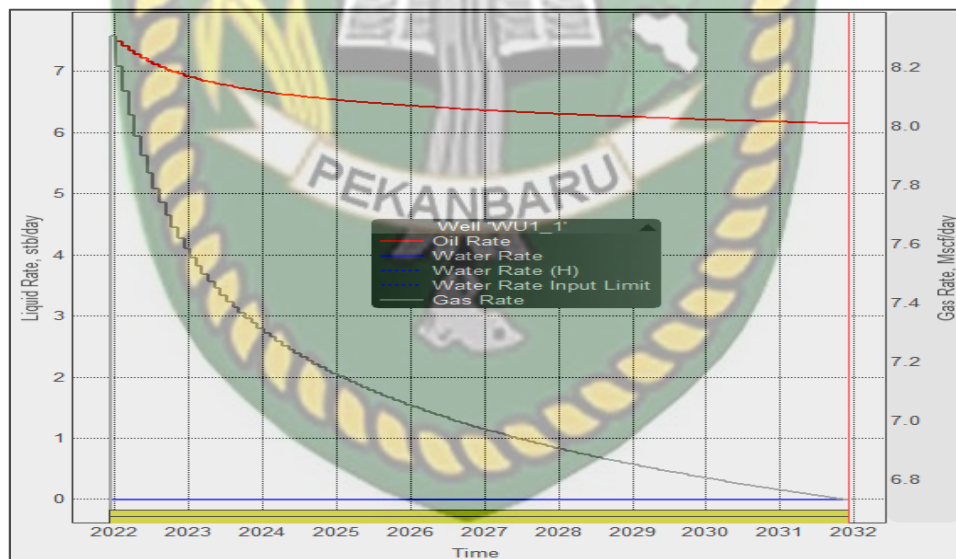
4.2 EVALUASI SUMUR PRODUKSI SEBELUM DILAKUKAN HYDRAULIC FRACTURING



Gambar 4. 1 tekanan pada lapangan A



Gambar 4. 2 sumur WU1_1



Gambar 4. 3 Grafik produksi sumur wu1_1 sebelum dilakukan penerapan skenario

Sumur WU1_1 pada **Gambar 4.2** merupakan sumur produksi *directional* dimulai produksi pada tanggal 05 Desember 2021 dengan kedalaman formasi 7913.25 ft untuk panjang sumurnya 7488.756 ft. tekanan reservoir lapangan adalah 8000 psi, distribusi tekanan pada model bisa dilihat pada **Gambar 4.1**.

hasil produksi sumur WU1_1 terdapat pada **Gambar 4.3**, ini merupakan hasil produksi selama 10 tahun tanpa adanya penerapan *hydraulic fracturing*.

Produksi minyak diawal produksi 7.58 stb/d terus mengalami penurunan selama 10 tahun menjadi 6.15 stb/d, untuk produksi gas diawal 8.30 Mscf/d mengalami penurunan yang sangat signifikan sampai 10 tahun kemudian dengan produksinya 6.73 Mscf/d, sementara untuk produksi air diawal produksi 1.2×10^{-6} stb/d terus mengalami kenaikan selama 10 tahun menjadi 9.9×10^{-9} stb/d, serta tekanan radius ekuivalen di awal 6968.76 psia turun selama 10 tahun produksi menjadi 5345.77 psia.

4.3 EVALUASI SUMUR PRODUKSI SETELAH DILAKUKAN HYDRAULIC FRACTURING

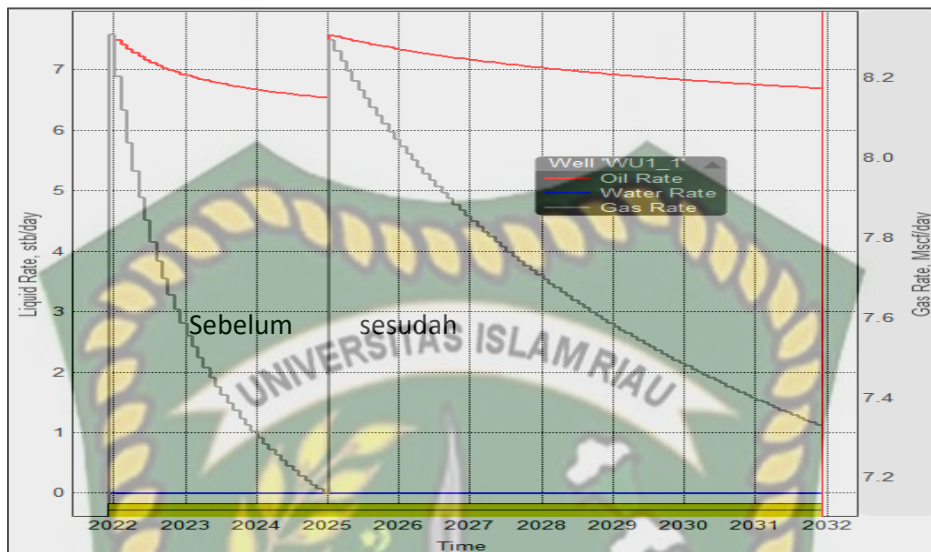
Tabel 4. 2 Penerapan skenario *hydraulic fracturing*

No	Case	Panjang setengah rekahan, ft	Tinggi setengah rekahan, ft	Jadwal
1	1	200	7	05/01/2025
2	2	250	7	05/01/2025
3	3	200	10	05/01/2025
4	4	250	10	05/01/2025

Penerapan skenario yang dilakukan memiliki batasan sebagai berikut :

1. Sumur yang digunakan adalah sumur produksi WU1_1
2. Produksi dimulai pada 5 Desember 2021
3. Prediksi dilakukan selama 10 tahun, dengan penerapan *hydraulic fracturing* pada 5 Januari 2025
4. Sudut *fracture* terhadap semua skenario adalah 90^0 pada *stage* 9
5. Akhir simulasi 5 Desember 2031

4.3.1 Analisis case 1

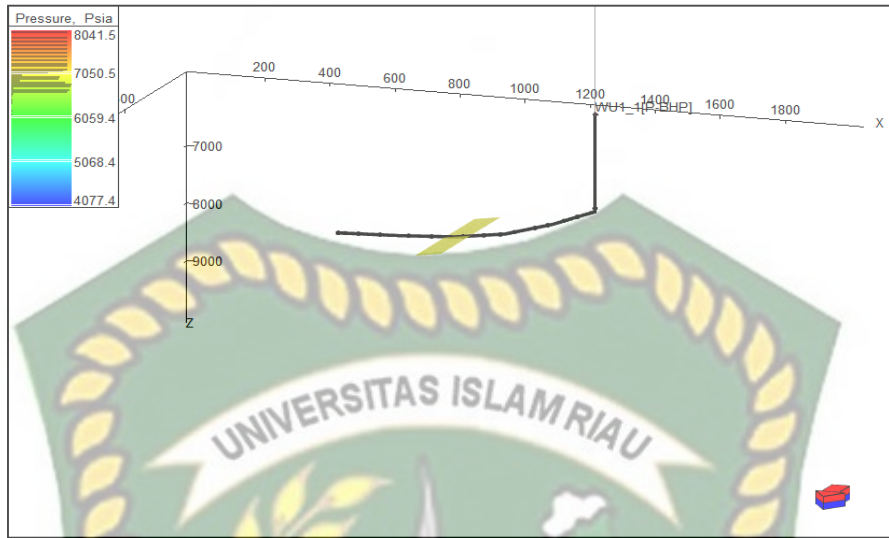


Gambar 4. 4 Grafik produksi fluida skenario 1

Hasil produksi minyak dan gas untuk skenario 1 pada **Gambar 4.4** memperlihatkan pada tahun 2025 produksi mengalami peningkatan, untuk minyak meningkat dari 6.54 stb/d menjadi 7.57 stb/d. begitu juga untuk produksi gas dari 7.16 Mscf/d naik menjadi 8.29 Mscf, dan untuk produksi air hanya meningkat 0.2 stb/d. Sementara untuk kehilangan tekanan pada radius ekivalen tidak terlalu signifikan, Hasil yang diperoleh merupakan keberhasilan dilakukannya *hydraulic fracturing* dengan panjang setengah rekahan 200 ft dan tinggi setengah rekah 7 ft bisa kita perhatikan pada **Gambar 4.4**. Berikut kenaikan produksi lebih jelasnya pada **tabel 4.3**

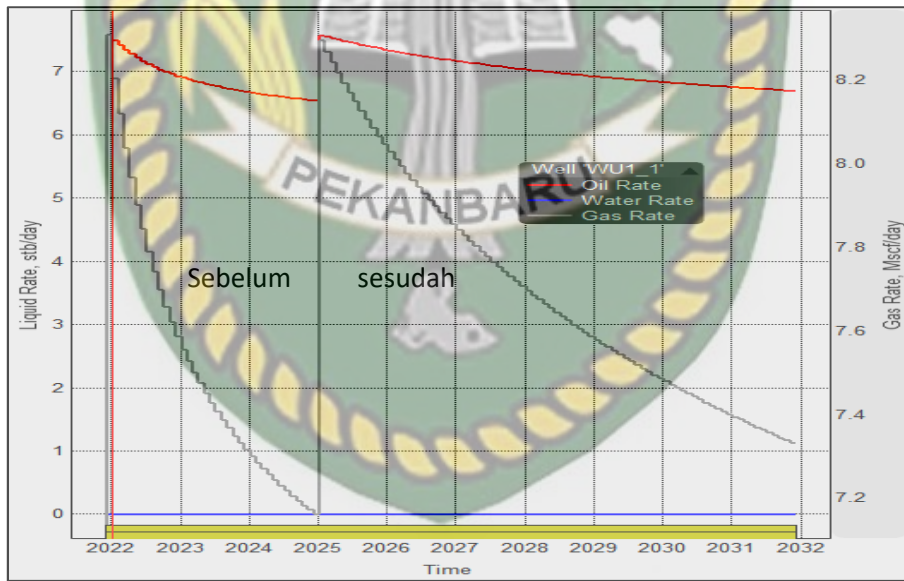
Tabel 4. 3 Kenaikan produksi pada skenario 1

No	Tanggal	Produksi minyak, stb/d	Produksi air, stb/d	Produksi gas, Mscf/d	Tekanan pada radius ekivalen, psia
1	12/5/2024	6.551497	4.41E-09	7.172088	5914.069
2	1/5/2025	6.54175	4.51E-09	7.161417	5902.808
3	2/5/2025	7.575726	4.71E-09	8.293337	5888.31
4	3/5/2025	7.552022	4.83E-09	8.267388	5875.608



Gambar 4. 5 Sumur WU1_1 yang telah di *fracture*

4.3.2 Analisis case 2



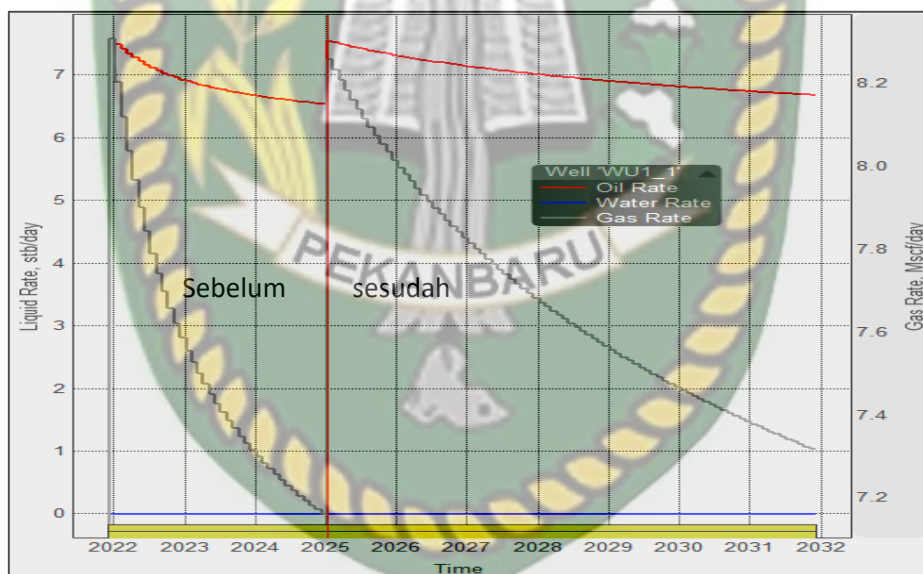
Gambar 4. 6 Grafik skenario 2

Untuk skenario 2 dengan panjang rekah 250 ft, dan tinggi rekah 7 ft pada Gambar 4.6 peningkatan produksi minyak tidak terlihat berbeda dari skenario 1, artinya penambahan panjang rekahan 50 ft setiap setengah dari skenario 1 tidak berpengaruh, bisa dibuktikan pada tabel 4.4 berikut :

Tabel 4. 4 Kenaikan produksi pada skenario 2

No	Tanggal	Produksi minyak, stb/d	Produksi air, stb/d	Produksi gas, Mscf/d	Tekanan radius ekivalen, psia
1	12/5/2024	6.551497	4.41E-09	7.172088	5914.069
2	1/5/2025	6.54175	4.51E-09	7.161417	5902.808
3	2/5/2025	7.575726	4.71E-09	8.293337	5888.31
4	3/5/2025	7.552022	4.83E-09	8.267388	5875.608
5	4/5/2025	7.528818	4.96E-09	8.241985	5862.03

4.3.3 Analisis case 3



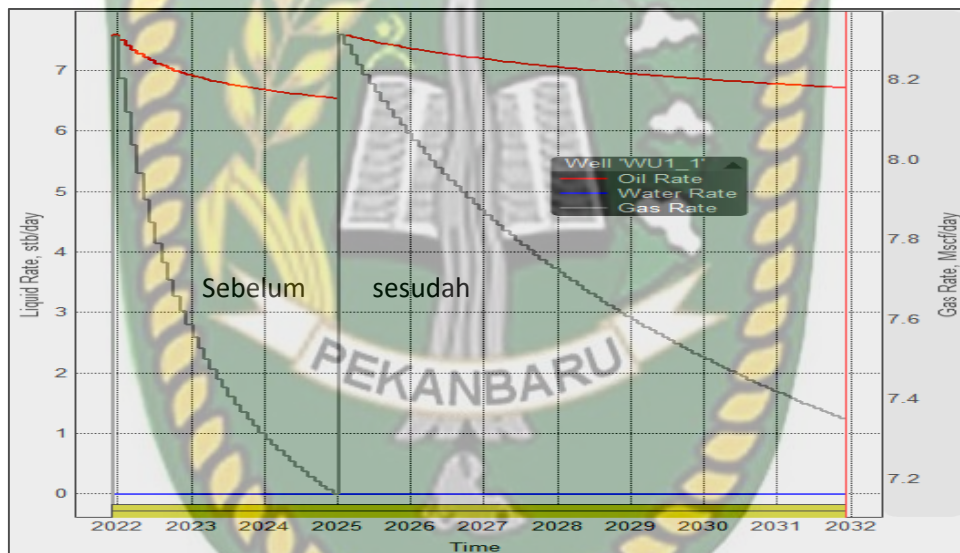
Gambar 4. 7 Grafik skenario 3

Untuk skenario 3, pada **Gambar 4.7** dengan panjang rekahan 200 ft dan tinggi rekahan 10 ft, penambahan produksi minyak naik dari 6.54 stb/d menjadi 7.54 stb/d, produksi gas naik dari 7.16 Mscf/d menjadi 8.25 Mscf/d, kenaikan produksi air dari 4.5×10^{-9} stb/d menjadi 4.7×10^{-9} stb/d, serta kehilangan tekana radius ekivalen sekitar 14 psia. **Tabel 4.5** memperlihatkan secara detail perubahan produksi dari penerapan skenario 3.

Tabel 4. 5 Kenaikan produksi pada skenario 3

No	Tanggal	Produksi minyak, stb/d	Produksi air, stb/d	Produksi gas, Mscf/d	Takan pada radius ekivalen, psia
1	12/5/2024	6.551497151	4.41E-09	7.172088121	5914.069284
2	1/5/2025	6.541749553	4.51E-09	7.161417181	5902.80773
3	2/5/2025	7.544044253	4.71E-09	8.258654309	5888.309645
4	3/5/2025	7.520660816	4.83E-09	8.233055873	5875.607343

4.3.4 Analisis case 4



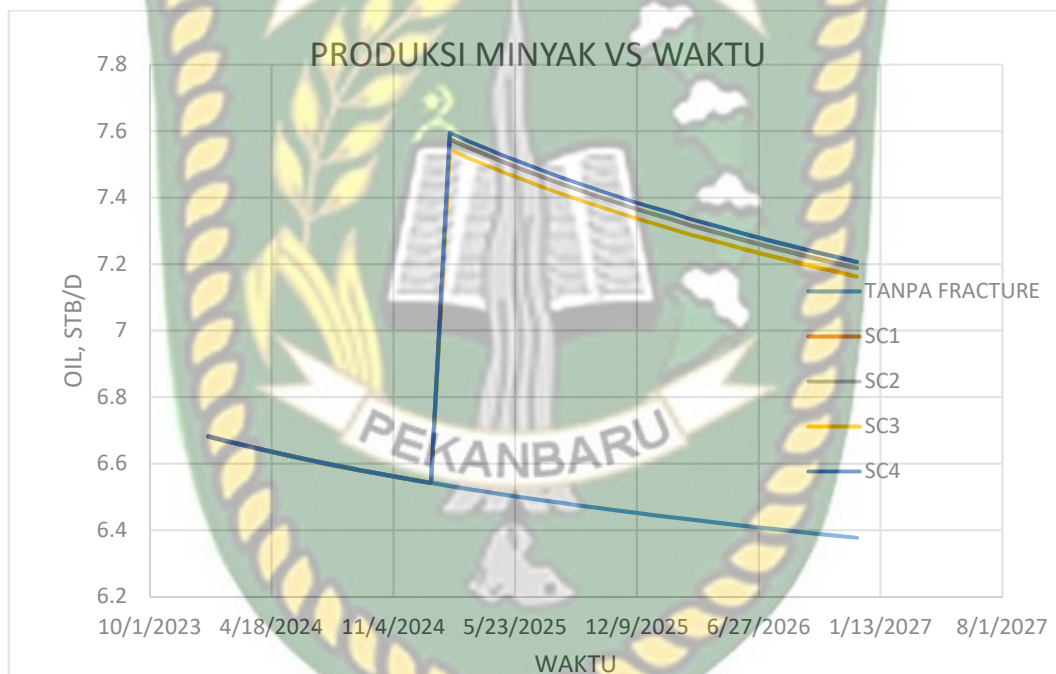
Gambar 4. 8 Grafik skenario 4

Penerapan skenario 4 pada **gambar 4.8** dengan panjang rekahan 250 ft dan tinggi rekahan 10 ft didapatkan hasil kenaikan produksi minyak dari 6.54 stb/d menjadi 7.57 stb/d, untuk gas naik dari 7.16 Mscf/d menjadi 8.31 Mscf/d, dan kenaikan produksi air sama saja dengan 3 skenario sebelumnya yaitu dari 4.51×10^{-9} stb/d menjadi 4.71×10^{-9} stb/d, serta kehilangan tekanan pada radius ekivalen sekitar 14.4 psia. Secara lebih jelas bisa kita perhatikan pada **tabel 4.6** berikut :

Tabel 4. 6 Kenaikan produksi

No	Tanggal	Produksi minyak, stb/d	Produksi air, stb/d	Produksi gas, Mscf/d	Tekana pada radius ekivalen, psia
1	12/5/2024	6.551497151	4.41E-09	7.172088121	5914.069284
2	1/5/2025	6.541749553	4.51E-09	7.161417181	5902.80773
3	2/5/2025	7.595173108	4.71E-09	8.314626347	5888.30963
4	3/5/2025	7.571450617	4.83E-09	8.288656741	5875.607244
5	4/5/2025	7.548227751	4.96E-09	8.263234086	5862.028953

4.3.5 Analisa Parameter Keberhasilan Hydraulic Fracturing



Gambar 4. 9 Grafik perbandingan produksi minyak setiap skenario terhadap waktu

Keberhasilan suatu *hydraulic fracturing* yaitu dapat meningkatkan laju produksi minyak pada sumur yang diterapkan, Gambar 4.9 dari perbandingan skenario yang dilakukan, skenario 4 menunjukkan hasil kenaikan produksi dibanding skenario yang lain, ini disebabkan pada skenario 4 memiliki nilai panjang rekahan dan tinggi rekahan yang tinggi, sehingga dapat diketahui semakin panjang rekahan yang dibuat serta semakin tinggi rekahan yang terjadi akan menyebabkan laju produksi pada sumur tersebut meningkat, sesuai Tabel 4.7

Tabel 4. 7 kenaikan produksi minyak semua skenario

No	Tanggal	Tanpa skenario	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3	Skenario 4
1	1/5/2025	6.541749553	6.541749553	6.541749553	6.541749553	6.54175
2	2/5/2025	6.532295474	7.575725882	7.575725882	7.544044253	7.595173
3	3/5/2025	6.523983703	7.552022213	7.552022213	7.520660816	7.571451
4	4/5/2025	6.515041328	7.528817728	7.528817728	7.497754193	7.548228



BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

1. Penambahan produksi optimal dari penerapan semua skenario diperoleh pada skenario 4, dengan kenaikan produksi minyak 6.51 stb/d menjadi 7.59 stb/d.
2. Pengaruh panjang dan tinggi rekahan terhadap keberhasilan *hydraulic fracturing* yaitu semakin panjang dan tinggi suatu rekahan, maka laju produksi sumur akan meningkat.

5.2 SARAN

1. Penelitian selanjutnya dapat melakukan metode lain dari *hydraulic fracturing* dengan aplikasi navigator.
2. Penelitian selanjutnya dapat mempertimbangkan *hydraulic fracturing* dengan banyak *stage* atau *multiple fracture*.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurahman, M., Ferizal, F. H., Saputra, D. D. S. M., & Sari, R. P. (2019). Study on CO₂ Soaking Time and “Huff and Puff” Injection Cycle in Tight Permeability Reservoir. *Scientific Contributions Oil and Gas*, 42(1), 9–14. <https://doi.org/10.29017/SCOG.42.1.388>
- Alotaibi, basel z s z j. (2014). production forecast, analysis and simulation of eagle ford shale oil. *Thesis*, (December), 5–24.
- Baroes, R. (2008). *estimasi harga permeabilitas relatif menggunakan data seismik*. universitas indonesia.
- Belyadi, H., Fathi, E., & Belyadi, F. (2017). Proppant Characteristics and Application Design. In *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs* (pp. 73–96). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-849871-2.00006-x>
- Billingsley, L., Layton, B., & Finger, L. (2015). Geoscience applications to economic development of a relatively shallow, low gravity, structurally complex Eagle Ford oil development, Atascosa County, Texas. *Society of Petroleum Engineers - Unconventional Resources Technology Conference, URTEC 2015*, 1–9. <https://doi.org/10.2118/178623-ms>
- Cahyaningsih, B., Prabu, U. A., Herlina, W., Pertambangan, J. T., Teknik, F., & Sriwijaya, U. (2012). *Evaluasi Hasil Aplikasi Hydraulic Fracturing Pada Reservoir Karbonat Sumur Bcn-28 Di Struktur App Pt Pertamina Ep Asset 2 Pendopo Field Evaluation of Application Hydraulic Fracturing Result At Carbonate Reservoir Bcn-28 Well App Structure in Pt Pertamina* .
- Ching, H. Y., & Xiowei, W. (2015). Fracturing of a Wellbore and 2-D Fracture Models. In *Mechanics of Hydraulic Fracturing* (pp. 1–29). <https://doi.org/10.1016/b978-088415474-7/50013-0>
- Dila, N. R. (2019). Evaluasi Stimulasi Hydraulic Fracturing Menggunakan Software Mfrac. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 3(1), 30. <https://doi.org/10.30588/jo.v3i1.490>
- Donaldson, E. C., Alam, w., & Begum, N. (2013). Hydraulic Fracturing Explained. In *Hydraulic Fracturing Explained* (pp. 1–22). <https://doi.org/10.1016/b978-1-933762-40-1.50010-6>
- Donaldson, E. C., Alam, W., & Begum, N. (2013). Fracture Fluids. *Hydraulic Fracturing Explained*, 77–93. <https://doi.org/10.1016/b978-1-933762-40-1.50013-1>
- Economides, M. J., & Nolte, K. G. (1989). *Reservoir Stimulation*.
- Elsarawy, A. M., Hisham, A., & El-Din, N. (2020). Proppant Diagenesis in Carbonate-Rich Eagle Ford Shale Fractures. *SPE Drilling and Completion*, 35(3), 465–477. <https://doi.org/10.2118/200481-PA>

- Fink, J. K. (2013). Proppants. In *Hydraulic Fracturing Chemicals and Fluids Technology* (pp. 205–216). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-411491-3.00018-2>
- Gataullin, T. I., Eliseev, P. I., & Zavalin, F. S. (2012). Selection of The Optimal Type of Fractured Well Completion Based on Simulation of Highly Heterogeneous Reservoir. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012*, 3, 1917–1944. <https://doi.org/10.2118/162020-ms>
- Hidayat, R., Maulana, J., Asnanda, G., & Kukuh, K. (2003). *Peningkatan Produksi Minyak Melalui Hydraulic Fracturing di Struktur Cemara*.
- Hussain, T., Memon, A., Lashari, Z. A., Hussain, T., Memon, A., & Lashari, Z. A. (2017). Environmental Impacts of Shale Gas Exploitation. *Australian Journal of Engineering and Technology Research*, 2(April), 4–2017. <https://doi.org/10.6084/m9.figshare.4909448.v1>
- kamarudin, S, B. (2006). *Aplikasi Analisa After-Closure Untuk Menentukan Permeabilitas Dan Tekanan Formasi Di Lapangan Tanjung*. (November), 15–17.
- Kurniawan, I. (2015). Evaluasi Perekahan Hydraulic Pada Sumur Gas Bertekanan Tinggi. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 519–531.
- Montgomery, C. (2013). Fracturing fluids. *ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing 2013*, 3–24. <https://doi.org/10.5772/56192>
- Nurwidyanto, M., Noviyanti, I., & Widodo, S. (2005). ESTIMASI HUBUNGAN POROSITAS DAN PERMEABILITAS PADA BATUPASIR (Study kasus FORMASI KEREK, LEDOK,SELOREJO). In *Berkala Fisika* (Vol. 8).
- Ryan, I., Pratama, H., & Trisakti, U. (2017). *Perencanaan dan Evaluasi Stimulasi Perekahan Hidraulik Metoda Pilar Proppant Pada Sumur R Lapangan Y*. 111–116.
- Santoso, R. R., Kartoatmodjo, T., & Sulistyanto, D. (2017). Evaluasi Keberhasilan Perekahan Hidrolik Pada Sumur R Lapangan X. *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*, 251–256.
- Shelley, R., Saugier, L., Al-Tailji, W., Guliyev, N., Shah, K., & Godwin, J. (2012). Data driven modeling improves the understanding of hydraulic fracture stimulated horizontal eagle ford completions. *Society of Petroleum Engineers - SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference 2012*, 350–360.
- Sun, J., & Schechter, D. (2015). Investigating the Effect of Improved Fracture Conductivity on Production Performance of Hydraulically Fractured Wells: Field-Case Studies and Numerical Simulations. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(6), 442–449. <https://doi.org/10.2118/169866-PA>

Temizel, C., Canbaz, C. H., Saracoglu, O., Putra, D., Baser, A., Erfando, T., ... Saputelli, L. (2020). *Production Forecasting in Shale Reservoirs Using LSTM Method in Deep Learning*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-2878>



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau