

**ANALISIS SENSITIVITAS FAKTOR YANG MENENTUKAN
TINGKAT KEBERHASILAN *HYDRAULIC FRACTURING*
PADA *SHALE GAS***



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2022**

**ANALISIS SENSITIVITAS FAKTOR YANG MENENTUKAN
TINGKAT KEBERHASILAN *HYDRAULIC FRACTURING*
PADA *SHALE GAS***



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2022**

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Muhammad Aulia Rahman
NPM : 173210235
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Analisis Sensitivitas Faktor Yang Menentukan Tingkat Keberhasilan *Hydraulic fracturing* Pada *Shale gas*

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 : Tomi Erfando, S.T., M.T (.....)
Penguji I : Dike Fitriansyah Putra, ST., M.Sc., M.BA (.....)
Penguji II : Idham Khalid, ST., MT (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : Januari 2022

Disahkan Oleh:

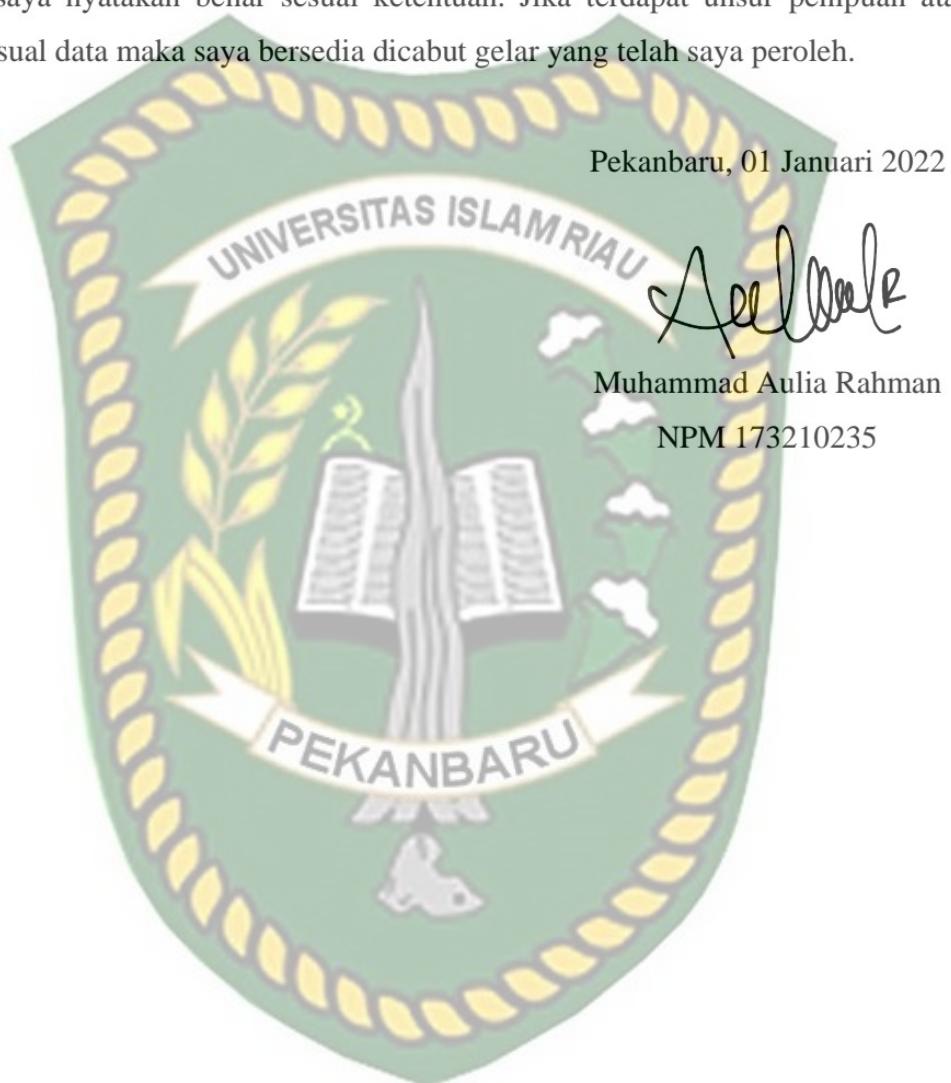
KETUA PROGRAM STUDI

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 didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya ucapkan kepada Allah SWT yang telah memberikan Rahmat dan Anugrah-Nya, sehingga saya dapat menyelesaikan skripsi ini. Saya menyadari bahwa penulisan skripsi ini masih banyak terdapat kekurangan. Dalam penyusunan skripsi ini, ada banyak pihak yang membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini. Karena itu pada kesempatan ini saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Ayah saya Muhammad Basri, S. Pd dan ibu saya Syahrotul Laili serta kakak dan adik saya Lailan Mardhiah, S. Tr. Keb dan Khairun Nisa yang tidak pernah berhenti mendoakan dan memberikan dukungan penuh secara material maupun moral.
2. Bapak Tomi Erfando, ST., MT selaku dosen pembimbing saya yang telah menyediakan waktu dan pikiran untuk memberikan masukan dan mengoreksi penyusunan tugas akhir ini. Sekaligus sekretaris prodi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
3. Ibu Fitrianti, ST., MT selaku dosen penasehat akademik saya yang selalu memberikan semangat dan moral kepada saya.
4. Ibu Novia Rita, ST. MT sebagai ketua program studi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. CMG Support bapak Yvan C. Supartono, ST., M. Eng dan Muhammad Bhakti Setiawan, ST., MT yang telah banyak membantu terkait pemodelan CMG.
6. Teman-teman saya (Gema, Ismi, Novan, Novi, bang Aznil) dan yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu yang membantu tanpa kenal waktu dan kenal lelah serta selalu memberikan motivasi.

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

Pekanbaru, 01 Januari 2022



Muhammad Aulia Rahman

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vi
DAFTAR TABEL.....	vii
DAFTAR LAMPIRAN	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
DAFTAR SIMBOL	x
ABSTRAK	xi
ABSTRACT	xii
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.....	4
2.1 <i>Hydraulic fracturing</i>	5
2.2 <i>Response Surface Methodology (RSM)</i>	6
2.3 <i>State of the Art</i>	7
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	9
3.1 Metode Penelitian.....	9
3.2 Jadwal Penelitian.....	9
3.3 Data Penelitian.....	10
3.4 Model Simulasi Reservoir	11
3.5 <i>Analisis Response Surface Methodology (RSM)</i>	12
3.6 Alur Penelitian.....	13
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	14
4.1 <i>Analysis of Variance (ANOVA)</i>	14
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	18
5.1 Kesimpulan.....	18

5.2 Saran	18
DAFTAR PUSTAKA	19
LAMPIRAN.....	23



DAFTAR GAMBAR

Gambar 3. 1 Model Reservoir 3D CMG	12
Gambar 3. 2 Diagram alur penelitian	13
Gambar 4. 1 Pengaturan parameter input pada CMOST	14
Gambar 4. 2 Hasil Prediksi Uji Sensitivitas CMOST	15
Gambar 4. 3 Half length normal Plot of the Standardized Effects	16
Gambar 4. 4 Pareto Chart of the Standardized Effects.....	17



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian	9
Tabel 3.2 Reservoir and Fracture Properties	10
Tabel 3.3 Nilai Parameter.....	11
Tabel 3.4 <i>Shale gas</i> Composition.....	11



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I Rancangan percobaan dengan <i>Central Composite Design (CCD)</i>	23
LAMPIRAN II <i>Analysis Of Variance</i>	30



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
RSM	<i>Response Surface Methodology</i>
ANOVA	<i>Analysis of Variance</i>
CCD	<i>Central Composite Design</i>
HF	<i>Hydraulic fracturing</i>
Ft	<i>Feet</i>
Psi	<i>Pound per Square Inch</i>
Psi/ft	<i>Pound per Square Inch/feet</i>
F	<i>Fahrenheit</i>
C	<i>Celsius</i>
mD	<i>Mili Darcy</i>
CO ₂	<i>Carbon Dioxide</i>
C1	<i>Methane</i>
C2	<i>Ethane</i>
C3	<i>Propane</i>



DAFTAR SIMBOL

D	<i>Depth, ft</i>
Pi	<i>Initial reservoir pressure, psi</i>
H	<i>Viscosity, Co</i>
K	<i>Permeability, mD</i>
Φ	<i>Porosity, %</i>



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

**ANALISIS SENSITIVITAS FAKTOR YANG MENENTUKAN TINGKAT
KEBERHASILAN HYDRAULIC FRACTURING PADA SHALE GAS**

MUHAMMAD AULIA RAHMAN

173210235

ABSTRAK

Hydraulic fracturing merupakan suatu upaya dalam meningkatkan produktivitas sumur dengan cara menginjeksikan fluida rekahan pada tekanan yang lebih tinggi dari pada tekanan rekahan formasi untuk membuat rekahan atau mengalirkan fluida reservoir ke jalur lubang sumur. Dalam penelitian ini menggunakan software simulasi reservoir (GEM CMG) untuk memodel reservoir, selanjutnya *merunning* sebanyak 152 skenario menggunakan CMG-CMOST dan melakukan analisa *sensitivity* menggunakan *Response Surface Methodology (RSM)* pada *Minitab Statistical Software* guna memudahkan dalam seleksi parameter *hydraulic fracturing* yang akan diaplikasikan pada lapangan. Studi sensititas ini dilakukan terhadap 7 parameter yaitu *insitu stress*, *fracture conductivity*, *fracture half-length*, *fracture spacing*, *fracture width*, *permeability formation* dan *poisson ratio*. Variabel yang memiliki pengaruh yang signifikan terhadap respon apabila $P_{value} \leq \alpha$ (0.05). Didapat hasil bahwa *fracture half-length* merupakan parameter yang paling berpengaruh sebesar 98.02% diikuti dengan *permeability formation* 95.19%, interaksi *permeability*permeability* 92.37%, %, *fracture width* 89.54%, interaksi *fracture half-length*fracture width* 86.72%, interaksi *fracture half-length*fracture half-length* 83.89%, interaksi *fracture half-length*permeability formation* 81.0734%, interaksi *fracture width*permeability* 8.24%, interaksi *fracture width*fracture width* 75.42%, dan *poisson ratio* 72.59%.

Kata kunci: *Hydraulic fracturing (HF)*, *Shale gas* , *Sensitivity Analysis*, CMG, *Response Surface Methodology (RSM)*

**SENSITIVITY ANALYSIS FACTORS FOR DETERMINATION OF
HYDRAULIC FRACTURING SUCCESS IN SHALE GAS**

MUHAMMAD AULIA RAHMAN

173210235

ABSTRACT

*Hydraulic fracturing is an effort to increase the well's productivity by injecting the fracture fluid at a pressure higher than the formation fracture pressure to create fractures or flow the fluid into the wellbore line. This study uses reservoir simulation software (GEM CMG) to model the reservoir, then running 152 scenarios using CMG-CMOST and performing a sensitivity analysis using Response Surface Methodology (RSM) on Minitab Statistical Software to facilitate the selection of hydraulic fracturing parameters that will be applied to the field. This sensitivity study was conducted on seven parameters, in situ stress, fracture conductivity, fracture half-length, fracture spacing, fracture width, permeability formation, and Poisson ratio. Variables that significantly affect the response if $P_{value} \leq \alpha$ (0.05). The results showed that fracture half-length was the most influential parameter of 98.02% followed by permeability formation 95.19%, permeability*permeability interaction 92.37%, %, fracture width 89.54%, fracture half-length*fracture width interaction 86.72%, fracture half-length*fracture half-length interaction 83.89%, interaction fracture half-length*permeability formation 81.07%, fracture width*permeability interaction 8.24%, fracture width*fracture width interaction 75.42%, and Poisson ratio 72.59%.*

Key Words: *Hydraulic fracturing (HF), Shale gas , Sensitivity Analysis, CMG, Response Surface Methodology (RSM)*

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Selama bertahun-tahun, sumber daya hidrokarbon yang nonkonvensional telah memberikan kontribusi yang signifikan terhadap pasokan global minyak dan gas. Sumber daya ini termasuk *shale oil and gas, tight oil and gas, coal bed methane and gas hydrates* (Temizel et al., 2020). *Shale gas* merupakan gas kaya organik yang dihasilkan oleh formasi serpih, yang merupakan *source rock* dan reservoir. Gas disimpan dalam rongga di pori-pori serpih. Hidrokarbon nonkonvensional ini memiliki potensi pemanfaatan yang cukup besar. Di Amerika Serikat, potensi sumber daya *shale gas* diperkirakan 500 hingga 1000 Tcf. Beberapa lapangan, seperti Barnett dan Marcellous, terbukti berhasil memenuhi kebutuhan energi gas alam AS. Dibandingkan dengan lapangan migas konvensional pada umumnya, lapangan migas nonkonvensional seperti *shale gas* memerlukan perlakuan khusus. *Shale gas* mempunyai permeabilitas yang sangat rendah. Untuk melakukan proses produksi skala komersial di lapangan *shale gas*, diperlukan proses stimulasi seperti rekahan hidrolik untuk meningkatkan permeabilitas rekahan dan memungkinkan gas mengalir keluar (Susanto et al., 2017).

Bastos Fernandes et al., (2020) membahas beberapa parameter yang mempengaruhi keberhasilan hydraulic fracturing, karena itu perlu dipahami parameter yang mempengaruhinya. Hal ini berperan penting dalam menentukan keberhasilan atau kegagalan pengembangan shale gas. (Rammay & Awotunde, 2016) membahas beberapa parameter yang mempengaruhi keberhasilan *hydraulic fracturing*, karena itu perlu dipahami parameter yang mempengaruhinya. Hal ini berperan penting dalam menentukan keberhasilan atau kegagalan pengembangan shale gas. (Y. Wang & Vecchio, 2016) secara bersamaan mengoptimalkan konduktivitas rekahan, Panjang rekahan, jarak rekahan dan sumur horizontal. (Wei Yu & Sepehrnoori, 2013) menggunakan *Response Surface Methodology* (RSM) untuk mengoptimalkan desain parameter, seperti permeabilitas, porositas, jarak rekahan, *half-length fracture*, konduktivitas rekahan dan jarak sumur, mereka

melaporkan kombinasi optimal yang berbeda dari parameter ini untuk harga gas yang berbeda.

Dengan mengamati parameter sebagai variabel yaitu *insitu stress, permeability formation, fracture conductivity, fracture half-length, fracture width, fracture spacing*, Poisson *ratio* untuk memaksimalkan RF pada desain *hydraulic fracturing*, maka dilakukan penelitian dengan metode respon permukaan (RSM) dimana bertujuan untuk menunjukkan parameter yang berpengaruh terhadap desain *hydraulic fracturing*. Pada penelitian ini berfokus kepada aplikasi RSM menggunakan *Minitab Software Statistical* untuk memprediksi nilai RF yang sebelumnya telah diperhitungkan dengan menggunakan *Software Computer Modeling Group* (CMG).

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari dilakukannya penelitian ini adalah untuk memprediksi faktor yang berpengaruh terhadap *hydraulic fracturing* pada *shale gas* dengan menggunakan *Response Surface Methodology* (RSM).

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini adalah:

1. Penelitian ini diharapkan dapat memprediksi keberhasilan *hydraulic fracturing* dari parameter permeability formasi, *insitu stress, permeability formation, fracture conductivity, fracture half-length, fracture width, fracture spacing*, Poisson *ratio*.
2. Dapat dijadikan sebagai pedoman oleh penulis lain untuk penelitian lanjutan *hydraulic fracturing*.

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian tidak melenceng dari tujuan dan lebih terarah, maka hanya dibatasi pada beberapa hal mengenai:

1. Penelitian ini melakukan pemodelan reservoir dengan menggunakan *reservoir Simulation Software* (CMG) yang dibangun berdasarkan data

- sekunder dari beberapa referensi dan data lapangan,kemudian melakukan uji sensitivitas data menggunakan CMG-CMOST.
2. Penelitian ini hanya berfokus pada aplikasi *hydraulic fracturing* dengan menggunakan pendekatan *Response Surface Methodology (RSM)*
 3. Metode *hydraulic fracturing* digunakan pada *shale gas*.
 4. Hanya menggunakan satu model lapangan reservoir yang berkarakteristik *shale gas reservoir*.
 5. Parameter yang digunakan Dalam penelitian ini yaitu, *in situ stress*, *permeability formation*, *fracture conductivity*, *fracture half-length*, *fracture width*, *fracture spacing*, Poisson ratio.
 6. Tidak menggunakan *Geomechanic*.
 7. Penelitian dilakukan tanpa adanya pertimbangan ekonomi.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Dalam pengembangan sumber daya alam termasuk kandungan minyak dan gas bumi yang dapat dimanfaatkan sebagai sumber pengembangan kekayaan alam. Seperti yang dinyatakan dalam Alquran QS. Al-Jatsiyah:13, yang artinya: “*Dan Dia menundukkan bagimu apa yang ada di langit dan apa yang ada di bumi, (dengan rahmat) dari-Nya. Sesungguhnya ada tanda-tanda (kekuasaan Allah) bagi orang-orang yang berpikir*”. Dijelaskan bahwa untukmu Dia serahkan kepadamu semua yang ada di langit berupa matahari, bulan dan bintang, dan semua yang ada di bumi berupa binatang, pohon, kapal, dll. Semua nikmat ini adalah pemberian dari Allah sendiri, Dia telah menganugerahkan kepadamu mereka sebagai berkah, Dia memberi mereka kepadamu sebagai hadiah, jadi kamu harus menyembah-Nya saja, jangan menyekutukan-Nya. Sesungguhnya pada apa yang telah Dia tundukkan kepadamu terdapat tanda-tanda dan petunjuk tentang keesaan Allah bagi orang-orang yang merenungkan ayat-ayat Allah, dalil-dalil dan kemudian mengambil pelajaran dari mereka. Pembentukan minyak bumi tertuang dalam Al-Qur'an, khususnya Surat Al-A'la (87) ayat 1-5, yang artinya: “*Bersihkanlah nama Tuhanmu Yang Maha Tinggi. Yang menciptakan dan menyempurnakan. dan Siapa yang menentukan kadar dan petunjuk (pemandu), dan Siapa (menumbuhkan)/ menciptakan rumput (al-mar'a), kemudian menjadikan rumput kering hitam (ghutsaa-an ahwaa)*”. Dalam ayat 4, penggunaan al-mar'a bisa berarti padang rumput atau tanaman mikroskopis yang bertebaran atau tanaman mikro. Pada ayat tersebut dijelaskan bahwa rumput-rumput tersebut ketika telah mati, Allah SWT menjadikannya cairan yang mengalir dengan warna kehitam-hitaman(gelap), inilah yang kita kenal dengan nama hidrokarbon, hidrokarbon inilah yang akan kita cari di bawah permukaan nantinya.

Penelitian ini berfokus pada metode yang digunakan untuk mendapatkan hidrokarbon di bawah permukaan, salah satu metode tersebut ialah *hydraulic fracturing*.

2.1 *Hydraulic fracturing*

Hydraulic fracturing banyak digunakan untuk merangsang pemulihan minyak dan gas dari lubang bor di formasi hidrokarbon (Morozov et al., 2020). *Hydraulic fracturing* dimaksudkan untuk membuat saluran konduktif baru dalam formasi. Oleh karena itu, biasanya digunakan dalam formasi dengan permeabilitas rendah. Permeabilitas alami *shale* yang rendah secara historis menjadi faktor pembatas produksi sumber *gas shale* (Arthur et al., 2009). Dengan permeabilitas rendah (kurang dari 0,1 md) biasanya menunjukkan periode aliran transien yang lama (Eltahan et al., 2019). (C. Cipolla, 2009) menjelaskan Penerapan simulasi reservoir ke model produksi *shale gas* memberikan wawasan penting tentang hubungan ini, yang dapat meningkatkan desain stimulasi, praktik penyelesaian sumur, dan strategi pengembangan lapangan.

Karena permeabilitas matriks serpih yang sangat rendah, sangat sulit untuk mengeksplorasi reservoir gas serpih secara komersial hingga beberapa dekade terakhir. Untungnya, bentuk serpih biasanya berkembang dengan fraktur alami yang melimpah karena kerapuhannya yang tinggi (Hu et al., 2014). Pada setiap tahap rekahan pada sumur horizontal *Hydraulic fracturing* multipel akan merambat pada saat yang bersamaan, fluida rekahan akan bocor ke dalam reservoir, dan pada saat yang sama rekahan alami di dekatnya juga dapat diaktifkan. Akibatnya, saat rekahan terjerat satu sama lain, mereka diaktifkan secara alami, membentuk jaringan rekahan yang kompleks (C. L. Cipolla et al., 2013).

Warpinski & Teufel, (1987) mengklasifikasikan *hydraulic fracturing* menjadi empat kategori, yaitu fraktur biwing bidang tunggal, fraktur multipel kompleks, fraktur multipel kompleks dengan fraktur alami terbuka, dan jaringan fraktur kompleks. *Multi-stage fracturing* untuk pengeboran sumur horizontal adalah teknologi inti untuk pengembangan komersial *gas shale reservoir* (Lin et al., 2019). Dalam jurnal (Fonseca, 2014) menjelaskan teknologi yang muncul dari desain *hydraulic fracturing* untuk *multi-stage* horizontal, serta pemodelan 3D merupakan peluang *hydraulic fracturing* yang lebih baik. Kombinasi pengeboran horizontal

dan teknologi *hydraulic fracturing multi-stage* telah memungkinkan produksi gas saat ini dari *shale gas reservoir* di Amerika Serikat untuk terus tumbuh, dan investasi global dalam eksplorasi dan pengembangan *shale gas* juga berkembang pesat (Yu & Sepehrnoori, 2013). Kemajuan dalam pengeboran horizontal dan teknologi *hydraulic fracturing multi-stage* telah menjadikan *shale reservoir* sebagai fokus banyak operator (Denney, 2011).

Kombinasi teknologi perawatan *Hydraulic fracturing* yang ditingkatkan dan teknologi pengeboran horizontal telah memungkinkan konstruksi reservoir nonkonvensional skala besar dalam dekade terakhir. *Hydraulic fracturing* yang dikombinasikan dengan pengeboran horizontal telah menjadi teknologi yang memungkinkan secara ekonomis memproduksi gas alam dari *unconventional gas shale reservoir*. (X. Wang et al., 2014).

Dalam jurnal (Du et al., 2011) menunjukkan perluasan signifikan dari metodologi pemodelan untuk menangani skenario serpih simulasi yang lebih umum. Simulasi numerik telah menjadi salah satu alat yang umum untuk mempelajari skema desain *hydraulic fracturing* (He et al., 2019). Struktur numerik umum yang digabungkan sepenuhnya untuk mensimulasikan propagasi rekahan yang diinduksi secara hidrolik dan kinerja sumur gas setelah rekahan (X. Wang et al., 2014). Dalam jurnal (Li et al., 2012) dijelaskan, mereka mengembangkan model *hydraulic fracturing* dengan mempertimbangkan respon tegangan in-situ terhadap aliran turbulen. Simulator rekahan bidang 3D digunakan untuk mengevaluasi sumur horizontal dari *Haynesville shale* untuk mempelajari keefektifan perawatan rekahan dan mengeksplorasi kemungkinan mode produksi optimal (Farinas & Fonseca, 2013).

2.2 Response Surface Methodology (RSM)

Response Surface Methodology (RSM) merupakan metode statistik yang efisien untuk evaluasi dan oprimalisasi proses kompleks melalui komputasi model yang dikontrol (Yu & Sepehrnoori, 2013). *Response Surface Methodology* menerapkan model regresi, model desain eksperimen dan teknik lainnya untuk memahami perilaku respon sistem. Mengembangkan model regresi untuk setia

respon dapat memiliki model regresi interaksi linier, kuadrat dan dua faktor untuk sequential F test, *lack of fit tests* dan R square. Untuk model regresi yang dipilih, signifikansi masing-masing faktor (*Linear, quadratic* dan *interaction terms*) diperiksa dengan analisis varian (ANOVA). Factor yang tidak signifikan kemudian dibuang dan model yang diusulkan digunakan untuk prediksi respon. RSM menawarkan cara yang hemat biaya dan efisien untuk mengelola ketidak pastian untuk pengembangan *reservoir shale gas* (Myers et al., 2009).

2.3 State of the Art

Zhang & Du, (2011) Melakukan Analisa sensitivitas untuk mengetahui pengaruh dari reservoir dan parameter *hydraulic fracturing* pada produksi gas pada reservoir *shale gas*. Hasil studi sensitivitas menunjukkan bahwa untuk produksi gas kumulatif, faktor *fracture matrix* dan jaringan permeabilitas *fracture* yang dirangsang adalah parameter yang paling berpengaruh.

W. Yu et al., (2014) Melakukan study sensitivitas gas pada sumur *shale gas* dengan geometri rekahan hydraulic yang tidak pasti tetapi mungkin dengan *fracture hydraulic* nya dibagi dengan *fracture* luar dan *fracture* dalam dengan menggunakan metode simulasi numerik. Hasil studi menunjukkan (1) Terjadinya pegurangan jarak *fracture* dan meningkatkan produksi gas kumulatif; (2) Produksi gas kumulatif meningkat secara linier dengan peningkatan *fracture half-length*; (3) Kontribusi *fracture* luar terhadap produksi gas kumulatif dan laju aliran gas lebih tinggi dari pada kontribusi *fracture* dalam; dan (4) Tergantung pada karakteristik reservoir serpih, skema-skema *fracture* luar dan dalam dapat berpotensi dirancang untuk mengoptimalkan tingkat produksi gas, prosuksi gas kumulatif dan biaya yang terkait dengan total setengah yang diinduksi dalam pekerjaan multistage.

Fernandes et al., (2019) melakukan Analisa sensitivitas dengan bertujuan untuk memahami bagaimana jarak rekahan mempengaruhi jaringan *fracture* kompleks untuk mengoptimalkan aliran *shale gas /shale oil* ke sumur menggunakan perangkat lunak MShale, yang menggunakan model stokastik metode jaringan fraktur diskrit (DFN) dan secara numerik. Hasil Analisa menunjukan (1) Semakin

tinggi koefisien *net pressure*, semakin tinggi SRV. (2) Dalam *fragile shale gas / reservoir shale oil*, dengan nilai viskositas dinamis yang rendah dari *fracture fluid*.

Penelitian terkait mengenai Analisa *Response Surface Methodology* dilakukan oleh (Wei Yu & Sepehrnoori, 2014) melakukan optimasi multistage dan mereka mendapat hasil bahwa pada tahap awal produksi *fracture spacing* yang berpengaruh daripada *fracture half-length* dan kemudian selama waktu akhir produksi *fracture half-length* yang paling berpengaruh. Tiga kasus terbaik untuk Barnett *shale* diperoleh sebagai *half-length* dari 377, 389, dan 400 ft; konduktivitas rekahan sebesar 6,41, 9,07, dan 10,00 md-ft; dan jarak rekahan 70, 60, dan 50 ft dan dengan porositas 0,07, permeabilitas 2,56 10-4 md, ketebalan reservoir 362 ft, dan tekanan reservoir 3.607 psi berdasarkan kisaran parameter yang diselidiki dalam penelitian ini.

Penelitian selanjutnya dilakukan oleh (Liu et al., 2018) menganalisa sensitivitas menggunakan Respon Surface Methodology pada lapangan Barnet. Hasil Analisa menunjukkan (1) Penggabungan RSM dengan model simulasi reservoir tidak hanya dapat menjadi alternatif metode optimasi, tetapi juga merupakan alat untuk analisis sensitivitas parameter, (2) Hasil optimasi menunjukkan bahwa gas recovery rate dapat mencapai 10% dalam jangka pendek dan 60% dalam jangka panjang jika optimasi multi-faktor dari parameter ini dilakukan untuk sumur horizontal *shale gas* yang retak secara *hydraulic multistage*.

Penelitian ini membahas mengenai parameter yang berpengaruh yaitu permeability formasi, *insitu stress*, *permeability formation*, *fracture conductivity*, *fracture half-length*, *fracture width*, *fracture spacing*, dan *poisson ratio* terhadap desain *hydraulic fracturing* dengan menggunakan pendekatan *Response Surface Methodology* (RSM).

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Guna memenuhi kebutuhan dataset yang akan dipakai untuk melakukan studi sensitivitas menggunakan *Response Surface Methology (RSM)*, pada penelitian ini penulis terlebih dahulu melakukan simulasi reservoir menggunakan *Reservoir Simulation Software (CMG)* untuk memodelkan *basecase* dan CMOST yang berfungsi untuk membantu melakukan iterasi *modelling*.

3.2 Jadwal Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Laboratorium Simulasi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau dengan menggunakan data sekunder yakni data yang berasal dari buku, jurnal dan referensi lainnya yang berhubungan dengan penelitian ini. Penelitian ini dilaksanakan dalam 3 bulan 2 minggu pada 20 November - 30 Desember 2021. Berikut merupakan rincian kegiatan penelitian.

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian

No	Deskripsi kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)															
		September				Oktober				November				Desember			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Literature review																
2	Persiapan data																
3	Persiapan model reservoir dengan CMG																
4	Pembuatan sensitivitas data dan running																
5	Hasil dan pembahasan																

3.3 Data Penelitian

Penelitian menggunakan data sekunder yang diperoleh dari (Jamshidnezhad, 2020), (Keenan, 2015), (Oraon & Chatterjee, 2015) dan (Johnson et al., 2015) sebagai *base case*. Adapun data-data tersebut adalah sebagai berikut.

Tabel 3.2 Reservoir and Fracture Properties

Properties	Unit	Value
Depth	Ft	5463
Pore pressure	Psi/ft	0.54
Initial reservoir pressure	Psi	2950
Closure pressure	Psi	3879
Closure pressure gradient	Psi/ft	0.71
BHP	Psi	500
Waktu produksi	Tahun	7
Temperatur Reservoir	F	150
Viskotas gas	Co	0.0201
Initial gas saturasi	-	0.70
Kompresibilitas total	Psi-1	3×10^{-6}
Permeabilitas matrix	Md	0.00015
Porosity matrix	-	0.06
Konduktivitas rekahan	md-ft	1
Fracture half-length	Ft	500
Fracture spacing	Ft	100
Fracture height	Ft	300
Horizontal good length	Ft	2968
Number of fractures	-	28

Source: (Jamshidnezhad, 2020)

Tabel 3.3 Nilai Parameter

Properties	Unit	Value
Insitu stress	Psi	6200 – 6400
Fracture conductivity	mD-ft	0.1 – 10
Fracture half-length	ft	300 – 700
Fracture spacing	ft	80 - 200
Fracture width	ft	3.65 – 6.25
Permeability formation	Md	0.0001 – 0.001
Poisson Ratio		0.25 - 0.6

Source: (Jamshidnezhad et al., 2020), (Keenan, 2015b) dan (Oraon & Chatterjee, 2015b)

Tabel 3.4 Shale gas Composition

Component	Mole Fraction
C1	86.8
C2	6.7
C3	2.0
CO2	1.7
N2	2.9

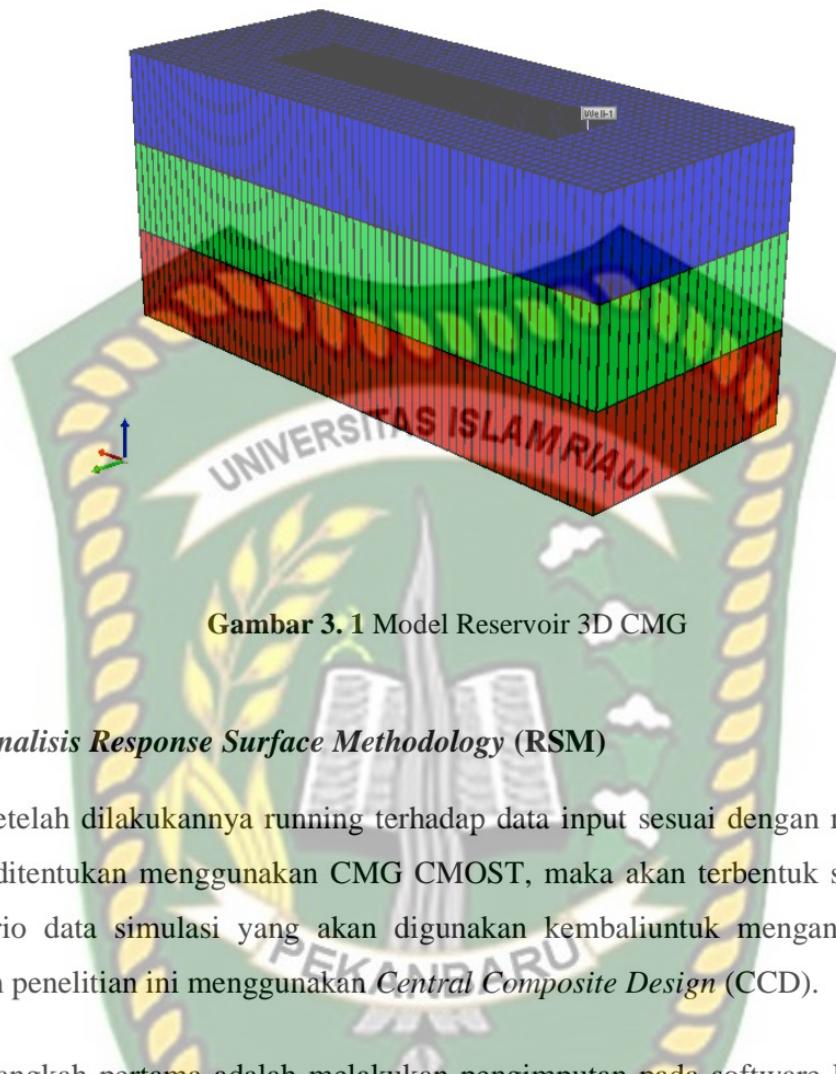
Source: (Ortiz-Espinoza et al., 2015)

3.4 Model Simulasi Reservoir

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan model reservoir dengan karakteristik sebagai berikut:

Table 3.3 Reservoir simulation model

Parameter	Nilai	Comment
Jumlah Grid	11760	3D (66*150) (20*200) (3*15)
Ketebalan (k)	15	ft



Gambar 3. 1 Model Reservoir 3D CMG

3.5 Analisis Response Surface Methodology (RSM)

Setelah dilakukannya running terhadap data input sesuai dengan range yang telah ditentukan menggunakan CMG CMOST, maka akan terbentuk sekitar 150 skenario data simulasi yang akan digunakan kembali untuk menganalisis RSM. Dalam penelitian ini menggunakan *Central Composite Design* (CCD).

Langkah pertama adalah melakukan pengimputan pada software RSM yaitu Minitab Statistical Software terhadap input data yang dinormalisasikan menggunakan normalisasi min max. kemudian memilih model eksperimen CCD dengan 7 variabel dengan 152 eksperimen yang dapat dilihat pada lampiran I. RSM (*Response Surface Method*) adalah teknik yang terdiri dari teknik matematika dan statistik untuk pemodelan dan analisis data dimana respon yang akan dipelajari dipengaruhi oleh beberapa variabel yang telah ditentukan, sedangkan metode RSM bertujuan untuk mengoptimalkan respon (Montgomery, 2013).

Suatu eksperimen yang melibatkan k faktor antara lain x_1, x_2, \dots, x_k , dimana k buah faktor disebut sebagai variable bebas, *predictor* ataupun variable control dan menghasilkan Y , dimana Y adalah suatu variabel terikat, variabel tak bebas ataupun variabel respon. Semua variabel ini dapat diukur dan diketahui bahwa Y merupakan

respon dari x_1, x_2, \dots, x_k , maka dikatakan bahwa Y adalah fungsi dari x_1, x_2, \dots, x_k . Hubungan antara y dan variabel bebas x adalah:

$$Y = f(x_1, x_2, \dots, x_k) + \varepsilon$$

dengan:

y = respon

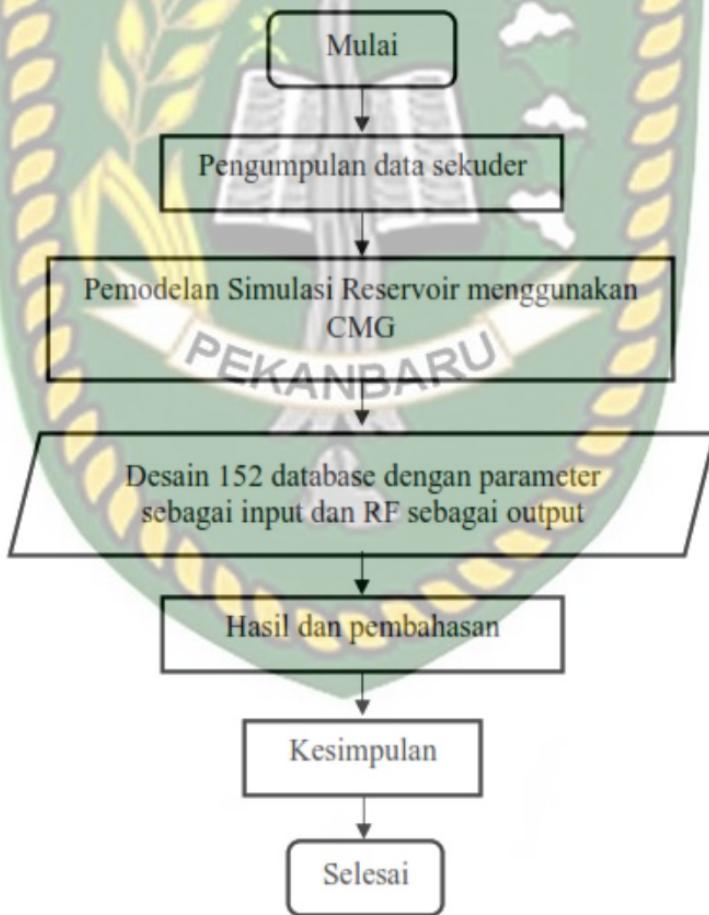
x_1 = variabel bebas/ input ($i = 1, 2, 3, \dots, k$)

ε = error

Fungsi tersebut dikatakan sebagai *response surface* (Montgomery, 2013).

3.6 Alur Penelitian

Diagram alur penelitian ini dapat dilihat pada gambar dibawah ini:



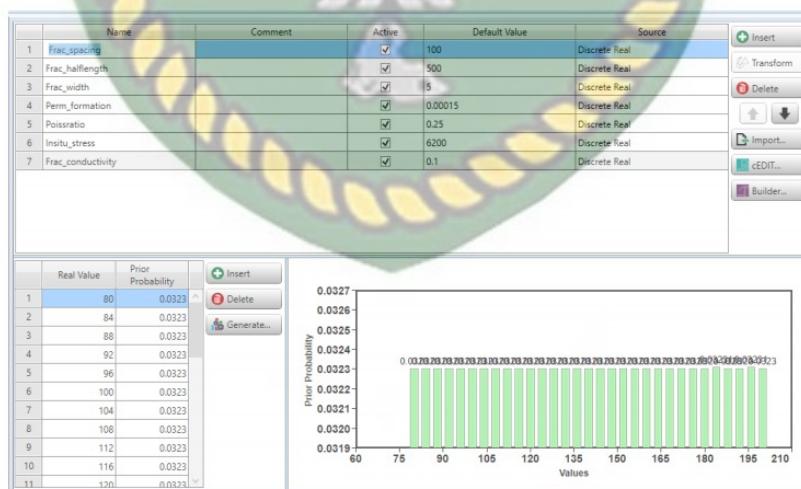
Gambar 3. 2 Diagram alur penelitian

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis Response Surface Methodology (RSM)

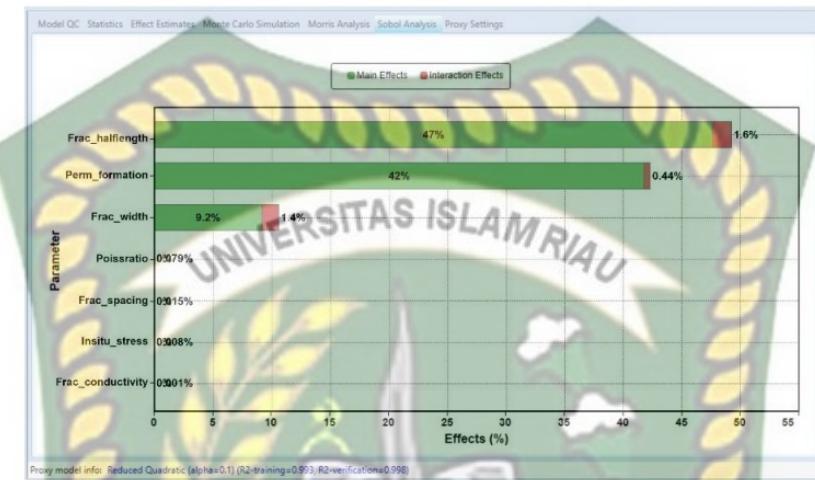
Pada penelitian ini melakukan prediksi terhadap keberhasilan *hydraulic fracturing* menggunakan metode Response Surface Methodology dengan menggunakan Central Composite Design (CCD). Parameter yang diuji pada penelitian ini meliputi *in situ stress*, permeability formation, fracture conductivity, fracture spacing, fracture half length, fracture width dan poisson ratio sebagai data input dan recovery factor sebagai data output. Pemilihan parameter yang mempengaruhi recovery factor yang akan digunakan sebagai input dalam RSM terdapat dalam penelitian (Jamshidnezhad, 2020), (Keenan, 2015), (Oraon & Chatterjee, 2015) dan (Johnson et al., 2015).

Pemodelan reservoir dilakukan dengan menggunakan software CMG GEM kemudian melakukan analisa sensitivitas data menggunakan CMG CMOST terhadap parameter min dan max yang kemudian akan terbentuk sebanyak 157 skenario data simulasi yang digunakan kembali sebagai input dalam membangun model RSM. Kemudian data diambil nantinya dilakukan prediksi perhitungan nilai RF menggunakan RSM CCD. Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan Minitab Statistical Software 21.1.



Gambar 4. 1 Pengaturan parameter input pada CMOST

Pada penelitian ini, uji sensitivitas dilakukan untuk menentukan parameter mana yang memiliki dampak terbesar pada desain rekahan hidrolik. Gambar 4.2 di bawah ini adalah uji sensitivitas menggunakan CMG CMOST yang menunjukkan bahwa parameter yang paling berpengaruh adalah *fracture half-length*.



Gambar 4. 2 Hasil Prediksi Uji Sensitivitas CMOST

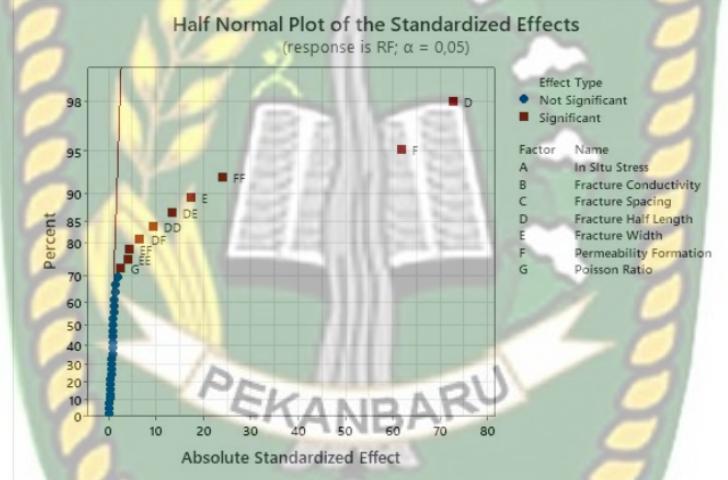
4.2 Analysis of Variance (ANOVA)

Uji ANOVA dilakukan untuk mengetahui signifikansi pengaruh dari setiap variable terhadap respon. Agar nantinya variable yang tidak memengaruhi respon dapat dihilangkan. Hasil *Analysis of Variance* (ANOVA) dari eksperimen orde I dapat dilihat pada Lampiran II.

Pada penelitian ini, uji ANOVA yang dilakukan hanya mempertimbangkan efek faktor-faktor utama dan efek interaksi dua faktor. Hal ini dikarenakan pada eksperimen ini hanya dilakukan satu kali replikasi percobaan sehingga perlu dilakukan pooling-up interaksi tiga faktor yang lebih tinggi untuk memunculkan besarnya error. Pooling-up interaksi tiga faktor dan empat faktor tidak memengaruhi hasil perhitungan mengingat pengaruhnya yang kecil terhadap respon.

Pada pembacaan table ANOVA pada Lampiran II terdapat P_{value} yang menunjukkan signifikansi pengaruh variable independent terhadap respon. Variable independent dinilai memiliki pengaruh yang signifikan terhadap respon apabila

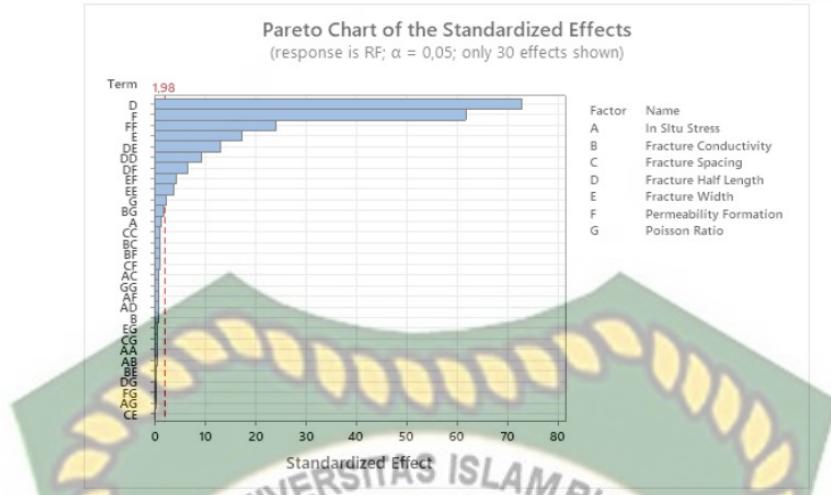
$P_{value} \leq \alpha (0.05)$ (Antony, 2003). Efek-efek dari setiap variable independent ini dapat dilihat dari *half normal plot* yang dihasilkan dari analisis desain faktorial pada minitab. Berikut adalah half plot untuk efek-efek faktor pada respon gambar 4.1 menunjukkan normal plot eksperimen orde I. Pada *half normal plot* untuk mengetahui faktor yang memberikan pengaruh signifikansi dengan memperhatikan titik-titik yang terbentuk pada grafik. Pada *half normal plot* terdapat garis nol, titik biru, dan titik merah. Titik biru menunjukkan faktor yang pengaruhnya tidak signifikan, sedangkan titik merah menunjukkan faktor yang memberikan pengaruh signifikan. Pada gambar 4.1 terlihat bahwa berdasarkan eksperimen orde satu terdapat sepuluh faktor yang memberikan pengaruh signifikan terhadap “RF” dan terdapat dua puluh lima faktor yang pengaruhnya tidak signifikan.



Gambar 4. 3 Half length normal Plot of the Standardized Effects

Efek dari parameter yang dipertimbangkan dan interaksinya pada respon disajikan dalam *pareto chart* yang ditunjukkan pada gambar 4.2. *Pareto chart* menyajikan nilai absolut dari efek parameter utama dan efek interaksi faktor (Antony, 2003), dan digambarkan sebagai *horizontal bar*.

Bar yang panjang di plot mewakili faktor yang sangat penting, salah satu yang mengikuti faktor yang paling penting diwakili oleh bar yang panjang berikutnya dan seterusnya. Untuk menunjukkan faktor yang berpotensi penting, garis referensi ditarik sedemikian rupa sehingga faktor-faktor yang melewati garis ini signifikan secara statistik pada tingkat kepercayaan 95% (Antony, 2003).



Gambar 4. 4 Pareto Chart of the Standardized Effects

Dapat dikonfirmasi dari *pareto chart* bahwa semua efek yang dianalisa signifikan secara statistik. *Fracture half-length* (*standardized effect*= 72.81 dan *percent*= 98.02) memiliki pengaruh yang sangat tinggi, ini sesuai dengan penelitian (Zhang & Du, 2011), (Yu & Sepehrnoori, 2014) mereka juga mendapatkan bahwa *fracture half-length* merupakan paramater yang paling berpengaruh. Menurut (Susanto et al., 2017) hal ini dapat terjadi dikarenakan bahwa semakin besar parameter *fracture half-length*, maka semakin besar nilai *recovery factor* dan semakin signifikan. Selanjutnya parameter yang berpengaruh diikuti oleh *permeability formation* (*standardized effect*= 61.80 dan *percent*= 95.19), interaksi *permeability formation***permeability formation* (*standardized effect*= 24.01 dan *percent*= 92.37), *fracture width* (*standardized effect*= 17.29 dan *percent*= 89.54), interaksi *fracture half-length***fracture width* (*standardized effect*= 13.22 dan *percent*= 86.72), interaksi *fracture half-length***fracture half length*(*standardized effect*= 9.39 dan *percent*= 83.89), interaksi *fracture half-length***permeability formation* (*standardized effect*= 6.55 dan *percent*= 81.07), interaksi *fracture width***permeability formation* (*standardized effect*= 4.26 dan *percent*= 78.24), interaksi *fracture width***fracture width* (*standardized effect*= 3.99 dan *percent*= 75.42), dan *poisson ratio* (*standardized effect*= 2.34 dan *percent*= 72.59).

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil dan pembahasan serta analisis dari simulasi yang telah dilakukan maka didapat kesimpulan bahwa model prediksi menggunakan metode *Response Surface Methodology* dengan *Central Composite Design* terhadap nilai *recovery factor* dengan 152 data sampel didapat hasil bahwa *fracture half-length* merupakan parameter yang paling berpengaruh sebesar 98.02% diikuti dengan *permeability formation* 95.19%, interaksi *permeability formation*permeability formation* 92.37%, *fracture width* 89.54%, interaksi *fracture half-length*fracture width* 86.72%, interaksi *fracture half-length*fracture half-length* 83.89%, interaksi *fracture half-length*permeability formation* 81.07%, interaksi *fracture width*permeability formation* 8.24%, interaksi *fracture width*fracture width* 75.42%, dan *poisson ratio* 72.59%.

5.2 Saran

Melalui penelitian ini, peneliti memberikan saran agar lebih dikembangkan kembali kepada penelitian selanjutnya. Adapun saran dari peneliti adalah meneliti pengaruh faktor perekah pada *shale gas reservoir* menggunakan RSM, pengaruh faktor mekanik injeksi perekah pada *shale gas reservoir* dengan metode RSM serta pengaruh parameter injeksi polimer menggunakan RSM.

DAFTAR PUSTAKA

- Antony, J. (2003). Preface. In J. Antony (Ed.), *Design of Experiments for Engineers and Scientists* (p. xi). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-075064709-0/50000-4>
- Arthur, D., Brian, B., Coughlin, B., & Layn, M. (2009). Evaluating implications of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs. *SPE Americas E and P Environmental and Safety Conference 2009, March*, 369–383. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/0809-0053-JPT>
- Bastos Fernandes, F., Campos, W., Alves Botelho, M. O., & Queiroz Ferreira Braga, L. F. de. (2020). Geomechanics and Flow Parameters that Influence Shale Gas/Shale Oil's Design. *Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology*, 11(1). <https://doi.org/10.35248/2157-7463.20.11.399>
- Cipolla, C. (2009). Modelling Production and Evaluating Fracture Performance in Unconventional Gas Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 61(9), 84–90. <https://doi.org/10.2118/118536-ms>
- Cipolla, C. L., Warpinski, N. R., Mayerhofer, M. J., Lolon, E. P., & Vincent, M. C. (2013). The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture treatment design. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2010, APOGCE 2010*, 1(November), 44–68.
- Denney, D. (2011). Modelling, history matching, forecasting, and analysis of shale-reservoir performance with artificial intelligence. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 63(9), 60–63. <https://doi.org/10.2118/0911-0060-JPT>
- Du, C. M., Zhan, L., Li, J., Zhang, X., Church, S., Tushingham, K., & Hay, B. (2011). Generalisation of dual-porosity-system representation and reservoir simulation of hydraulic fracturing-stimulated shale gas reservoirs. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 3, 1766–1784. <https://doi.org/10.2118/146534-ms>
- Eltahan, E., Yu, W., Sepehrnoori, K., Kerr, E., Miao, J., & Ambrose, R. (2019). Modelling naturally and hydraulically fractured reservoirs with artificial intelligence and assisted history matching methods using physics-based simulators. *SPE Western Regional Meeting Proceedings*, 2019. <https://doi.org/10.2118/195269-ms>
- Farinas, M., & Fonseca, E. (2013). Hydraulic fracturing simulation case study and post frac analysis in the Haynesville shale. *Society of Petroleum Engineers - SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference 2013, XI*, 359–368. <https://doi.org/10.2118/163847-ms>

- Fernandes, F. B., Campos, W., Barbosa Braga, A. M., Santos Siqueira, C. Y. dos, Otaviano Botelho, M. A., Guimaraes Rezende, F. H., Claudio Soares, A., Antonio Rosolen, M., & de Souza Filho, A. C. (2019). Sensitivity Analysis of the Influence of Fracturing Spacing in the Construction of Complex Fractures Network for Exploration and Production of Shale Gas/Shale Oil. *Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology*, 10(05), 1–11. <https://doi.org/10.35248/2157-7463.19.10.397>
- Fonseca, E. (2014). Emerging technologies and the future of hydraulic fracturing design in unconventional gas and tight oil. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2014, IPTC 2014: Unlocking Energy Through Innovation, Technology and Capability*, 3, 2006–2015. <https://doi.org/10.2523/iptc-17439-ms>
- He, Q., Zhong, Z., Alaboodi, M., & Wang, G. (2019). Artificial intelligence assisted hydraulic fracturing design in shale gas reservoir. *SPE Eastern Regional Meeting, 2019-Octob*. <https://doi.org/10.2118/196608-ms>
- Hu, D., Matzar, L., & Martysevich, V. (2014). Effect of natural fractures on eagle ford shale mechanical properties. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2(October), 968–983. <https://doi.org/10.2118/170651-ms>
- Jamshidnezhad, M. (2020a). *Barnett Shale Case studies*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803070-7.00004-1>
- Jamshidnezhad, M. (2020b). *Barnett Shale Case studies*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803070-7.00004-1>
- Jamshidnezhad, M., Wang, X., Speight, J., Processes, G. P., & Basins, P. (2020). *Barnett Shale Case studies*.
- Johnson, K., Spiezio, M., & Wong, T. (2015). *Shale Gas to Ethylene (G2)*.
- Keenan, J. (2015a). *Stress Prediction, Fracture Detection, adn Multiple Attribute Analysis of Seismic Attributes in a Barnett Shale Gas Reservoir, Fort Worth Basin, Texas*.
- Keenan, J. (2015b). *Stress Prediction, Fracture Detection, adn Multiple Attribute Analysis of Seismic Attributes in a Barnett Shale Gas Reservoir, Fort Worth Basin, Texas*.
- Li, Y., Wei, C., Qin, G., Lu, Y., & Luo, K. (2012). Optimizing hydraulic fracturing design for shale gas production through numerical simulations. *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*, 2, 1254–1262. <https://doi.org/10.2118/157411-ms>

- Lin, R., Ren, L., Zhao, J., Tao, Y., Tan, X., & Zhao, J. (2019). Hydraulic fractures simulation and stimulated reservoir volume estimation for shale gas fracturing. *Society of Petroleum Engineers - SPE Europec Featured at 81st EAGE Conference and Exhibition 2019*. <https://doi.org/10.2118/195547-ms>
- Liu, J., Wang, J., Leung, C., & Gao, F. (2018). A multi-parameter optimization model for the evaluation of shale gas recovery enhancement. *Energies*, 11(3). <https://doi.org/10.3390/en11030654>
- Montgomery, D. C. (2013). *Design and analysis of experiments* (Eighth Edition). John Wiley & Sons, Inc.
- Morozov, A. D., Popkov, D. O., Duplyakov, V. M., Mutalova, R. F., Osipov, A. A., Vainshtein, A. L., Burnaev, E. V., Shel, E. V., & Paderin, G. V. (2020). Data-driven model for hydraulic fracturing design optimization: focus on building digital database and production forecast. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107504>
- Myers, R. H., Montgomery, D. C., & Anderson-Cook, C. M. (2009). *Response Surface Methodology: Process and Product Optimization Using Designed Experiments*, 3rd Edition. John Wiley and Sons.
- Oraon, B., & Chatterjee, A. B. (2015a). *Shale Reservoir Characterization & Well Productivity Analysis - Case Studies US Shale Plays (Eagle Ford and Niobrara)*. 1–20.
- Oraon, B., & Chatterjee, A. B. (2015b). *Shale Reservoir Characterization & Well Productivity Analysis - Case Studies US Shale Plays (Eagle Ford and Niobrara)*. 1–20.
- Ortiz-Espinoza, A. P., El-Halwagi, M. M., & Jiménez-Gutiérrez, A. (2015). Analysis of two Alternatives to Produce Ethylene from Shale Gas. *Computer Aided Chemical Engineering*, 37(August 2016), 485–490. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63578-5.50076-1>
- Ramay, M. H., & Awotunde, A. A. (2016). Stochastic Optimization of Hydraulic Fracture and Horizontal Well Parameters in Shale Gas Reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.10.002>
- Susanto, R., Abdassah, D., & Irawan, D. (2017). *Sensitivity Analysis of Hydraulic Fracturing Scenario in Shale Gas Simulation Model : Fracture Spacing and Fracture Half-Length*. October.
- Temizel, C., Canbaz, C. H., Saracoglu, O., Putra, D., Baser, A., Erfando, T., Krishna, S., & Saputelli, L. (2020). *Production Forecasting in Shale*

- Reservoirs Using LSTM Method in Deep Learning.*
<https://doi.org/10.15530/urtec-2020-2878>
- Wang, X., Winterfeld, P., Ma, X., Ye, D., Miao, J., Wang, Y., Wang, C., & Wu, Y. S. (2014). Simulation of coupled hydraulic fracturing propagation and gas well performance in shale gas reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE USA Unconventional Resources Conference 2014*, 1, 64–74. <https://doi.org/10.2118/168967-ms>
- Wang, Y., & Vecchio, K. S. (2016). Materials Science & Engineering A Microstructure evolution in Fe-based-aluminide metallic – intermetallic laminate (MIL) composites. *Materials Science & Engineering A*, 649, 325–337. <https://doi.org/10.1016/j.msea.2015.10.019>
- Warpinski, N. R., & Teufel, L. W. (1987). Influence of Geologic Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation (includes associated papers 17011 and 17074). *Journal of Petroleum Technology*, 39(02), 209–220. <https://doi.org/10.2118/13224-pa>
- Yu, W., Luo, Z., Javadpour, F., Varavei, A., & Sepehrnoori, K. (2014). Sensitivity analysis of hydraulic fracture geometry in shale gas reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 113, 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.12.005>
- Yu, W., & Sepehrnoori, K. (2013). Optimization of multiple hydraulically fractured horizontal wells in unconventional gas reservoirs. *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*, 2013, 476–491. <https://doi.org/10.2118/164509-ms>
- Yu, W., & Sepehrnoori, K. (2014). An efficient reservoir-simulation approach to design and optimize unconventional gas production. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 53(2), 109–121. <https://doi.org/10.2118/165343-PA>
- Zhang, X., & Du, C. M. (2011). Sensitivity analysis of hydraulically fractured shale gas reservoirs. *AAPG Memoir*, 96, 281–287. <https://doi.org/10.1306/13301420M963488>