

**EVALUASI DAN SIMULASI FRACTURE STAGE DAN
SPACING MENGGUNAKAN SOFTWARE CMG (SIMULATOR
GEM) DI SUMUR GAS HORIZONTAL PADA
UNCONVENTIONAL RESERVOIR**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Penyusunan Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

NUR AISYAH

NPM 163210538



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

2021

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada allah Subhanahu wa ta'ala karena atas rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan proposal penelitian ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu dan pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan Terimakasih Kepada

1. Ibu Novrianti, S.T., M.T selaku Dosen Pembimbing Tugas Akhir saya, yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan arahan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Bapak Idham Khalid, S.T., M.T Selaku penasehat akademik saya, dan seluruh dosen-dosen Teknik Perminyakan yang telah banyak membantu terkait perkuliahan dan ilmu pengetahuan.
3. Ibu H. Fitrianti, S.T., M.T selaku dosen Teknik Perminyakan yang telah banyak memberikan nasehat kepada saya dan juga ikut andil dalam penyelesaian tugas akhir ini.
4. Kedua Orang tua saya, Ayah Abdul Rasyid dan Ibu Hajirah, Abang saya Sultan dan istrinya Suryana yang telah sudi memberikan biaya pendidikan kepada saya, memberikan motivasi, dan juga dukungan berupa doa, moril, materi maupun finansial hingga saat ini.
5. Kakak Nielda fitri Hidayani, S.E, abang Ridho firnandes dan sahabat-sahabat terbaik saya, Nur samilasari, Idah Sari Mulyani, Desi Purnama sari yang telah memberikan semangat serta sarana bertukar pikiran sehingga penelitian ini berjalan dengan lancar.
6. Abang Rofik Aldan, S.T. dan abang Aznil, S.T. dan Seluruh teman-teman Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang telah memberikan saya semangat dari pertama kuliah sampai saat ini.

Teriring doa, semoga Allah melindungi dan membalas kebaikan semua pihak yang sudah membantu saya. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi kita dan menjadi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 02 November 2021



Nur aisyah

**Evaluasi Dan Simulasi *Fracture Stage* Dan
Spacing Menggunakan Software Cmg (Simulator Gem) Di Sumur Gas
Horizontal Pada *Unconventional Reservoir***

Nur aisyah

163210538

ABSTRAK

Salah satu teknik *hydraulic fracturing* seperti *multi-stage hydraulic fracturing* pada sumur horizontal telah terbukti mampu meningkatkan produksi sumur secara lebih efisien. Metode *multi-stage hydraulic fracturing* dapat memberikan stimulasi reservoir yang signifikan akantetapi, *fracture conductivity* yang diperoleh tidak optimal sehingga berdampak pada perolehan *recovery factor* yang kurang maksimal. Hal ini disebabkan oleh banyaknya parameter yang perlu diperhatikan, seperti jumlah *fracture stage*, *fracture spacing*, panjang sumur horizontal, *fracture geometry* dan konduktivitasnya, konsentrasi fluida injeksi dan propan serta *history* dari injeksi propan.

Penelitian ini terfokus pada pembahasan mengenai pengaruh dari parameter *fracture spacing* dan *fracture stage* terhadap produksi kumulatif gas yang disimulasikan dengan menggunakan bantuan *software CMG*. Sumur N merupakan sumur yang sebelumnya sudah diterapkan metode *multi-stage hydraulic fracturing* oleh peneliti sebelumnya, namun pada penelitian tersebut sensitivitas parameter *fracture spacing* dan *fracture stage* tidak dilakukan. Sehingga karena kedua parameter tersebut merupakan parameter yang sangat perlu diperhatikan, evaluasi ini dilakukan untuk mendapatkan hasil kumulatif produksi yang lebih maksimal.

Dengan merubah nilai kedua parameter tersebut didapatkan bahwa jumlah *fracture stages* yang lebih banyak dan *fracture spacing* yang lebih kecil mampu meningkatkan produksi kumulatif gas. Pada kasus ini dari jumlah *stages* sebanyak 12, 14, 16, dan 20 *stages*, kemudian *fracture spacing* sejauh 250ft, 300ft, dan 350ft, *fracture stage* dengan jumlah 20 *stages* dan *fracture spacing* sejauh 250ft menghasilkan kumulatif produksi yang lebih maksimal dibandingkan dengan nilai lainnya. Sehingga hal tersebut dapat digunakan untuk mengevaluasi jumlah *fracture stage* dan *fracture spacing* yang sudah ada sebelumnya.

Kata Kunci: *Unconventional Reservoir, Shale Gas, Hydraulic fracturing, Multistage Hydraulic fracturing*

Evaluation and Simulation of Fracture Stage and Spacing Using Cmg (Gem Simulator) Software in Horizontal Gas Wells in Unconventional Reservoirs

Nur Aisyah

163210538

ABSTRACT

One of the hydraulic fracturing techniques such as multi-stage hydraulic fracturing in horizontal well has been proven to be able to increase well production more efficiently. The multi-stage hydraulic fracturing method can provide significant reservoir stimulation, however, the fracture conductivity obtained is not optimal so that the impact on the recovery factor is less than optimal. This is due to the many parameters that need to be considered, such as the number of fracture stages, fracture spacing, length of horizontal well, fracture geometry and conductivity, injection fluid and propane concentrations and the history of propane injection.

This study focuses on discussing the effect of fracture spacing and fracture stage parameters on the cumulative gas production which is simulated using CMG software. The N well is a well that has previously been applied to the multi-stage hydraulic fracturing method by previous researchers, but in this study the sensitivity of the fracture spacing and fracture stage parameters was not carried out. Because these two parameters are parameters that really need to be considered, an evaluation is carried out to get a more optimal cumulative production result.

By changing the values of these two parameters, it is found that a higher number of fracture stages and a smaller fracture spacing can increase the cumulative gas production. In this case, from the number of stages as many as 12, 14, 16, and 20 stages, then the fracture spacing as far as 250ft, 300ft, and 350ft, the fracture stage with the number of 20 stages and the fracture spacing as far as 250ft resulted in a more optimal cumulative production compared to other values. So it can be used to evaluate the number of pre-existing fracture stages and fracture spacings.

Keywords: Unconventional Reservoir, Shale Gas, Hydraulic fracturing, Multistage Hydraulic fracturing

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL

TUGAS AKHIR i

HALAMAN PENGESAHAN ii

DAFTAR ISI vii

DAFTAR GAMBAR ix

DAFTAR TABEL x

BAB I PENDAHULUAN 1

 LATAR BELAKANG 1

 TUJUAN PENELITIAN 2

 MANFAAT PENELITIAN 2

 BATASAN MASALAH 3

BAB II TINJAUAN PUSTAKA 4

 2.1. . STATE OF THE ART 4

 UNCONVENTIONAL RESERVOIR 6

 HYDRAULIC FRACTURING 7

 MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING 8

BAB III METODOLOGI PENELITIAN 10

 METODE PENELITIAN 10

 Jenis Dan Tempat Penelitian 10

 Flowchart Penelitian 11

 DATA MASUKAN 12

 Data Fluida Reservoir 12

 3.2.2. Rock Properties 14

 MODEL SIMULASI 14

 Inisialisasi 15

 Sensitivitas Parameter 15

 RENCANA KEGIATAN PENELITIAN 16

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN 17

PENGARUH PERUBAHAN FRACTURE STAGE 18

PENGARUH PERUBAHAN <i>FRACTURE SPACING</i>	19
ANALISIS HASIL PERUBAHAN SENSITIVITAS PARAMETER UNTUK EVALUASI JUMLAH STAGE DAN <i>FRACTURE SPACING</i>	20
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	22
5.1 KESIMPULAN	22
5.2.1 SARAN	22
DAFTAR PUSTAKA	23



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 <i>The resource triangle far petroleum reservoirs</i> (Abdelfattah, Abdelalim, & Yassin, 2015)	7
Gambar 2. 2 Gambaran <i>multistage hydraulic fracturing</i> (Alkouh et al., 2012).....	9
Gambar 2. 3 <i>Fracture width</i> pada simulasi dan <i>actual</i> (Alkouh et al., 2012).....	9
Gambar 3. 1 Alur Penelitian (<i>Flowchart</i>)	11
Gambar 3. 2 Model simulasi <i>hydraulic fracturing 14 stage</i>	16
Gambar 4. 1 Model <i>Multistage Hydraulic Fracturing</i>	18
Gambar 4. 2 Produksi Gas Kumulatif	19
Gambar 4. 3 Perbedaan kumulatif produksi dengan <i>fracture stage</i> yang berbeda	20
Gambar 4. 4 Pengaruh perubahan <i>fracture spacing</i> terhadap produksi kumulatif	21
Gambar 4. 5 Pengaruh perubahan seluruh sensitivitas parameter terhadap produksi kumulatif gas sumur N	22

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Parameter desain <i>hydraulic fracturing</i> lapangan Eagle Ford.....	8
Tabel 3. 1EOS Parameters for Compositional Models Synthetic Eagle Ford Oil	13
Tabel 3. 2 EOR Parameters for Compositional Models Synthetic Eagle Ford Gas-Condensates.....	14
Tabel 3. 3 Rock Properties	15
Tabel 3. 4 Model Permeabilitas Relatif (<i>Matrix</i> dan <i>Fracture</i>).....	15
Tabel 3. 5 Tabel inisialisasi	16
Tabel 3. 6 Data Sensitivitas	17
Tabel 3. 7Jadwal Kegiatan	17



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Penurunan laju produksi migas pada konvensional reservoir disebabkan oleh berkurangnya cadangan migas, menurut Abdurrahman, Permadi, Hidayat, & Pangaribuan, (2018). Terdapat beberapa faktor penurunan laju produksi minyakbumi yaitu tekanan reservoir yang menurun, lapangan yang sudah menua sehingga menghasilkan *water cut* yang tinggi sementara penemuan cadangan baru yang relative sedikit karena aktivitas eksplorasi yang berjalan lambat. Akan tetapi tingkat kebutuhan migas semakin meningkat hal ini memicu perusahaan migas mencari alternatif untuk mencukupi pasokan migas. Salah satu alternative untuk memenuhi kebutuhan tersebut dengan melakukan eksploitasi cadangan *unconventional reservoir* yang diketahui memiliki cadangan migas yang ekonomis untuk dikembangkan (F. Belyadi, 2014., Gunawan et al., 2018&H. Belyadi et al., 2019).

Unconventional reservoir menurut Cander, (2012) dapat didefinisikan sebagai *reservoir* yang memiliki nilai viskositas dan permeabilitas yang rendah. Nilai viskositas *unconventional reservoir* < 0.25 cp sedangkan permekilitasnya < 0.1 mD. Apabila dilihat dari kedalamannya *unconventional reservoir* terletak lebih dalam dan berada pada lapisan *shale* (Abdelfattah, Abdelalim, & Yassin, 2015).

Berdasarkan pada nilai permeabilitas yang sangat kecil dan letak kedalaman reservoir. Maka hal ini menjadi tantangan dalam eksploitasi *unconventional reservoir* (Zhiltsov & Zonn, 2016). Oleh sebab itu dibutuhkan stimulasi *hydraulic fracturing* untuk meningkatkan permeabilitas batuan reservoir dengan harapan dapat meningkatkan *recovery factor* (Rita, 2012., & Tang et al., 2016.). Menurut Warren et al., (2017) sumur horizontal lebih efektif diterapkan untuk pengembangan *unconventional reservoir* karena memiliki jangkaun area reservoir yang lebih luas dan *drainage area* yang lebih baik jika dibandingkan dengan sumur vertikal.

Adapun metode *hydraulic fracturing* yang di gunakan adalah *multi-stage hydraulic fracturing*, dengan metode ini dapat memberikan stimulasi reservoir yang signifikan akantetapi, *fracture conductivity* yang diperoleh tidak optimal sehingga berdampak pada perolehan *recovery factor* yang kurang maksimal. Hal ini disebabkan oleh banyaknya parameter yang perlu diperhatikan, seperti jumlah *fracture stage*, *fracture spacing*, panjang sumur horizontal, *fracture geometry* dan konduktivitasnya, konsentrasi fluida injeksi dan propan serta *history* dari injeksi propan (Yang et al., 2017).

Sebelumnya Orangi et al., (2011), pernah melakukan penelitian mengenai metod *emulti-stage hydraulic fracturing* dengan objektif mengamati mekanisme aliran dan karakterisasi reservoirnya tanpa memperhatikan parameter-parameter yang disebutkan oleh Yang et al., (2017). Oleh karena itu penelitian ini akan melakukan evaluasi untuk mendapatkan hasil kumulatif produksi gas yang lebih maksimal. Pada penelitian ini akan berfokus pada pengaruh *fracture spacing* dan *fracture stage* terhadap kumulatif produksi gas yang akan disimulasikan dengan menggunakan bantuan *software CMG*.

TUJUAN PENELITIAN

1. Evaluasi jumlah *fracture stage* dengan analisis hasil simulas iperubahan *fracture stage* terhadap produksi gas sumur “N”
2. Evaluasi jarak *fracture spacing* dengan analisis hasil simulasi perubahan *fracture spacing* terhadap produksi gas sumur “N”

MANFAAT PENELITIAN

Dasar manfaat dari penelitian ini berdasarkan pada tujuan yang dikemukakan dapat memberikan manfaat sebagai berikut;

1. Mendapatkan informasi mengenai pengaruh perubahan parameter desain pada penerapan *multi-stage hydraulic fracturing*.
2. Dapat dijadikan publikasi ilmiah yang berskala nasional maupun internasional.
3. Dapat dijadikan sebagai referensi dalam *project pengembangan lapangan unconventional reservoir*.

BATASAN MASALAH

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka didalam penelitian ini hanya terpusat pada;

1. Tidak membahas metode perforasi yang digunakan.
2. Sensitivitas parameter berupa jumlah *fracture-stage* dan *fracture spacing*.
3. Tidak mempertimbangkan sisi ke ekonomian.
4. Tidak membahas parameter *geomechanics*.



BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Islam merupakan agama yang sarat dengan ajaran yang tidak pernah lepas dari ilmu pengetahuan. Sumber ilmu pengetahuan berasal dari Al Qur'an kemudian ditafsirkan kedalam bentuk kehidupan, peristiwa atau fenomena alam dan diakumulasikan kedalam konsep dasar pengetahuan yang berlandaskan pada wahyu. Islam sebagai agama yang bersifat *syamilwamutakammil* dimana ajaran-ajaran-Nya mencakup seluruh aspek kehidupan manusia, yang bertujuan untuk mendorong manusia pada kehidupan yang lebih baik, akan tetapi kita tidak hanya diperintahkan oleh Allah untuk menuntut ilmu, kita juga diperintahkan untuk mencatat apa yang sudah dipelajari dan dikerjakan. Sebagaimana firman Allah SWT dalam surat Al-Jasiyah ayat 29 yang artinya;

“(Allah berfirman), “Inilah Kitab (catatan) Kami yang menuturkan kepadamu dengan sebenar-benarnya. Sesungguhnya Kami telah menyuruh mencatat apa yang telah kamu kerjakan” (QS Al-Jasiyah Ayat 29).

Berdasarkan ayat diatas merupakan bentuk kewajiban seorang muslim untuk mencatat apa yang mereka kerjakan. Perintah Allah SWT kepada umatnya yang dituangkan dalam Al-qur'an merupakan bentuk kasih saying kepada umatnya, perintah ini juga mencerminkan sifat Allah yang maha mengetahui. Sebab dia mengetahui kekurangan umatnya yaitu memiliki sifat pelupa. Maka berdasarkan sifat itulah Allah memerintahkan kita untuk membaca, memahami dan mencatat apa yang sudah kita kerjakan. Sehingga penegemabangan ilmu pengetahuan dapat terinteraksi, tersusun dan terarah dalam pengembangannya sesuai dengan apa yang sudah kita peroleh dan dituangkan dalam bentuk tulisan.

2.1. STATE OF THE ART

Sumur horizontal pada penelitian ini diberi nama sumur ‘N’ dimana sumur ini terletak pada reservoir *shale gas*. Penelitian ini merupakan kelanjutan dari penelitian yang dilakukan oleh Orangi et al., (2011), mereka mensimulasikan teknik *multistage hydraulic fracturing* ini dengan 14 *stage* dengan nilai *spacing* 300ft. Objektif dari penelitian tersebut mengamati mekanisme aliran dan karakterisasi reservoir. Maka oleh sebab itu, pada penelitian ini akan fokus pada

pengaruh *fracture spacing* dan *fracture stage* terhadap produksi gas yang akan disimulasikan dengan menggunakan bantuan *software CMG*

Roussel & Sharma(2011). Mengemukakan bahwa jarak antara *fracture stage* dan *fracture spacing* memiliki pengaruh yang besar terhadap performa produksi sumur. Sehingga, sangat penting dilakukan optimasi ke-2 parameter ini dengan harapan rekahan tersebut dapat meningkatkan *drainage area* yang lebihluas dan memaksimalkan produksi, (Cipolla et al., 2009). Jarak dan jumlah rekahan juga sangat mempengaruhi hasil lebar rekahan dan geometri pada kondisi aktualnya, (Cheng, 2009). Jarak rekahan yang disarankan oleh Roussel & Sharma, (2011)berkisarantara 230 ft – 600 ft.

Pada penelitian yang dilakukan oleh Orangi et al., (2011) yang bertujuan untuk mengetahui mekanisme aliran dan dampak performa produksi jangka panjang pada *unconventional reservoir*, dengan metode *multi-stage hydraulic fracturing* dan 14 *stage* pada sumur horizontal. Adapun hasil yang diperoleh memperlihatkan komulatif produksi minyak sangat sensitive terhadap GOR, penurunan produktivitas sumur disebabkan adanya pemanatan kompaksi batuan sehingga memperkecil permeabilitas rekahan, *drainage area* tergantung dari luas area rekahan dan performa produksi sangat sensitive terhadap *fracture permeability* dan *matrix permeability*.

MenurutRoussel & Sharma (2011) pada penelitiannya yang dilakukan di Barnett Shale, bertujuan menganalisis *sequential fracturing of horizontal wells* pada *unconventional gas reservoir*. Metode yang digunakan berupa 3D *numerical simulation*. Hasil yang diperoleh dari penelitiannya yaitu adanya pengaruh *fracture spacing* terhadap *propped fractures*. *Fracture spacing* tergantung dari *Young's Modulus*, *Poison ratio*, ketebalan *reservoir*, *fracture half-high*, *fracture half-length* dan *fracture width*.

Pada penelitian Gao & Li, (2016) yang dilakukan pada *tight gas sandstones*, mereka mengemukakan bahwa *reservoir characterization (pore structure and permeability)* merupakan parameter yang sangat penting dalam meningkatkan *recovery factor*. Adapun tujuan dari penelitiannya untuk mengetahui perubahan karakteristik bataun reservoir serta metode *enhanced tight gas recovery* dengan injeksi CO₂. Berdasarkan hasil pengamatan yang diperoleh

untuk meningkatkan *recovery factor* teknologi *multiple hydraulic fracturing* dengan *horizontal well* dapat meningkatkan performa produksi. Penerapan teknologi ini dikarenakan pada *tight gas sandstones* memiliki nilai permeabilitas yang sangat kecil $<0,1\text{mD}$. Akan tetapi *recovery factor* yang diperoleh dengan metode *multiple hydraulic fracturing* menimbulkan terjadi *water blocking* sehingga menghambat aliran gas menuju sumur produksi. Alternatif dari permasalahan ini mereka mengusulkan metode *waterless hydraulic fracturing* dengan menginjeksikan CO₂.

Berdasarkan beberapa kutipan diatas, dapat diambil kesimpulan sementara bahwa jarak rekahan yang lebih kecil diduga lebih berperan maksimal dalam memproduksikan gas pada *unconventional reservoir*. Karena pada sumur N pada penelitian ini yang mengacu pada penelitian sebelumnya menggunakan jarak 300ft, penulis perlu melakukan penelitian kembali apakah dengan jarak yang lebih kecil produksi akan lebih maksimal sekaligus pembuktian mengenai pengaruh dari perubahan jarak antar rekahan tersebut jika diberi jarak yang lebih besar apakah kurang optimal produksinya.

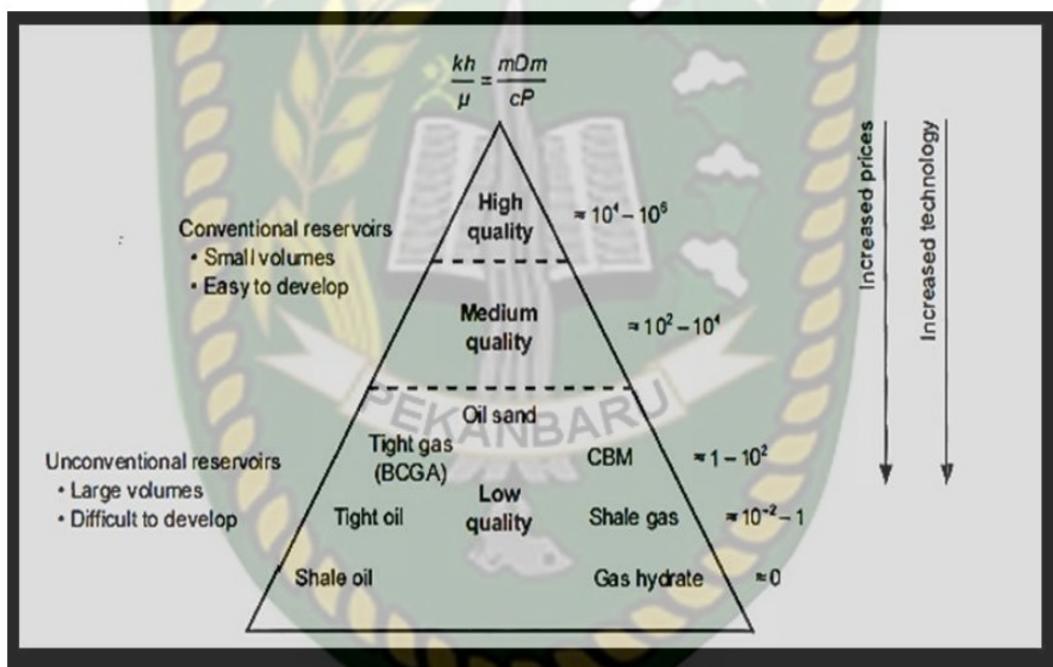
UNCONVENTIONAL RESERVOIR

Sumberdaya *unconventional reservoirs* semakin mendapat perhatian industry untuk memenuhi permintaan energi yang terus meningkat di seluruh dunia karena sumberdaya konvensional semakin menipis, (Ghanizadeh et al., 2015). Adapun jenis sumberdaya *unconventional reservoir* terdiri dari; *shale gas*, *tight gas sands*, *tight oil*, *heavy oil* dan *coalbed methane* yang mana cadangannya masih sangat besar. (Schmitt et al., 2015&Caineng et al., 2013).

Reservoir *shale gas* memiliki porositas $<10\%$ dan permeabilitas $<0,1\text{mD}$ disebut sebagai batuan *tight* (Gao & Li, 2016). Beberapa tahun ini aktivitas eksplorasi dan produksi sumberdaya *unconventional reservoir* terus meningkat walaupun porositas dan permeabilitas *unconventional reservoir* karena cadangannya yang besar dan distribusi yang luas (Zou et al., 2012). Reservoir *shale gas* terletak pada batuan induk (*shale*). Berdasarkan *petroleum system* pembentukan hidrokarbon pada *unconventional reservoir*. Gas dihasilkan berasal dari batuan organik dan batuan anorganik, seperti kuarsa, kalsit dan dolomit. Kemudian dengan adanya tekanan dan temperature terbentuklah *free gas*. Pada

dasarnya hidrokarbon yang terbentuk pada batuan induk akan bermigasasi menuju reservoir, akan tetapi batuan *shale* memiliki permeabilitas yang rendah menyebabkan hidrokarbon tidak dapat bermigrasi dan terperangkap di lapisan *shale*. Dari hasil evaluasi *petroleum system*, diketahui volume hidrokarbon yang ada didalamnya memiliki jumlah sangat besar (Glorioso & Rattia, 2012).

Adapun perbedaan *unconventional* dan *conventional reservoir* menurut Abdelfattah, Abdelalim, & Yassin, (2015) berdasarkan klasifikasi batuan *unconventional reservoir* terdapat pada batuan *shale* sedangkan etaknya berada dibawah *conventional reservoir*. Apabila dilihat dari jumlah volume *unconventional reservoir* memiliki jumlah volume yang lebih besar disbanding *conventional reservoir*.



Gambar 2.1 The resource triangle for petroleum reservoirs (Abdelfattah, Abdelalim, & Yassin, 2015)

HYDRAULIC FRACTURING

Secara umum *hydraulic fracturing* berfungsi untuk meningkatkan permeabilitas batuan sehingga dapat meningkatkan *productivity index* sumur produksi (Ma, 2013). *Productivity index* merupakan parameter yang dapat menentukan volume minyak atau gas yang dapat diproduksikan pada perbedaan tekanan tertentu antara reservoir dan sumur produksi (Herawati & Novrianti, 2015). Secara objektif tujuan dari *hydraulic fracturing* untuk meningkatkan laju

air produksi dengan cara menaikkan permeabilitas sesuai dengan persamaan *Darcy*, laju alir akan berbanding lurus dengan permeabilitas batuan *reservoir*. Adapun tujuan dilakukan *hydraulic fracturing* menurut (Salman, 2015). Yaitu sebagai berikut;

1. Meningkatkan laju alir minyak atau gas pada *low permeability reservoirs*
2. Meningkatkan laju alir minyak dan gas pada sumur yang mengalami *damaged*
3. Membuat koneksi pada *natural fractures formation* dengan sumur produksi
4. Meminimalisir *pressure drop* pada area disekitar sumur
5. Meningkatkan luas area pengurasan sumur dengan memanfaatkan koneksi rekahan yang terhubung dengan sumur
6. Memberikan koneksi secara *vertical* yang baik antara formasi *reservoir* dan sumur produksi

MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING

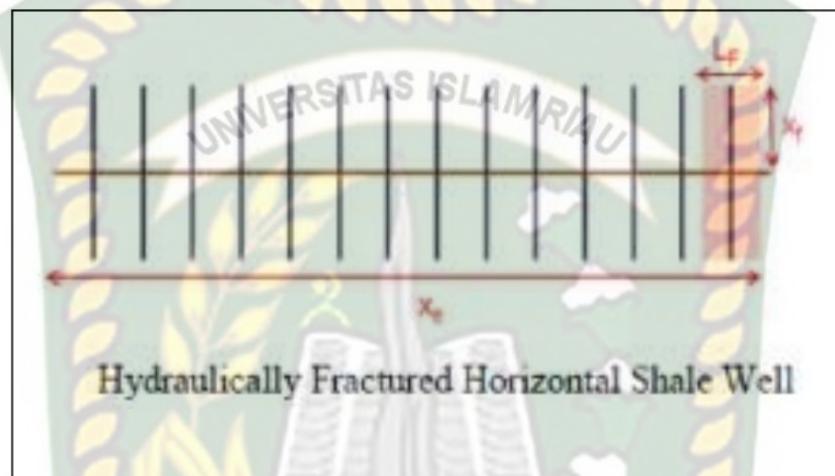
Design hydraulic fracturing yang dilakukan oleh (Ambrose et al., 2012) pada lapangan *Eagle Ford* yang stimulasi ini dilakukan karena lapangan tersebut mempunyai permeabilitas matrik yang sangat kecil ($10E-6$ mD) setelah dilakukan *hydraulic fracturing* diperoleh permeabilitas sebesar 0.08 md. Secara detail parameter desain pekerjaan *hydraulic fracturing* pada lapangan *Eagle Ford* dapat dilihat pada table 2.1.

Tabel 2. 1 Parameter desain *hydraulic fracturing* lapangan *Eagle Ford*

Parameter	Nilai
Porositas Matrix, fraksi	0.06
Ketebalan Reservoir, ft	70
Permeabilitas Matrix, md	0.08
<i>Hydraulic fracturing Spacing</i> , ft	402
<i>Fracture Half-length</i> , ft	172
<i>Flowing BHP</i> , Psi	2000
<i>Initial Pressure</i> , Psi	8000

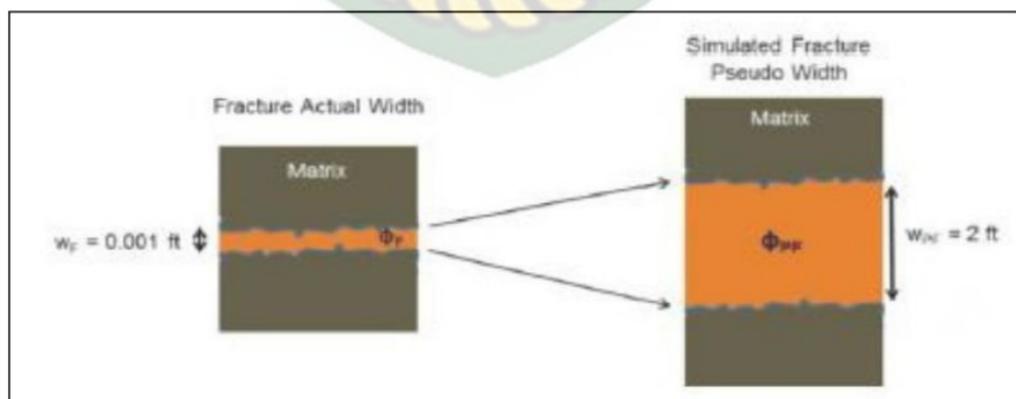
Sumber: (Ambrose et al., 2012)

Berdasarkan parameter yang digunakan pada table 2.1 dengan sumur horizontal maka diperoleh bentuk model rekahan seperti pada gambar 2.2. Dengan *natural fracture* sebesar 0.001 md-ft. Pada metode *multi-stage hydraulic fracturing* terdapatbanyak rekahan atau *stage* seperti yang terlihat pada gambar 2.3 dan setiap rekahan tersebut memiliki jarak tertentu. Menurut Roussel & Sharma (2011), jarak minimum dan maksimum antara rekahan yang satu dengan yang lainnya pada sumur horizontal adalah 230ft dan 600ft.



Gambar 2. 2 Gambaran *multistage hydraulic fracturing* (Alkouh et al., 2012)

Pada gambar 2.3 yang memperlihatkan hasil perbandingan lebar rekahan antara aktual dan simulasi menunjukkan perbedaan yang signifikan karena lebar rekahan actual tidak sebesar rekahan pada simulasi. Lebar rekahan actual hanya sebesar 0.001 ft sedangkan lebar rekahan simulasi sebesar 2 ft. Geometri dan lebar rekahan sangat dipengaruhi oleh jarak dan jumlah rekahan karena interaksi mekanis.



Gambar 2. 3 *Fracture width* pada simulasi dan *actual* (Alkouh et al., 2012).

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

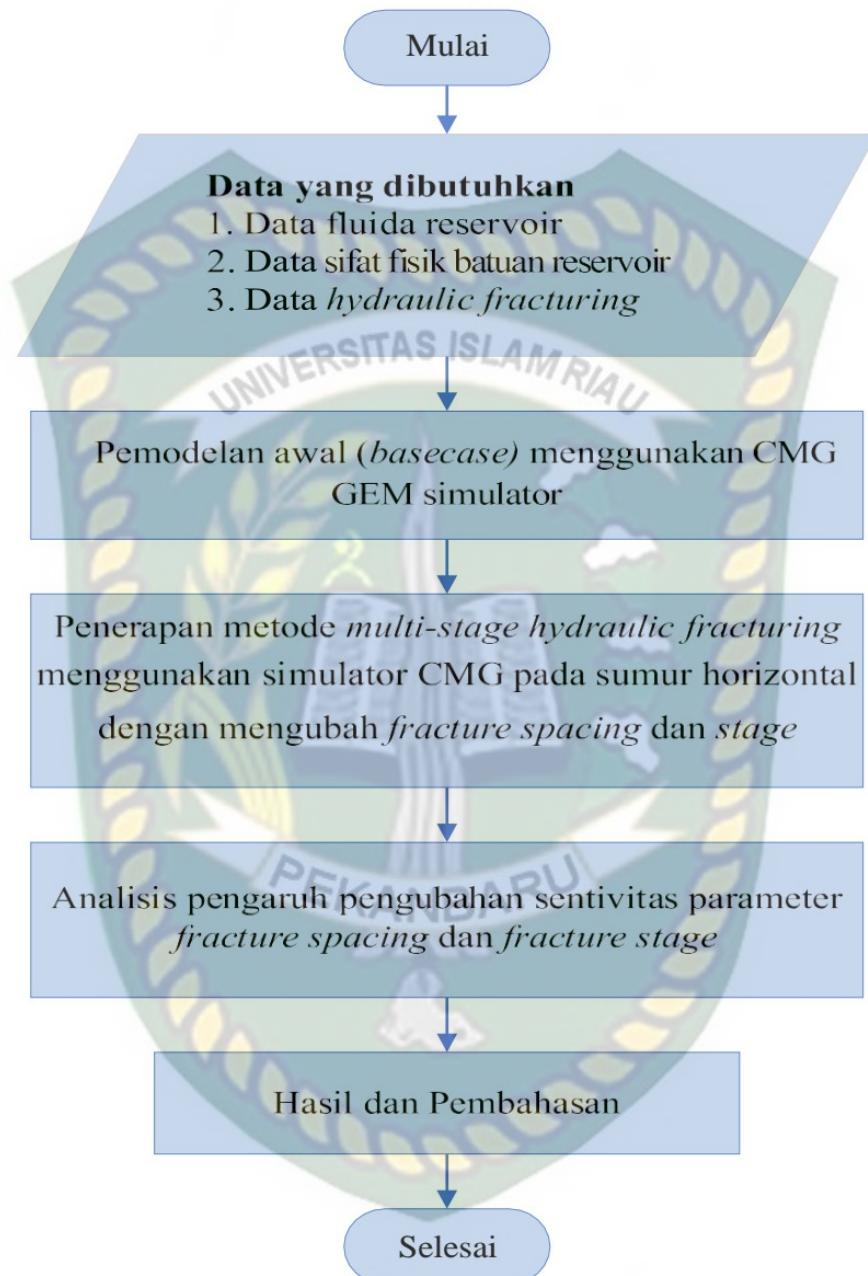
METODE PENELITIAN

Jenis Dan Tempat Penelitian

Jenis penelitian ini bersifat *simulation research* yang dilakukan di *Laboratorium Simulasi Reservoir*, Prodi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Data yang digunakan berupa data sekunder yang diperoleh dari *thesis*, *report*, jurnal dan sumber lain yang memiliki kredibilitas tinggi. Perkiraan data yang akan digunakan dalam penelitian ini berupa data sumur, data *hydraulic fracturing* dan data reservoir.

Untuk mendapatkan hasil yang maksimal maka peneliti menggunakan *software CMG* (simulator GEM) yang mana, *software* ini dapat membantu peneliti dalam menganalisis hasil *hydraulic fracturing* yang lebih detail. Metode penelitian yang digunakan dalam penelitian ini merupakan evaluasi dan simulasi.

Flowchart Penelitian



Gambar 3. 1 Alur Penelitian (*Flowchart*)

DATA MASUKAN

Sumur N merupakan sumur horizontal yang terletak disuatu lapangan di daerah Amerika Serikat. Reservoir pada lapangan ini berada pada kedalaman 7000ft dan sumur berada pada kedalaman 7150ft dengan panjang lateral 5000ft. Sumur terletak pada lapisan *shale* dengan ketebalan 290ft.

Data Fluida Reservoir

Fluida reservoir pada lapangan ini terdiri dari beberapa komponen C1 – C20+ seperti yang ada pada table dibawah ini;



Tabel 3. 1 EOR Parameters for Compositional Models Synthetic Eagle Ford gas

Comp.	Mole. Wt.	Specific Gravity	Acentric Factor	Shift Param	Tc deg. R	Pc psia	Vc cft/lbM	Composition (mole Fraction)	Zcrit	Omega A	Omega B	
C1	16,04	0,35	0,013	-0,154	343,26	673,08	1,56580	0,63739	0,28610	0,45724	0,07780	
N2	28,01	0,808	0,04	-0,166	227,16	492,32	1,42560	0,00149	0,28790	0,45724	0,07780	
C2	30,07	0,48	0,0986	-0,1002	549,774	708,35	2,35560	0,08072	0,28280	0,45724	0,07780	
C3	44,1	0,5077	0,1524	-0,085	665,82	617,38	3,22940	0,04533	0,27900	0,45724	0,07780	
CO2	44,01	0,8159	0,225	-0,062	547,56	1071,3	1,51260	0,02599	0,27580	0,45724	0,07780	
IC4	58,12	0,5631	0,1848	-0,0794	734,58	529,06	4,21270	0,01021	0,28270	0,45724	0,07780	
NC4	58,12	0,5844	0,201	-0,0641	765,36	550,66	4,10720	0,01793	0,27540	0,45724	0,07780	
IC5	72,15	0,6248	0,2223	-0,0435	828,72	483,5	4,90150	0,00834	0,26650	0,45724	0,07780	
NC5	72,15	0,6312	0,2539	-0,0418	845,64	489,52	5,02320	0,00816	0,27100	0,45724	0,07780	
NC6	86,18	0,6641	0,3007	-0,0148	914,22	439,7	5,97820	0,01424	0,26790	0,45724	0,07780	
C7+	112	0,7527	0,3673	0,0148	1051,39	408,59	7,26100	0,09098	0,27590	0,45724	0,07780	
C11+	175	0,8201	0,5491	0,101	1245,9	296,89	11,20830	0,05429	0,26700	0,45724	0,07780	
C15+	210	0,8424	0,6435	0,134	1327,59	259,01	13,43500	0,00332	0,26200	0,45724	0,07780	
C20+	250	0,8612	0,7527	0,1644	1405,81	226,28	16,04880	0,00161	0,25390	0,45724	0,07780	

3.2.2. Rock Properties

Jenis batuan reservoir pada lapangan yang digunakan dalam penelitian ini merupakan batuan *shale*. Dengan tekanan reservoir sebesar 8000psi dan ketebalan reservoir 290ft.

Tabel 3. 2 Rock Properties

Component	Value
Permeability (mD)	0.0005
Porosity (%)	9
Ketebalan (ft)	290
Kedalaman (ft)	7000-7290

Sumber : Orangi et al., (2011)

Tabel 3. 3 Model Permeabilitas Relatif (*Matrix* dan *Fracture*)

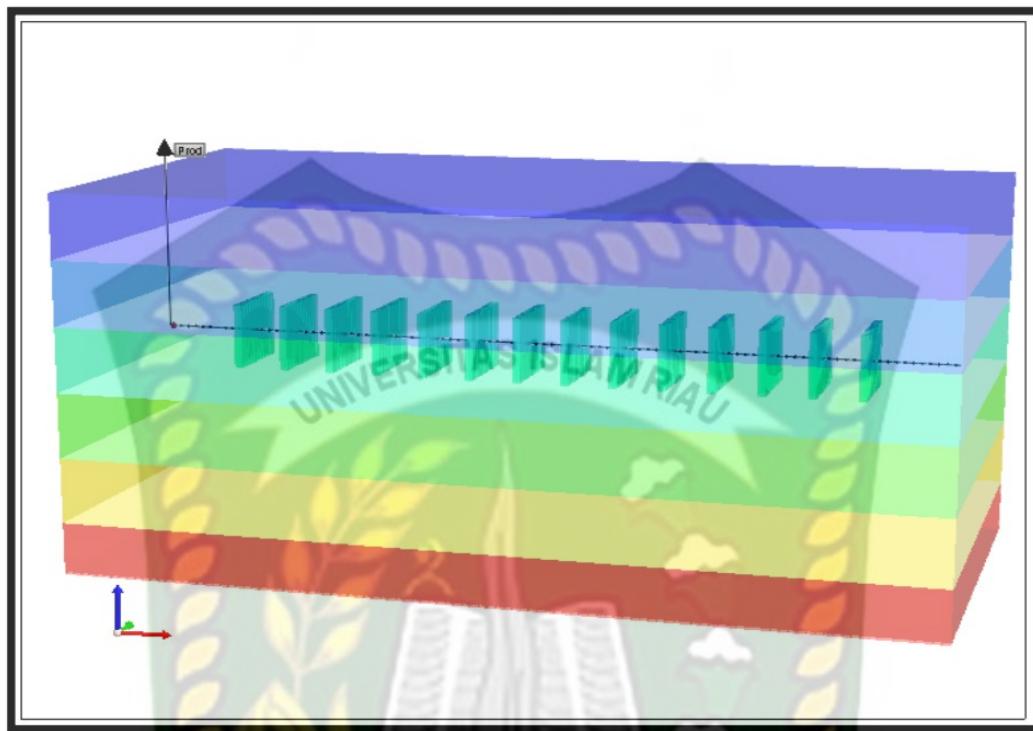
Fracture					
Drainage			Imbibitions		
Parameter	Value	Range	Parameter	Value	Range
S_{wi}	5%	0.0-10.0%	S_{wi}	5%	0.0-10.0%
S_{org}	5%	0.0-10.0%	S_{gt}	5%	0.0-10.0
S_{gc}	0%	5.00%	S_{cc}	2%	2.0-6.0%
K_{rg} at S_{org}	0.95	0.7-1.0	K_{rc} at S_{gt}	0.6	0.4-0.8
Matrix					
Drainage			Imbibitions		
Parameter	Value	Uncertainty			
S_{wi}	40%	20-50%	S_{wi}	40%	0.0-10.0%
S_{org}	25%	20-35%	S_{gt}	35%	0.0-10.0%
S_{gc}	5%	2-10%	S_{cc}	10%	5-15%
K_{rg} at S_{org}	0.6	0.3-0.7	K_{rc} at S_{gt}	0.4	0.7-1.0

Sumber : Orangi et al., (2011)

MODEL SIMULASI

Model reservoir pada lapangan ini terdiri dari 106 *grid* arah sumbu I, 53 *grid* arah sumbu J, dan 6 *grid* arah sumbu K, dengan lebar tiap *grid* sebesar 50 ft dan *grid thickness* sebesar 50 ft. Pada model *basecase* sumur N memiliki panjang lateral 5000ft dengan *fracture stage* yang berjarak 300ft tiap *stage*. (Orangi et al.,

2011). Model reservoir dan model *hydraulic fracturing* sumur N dapat dilihat pada gambar 3.1.



Gambar 3. 1 Model simulasi *hydraulic fracturing* 14 stage

Inisialisasi

Setelah melakukan *input* data kemudian dilakukan *run* inisialisasi model awal, berikut hasil inisialisasi model simulasi yang dapat dilihat pada tabel 3.5.

Tabel 3. 4 Tabel inisialisasi

No.	Parameter	Satuan	Nilai
1.	Total bulk reservoir	ft ³	4,07305E+09
2.	Total pore volume	ft ³	7,00157E+08
3.	Original gas in place	Std ft ³	2.33456E+11

Sensitivitas Parameter

Paramater input pada simulator untuk metode *multi-stage hydraulic fracturing* ini dapat berupa *half length*, *fracture width*, *fracture spacing* dan *fracture stage*. Untuk parameter tetap pada penelitian ini ialah *halflength*(250ft) dan *fracture width*(ft) sedangkan parameter sensitivitas yang akan dilakukan pada penelitian inia adalah *fracture stage* dan *fracture spacing*. Masing-masing

parameter memiliki empat nilai yang akan disimulasikan dan akan terdapat skenario. Berdasarkan perubahan dari parameter tersebut akan dilihat pengaruhnya terhadap produksi gas pada sumur N.

Tabel 3. 5 Data Sensitivitas

No.	Parameter	Value
1.	<i>Fracture Spacing</i> (ft)	250
		300
		350
		400
2.	<i>Fracture Stage</i>	12
		14
		16
		20

Untuk case pertama, sensitivitas yang akandiubah adalah *fracture spacing*. Untuk case kedua, sensitivitas yang akandiubah adalah *fracture stage* dan untuk case ketiga, akan disimulasikan secara keseluruhan sensitivitas parameter yang ada di tabel 3.6

RENCANA KEGIATAN PENELITIAN

Adapun rencana kegiatan penelitian dapat dilihat pada table beriku tini:

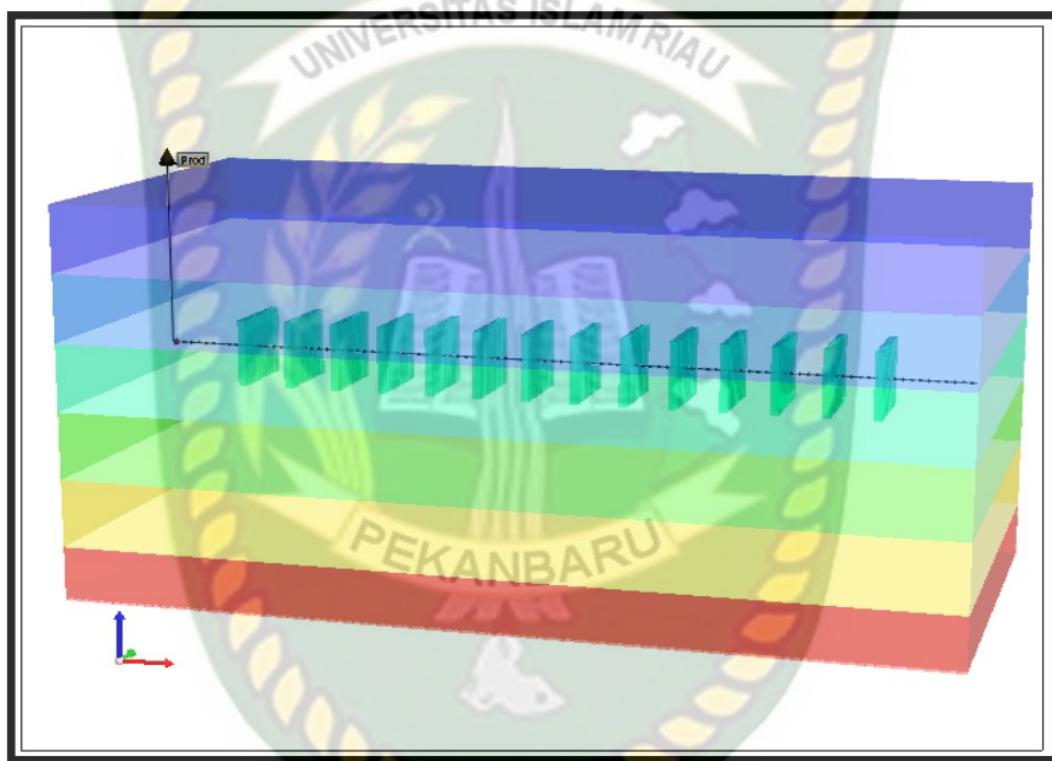
Tabel 3. 6 Jadwal Kegiatan

No	JenisKegiatan	Tahun 2021					
		Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober
1	StudiLiteratur						
2	Pembuatan Proposal						
3	Seminar Proposal						
4	Pengumpulan Data						
5	Pemodelan Multi-stage <i>Hidraulic Fracturing</i>						
6	Analisis Hasil Data dan Pembahasan						
7	PembuatanLaporan Akhir						
8	Sidangtugas Akhir						

BAB IV

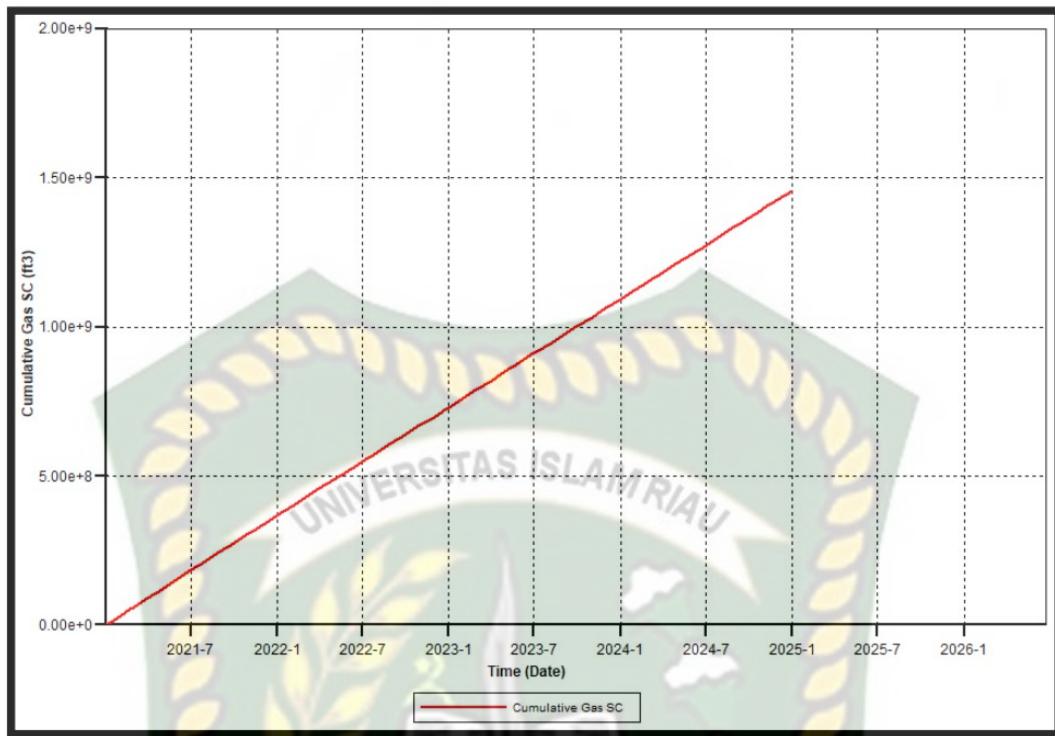
HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada penelitian ini pengujian pertama yang dilakukan adalah merunning model *basecase*, dimana pada model *basecase* ini parameternya sama dengan yang sudah di terapkan oleh Orangi, model basecasememilikinilaifracture spacing sebesar 300ft dan jumlah *fracture stages*banyak 14 *stage* dengan panjang lateral sumur sejauh 5000ft (Orangi et al., 2011).



Gambar 4. 1Model Multistage Hydraulic Fracturing

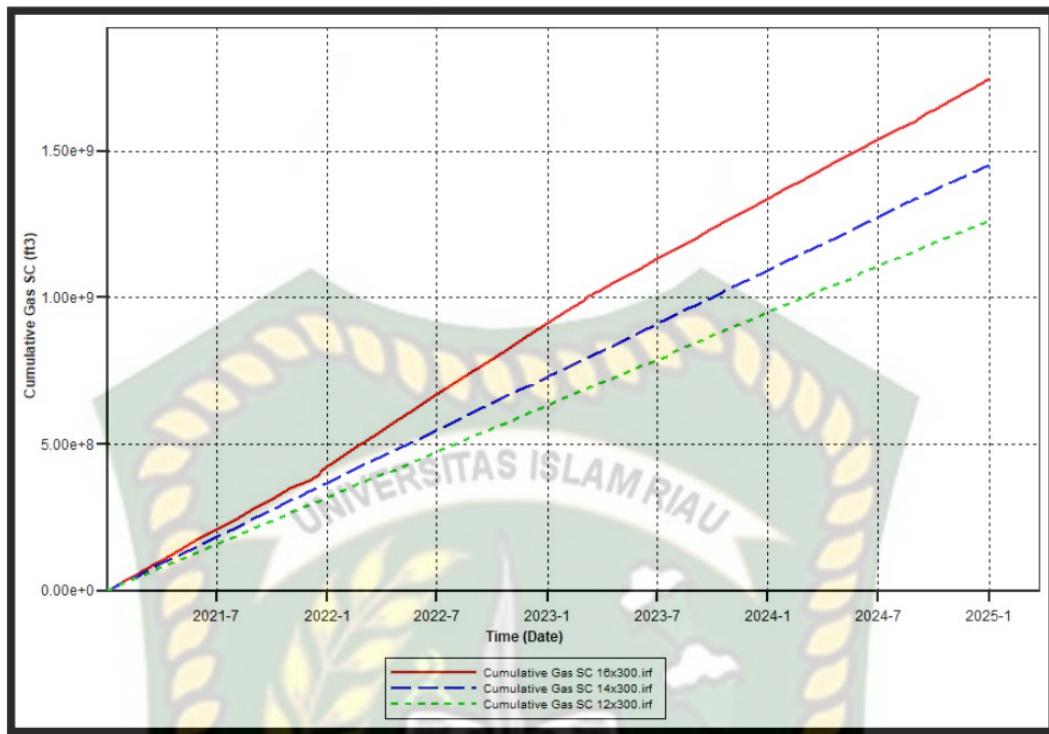
Pada model tersebut dilakukan *running forecasting* untuk 4 tahun dan didapatkan produksi gas sebesar 1.45 BSCF atau 1.454×10^9 SCF. Hasil kumulatif produksi gas sumur N selama 4 tahun dapat dilihat pada gambar 4.2. *Running forecasting* ini dilakukan hanya 4 tahun karena keterbatasan *device* untuk *running* dengan waktu lebih lama lagi.



Gambar 4. 2 Produksi Gas Kumulatif Basecase

PENGARUH PERUBAHAN *FRACTURE STAGE*

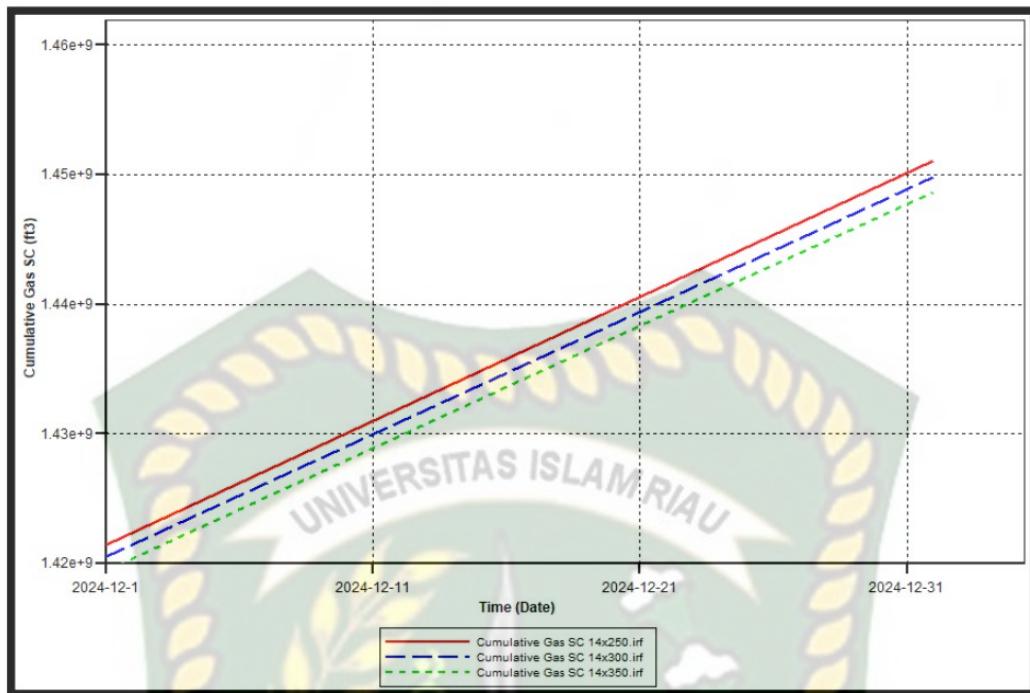
Pengujian selanjutnya yakni merunning *case* pertama yang sebelumnya sudah disebutkan pada Bab 3. Pada *case* pertama ini pengujian dilakukan dengan merubah sensitivitas parameter jumlah *fracture stage* pada sumur. Dengan jumlah *fracture stages* banyak 12 *stage*, 14 *stage*, dan 16 *stage* didapatkan hasil produksi kumulatif yang berbeda-beda. Pada gambar 4.3 dapat dilihat bahwa hasil produksi kumulatif yang lebih besar didapatkan pada jumlah *fracture stage* yang lebih besar daripada model *base case* yakni dengan 16 *stage*. Produksi kumulatif yang didapatkan dengan 16 *stage* adalah sebesar 1.748×10^9 SCF, sedangkan dengan 12 *stage* hasil produksi kumulatif yang diperoleh hanya sebesar 1.371×10^9 SCF. Dari hasil pengujian ini didapatkan bahwa pengaruh perbedaan *fracture stage* menunjukan perbedaan yang signifikan (Roussel & Sharma, 2011). Dengan memperbanyak jumlah *fracture stage* pada metode *hydraulic fracturing* disumur horizontal, kumulatif produksi yang didapatkan akan lebih besar daripada hanya dengan sedikit *fracture stage* (Yang et al., 2017).



Gambar 4. 3 Perbedaan kumulatif produksi dengan *fracture stage* yang berbeda

PENGARUH PERUBAHAN *FRACTURE SPACING*

Pada *case* kedua ini pengujian dilakukan dengan merubah sensitivitas parameter jarak *fracture spacing*. *Fracture spacing* yang digunakan pada *case* ini adalah sebanyak 3 *fracture spacing*, yakni *fracture spacing* dengan jarak 250 ft, 300 ft, dan 350 ft. Pada pengujian ini juga didapatkan hasil produksi kumulatif yang berbeda-beda. Pada gambar 4.4 dapat dilihat bahwa hasil produksi kumulatif yang lebih besar didapatkan pada jarak *fracture spacing* yang lebih kecil daripada model *base case* yakni dengan jarak 250 ft. Produksi kumulatif yang di dapatkan dengan 350 ft sebesar 1.453×10^9 SCF, sedangkan dengan 250 ft hasil produksi kumulatif yang diperoleh sebesar 1.456×10^9 SCF. Dari hasil pengujian ini didapatkan bahwa pengaruh perbedaan *fracture spacing* menunjukan perbedaan yang cukup signifikan. Dengan memperkecil arak *fracture spacing* pada metode *hydraulic fracturing* di sumur horizontal, kumulatif produksi yang didapatkan akan lebih maksimal daripada dengan memperbesar jarak *fracture spacing* (King, 2010).



Gambar 4. 4 Pengaruh perubahan *fracture spacing* terhadap produksi kumulatif

ANALISIS HASIL PERUBAHAN SENSITIVITAS PARAMETER UNTUK EVALUASI JUMLAH STAGE DAN FRACTURE SPACING

Setelah melakukan pengujian *case* pertama dan *case* kedua, selanjutnya peneliti melakukan pengujian untuk seluruh sensitivitas parameter. Dengan mensimulasikan semua parameters sensitivitas, hasil yang didapatkan juga lebih beragam dan lebih kelihatan pengaruhnya dari tiap-tiap perubahan parameter yang dilakukan. Hasil simulasi tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.1.

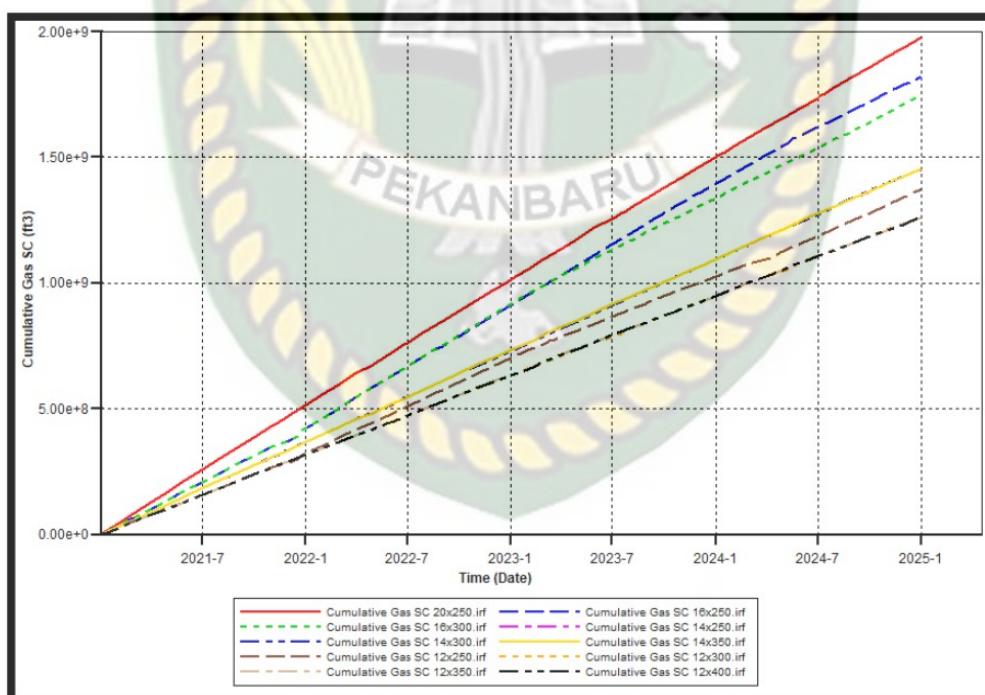
Tabel 4. 1 Produksi kumulatif gas dari setiap perubahan parameter

Fracture Stages / Fracture Spacing	12 Stages	14 Stages	16 Stages	20 Stages
250 ft	1.371x10 ⁹	1.456x10 ⁹	1.822x10 ⁹	1.977x10 ⁹
300 ft	1.265x10 ⁹	1.454x10 ⁹	1.748x10 ⁹	-
350 ft	1.261x10 ⁹	1.453x10 ⁹	-	-
400 ft	1.260x10 ⁹	-	-	-

Dari tabel 4.1 dapat kita lihat bahwa setiap perubahan sensitivitas memiliki pengaruh terhadap produksi kumulatif gas. Produksi kumulatif diperoleh lebih maksimal ketika jumlah *fracture stages* diperbanyak (Yang et al., 2017). Dengan jumlah *fracture stages* sebanyak 20 *stages* produksi kumulatif terbesar

yang diperoleh mencapai 1.977×10^9 SCF. Hal tersebut juga didukung oleh *fracture spacing* yang diperkecil sehingga produksi yang diperoleh lebih maksimal (King, 2010). Hal tersebut di pengaruhi oleh menurunnya gangguan dari aktivitas geomekaniknya seperti *istain* dan *stress* diantara *fracture* (Fisher et al., 2004&Roussel & Sharma, 2011). Dalam hal ini *fracture spacing* yang digunakan adalah dengan jarak 250 ft antara *fracture*.

Analisis diatas juga sama kaitannya dengan hasil yang tertera pada gambar 4.5. Produksi kumulatif diperoleh lebih optimal ketika jumlah *fracture stages* diperbanyak dan *fracture spacing* diperkecil (Roussel & Sharma, 2011). Ketika *fracture stages* diperbanyak, maka akan terjadi lebih banyak perubahan kenaikan permeabilitas di sekitar lubang sumur sehingga fluida reservoir lebih mudah untuk bergerak menuju sumur (Rahmanifard & Plaksina, 2018). Sehingga dari hasil dan analisis diatas dapat mengarahkan untuk mengevaluasi *fracture spacing* dan *fracture stage* dengan memperbanyak jumlah *fracture stage* dan merperkecil *fracture spacing* agar produksi yang diperoleh menjadi lebih optimal.



Gambar 4. 5 Pengaruh perubahan seluruh sensitivitas parameter terhadap produksi kumulatif gas sumur N

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan, maka kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Dengan memperbanyak jumlah *fracture stages* maka produksi yang diperoleh akan menjadi lebih optimal karena kenaikan permeabilitas di titik *fracture* atau disekitar sumur produksi membuat fluida reservoir lebih mudah mengalir menuju sumur produksi. Maka pada kasus ini jumlah *stage* yang menghasilkan produksi lebih maksimal adalah dengan *stages* sebanyak 20 *stages*
2. Dengan memperkecil jarak *fracture spacing* maka produksi yang diperoleh akan menjadi lebih optimal karena dengan memperkecil *fracture spacing* maka gangguan dari aktivitas geomekanik seperti *strain* dan *stress* juga berkurang. Maka pada kasus ini jarak *fracture spacing* yang menghasilkan produksi lebih maksimal adalah dengan jarak 250ft.

5.2.1 SARAN

Berdasarkan kesimpulan yang telah dijabarkan oleh peneliti tentang penelitian yang berjudul Evaluasi Dan Simulasi *Fracture Stage* Dan *Spacing* Menggunakan *Software CMG* (Simulator GEM) Di Sumur Gas Horizontal Pada *Unconventional Reservoir*, diharapkan penelitian selanjutnya dapat melanjutkan dengan menggunakan Analisis geomekanik dengan mengaktifkan fitur geomekanik pada CMG agar pengaruh perubahan *fracture stages* dan *fracture spacing* terhadap geomekanik batuan dapat dilihat dan Menghitung nilai keekonomiannya

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M., Permadi, A., Hidayat, F., & Pangaribuan, L. (2018). Pengaruh Parameter Operasional Injeksi CO₂ Terhadap Peningkatan Perolehan: Studi Kasus Lapangan M. *JTMGB*, 81-91.
- Alkouh, A. B., Patel, K., Schechter, D., & Wattenbarger, R. (2012). Practical use of simulators for characterization of shale reservoirs. *SPE Canadian Unconventional Resources Conference*.
- Ambrose, R. J., Hartman, R. C., Diaz-Campos, M., Akkutlu, I. Y., & Sondergeld, C. H. (2012). Shale gas-in-place calculations part I: new pore-scale considerations. *Spe Journal*, 17(01), 219–229.
- Belyadi, F. (2014). *Impact of gas desorption on production behavior of shale gas*.
- Belyadi, H., Fathi, E., & Belyadi, F. (2019). *Hydraulic fracturing in unconventional reservoirs: theories, operations, and economic analysis*. Gulf Professional Publishing.
- Caineng, Z., ZHANG, G., Zhi, Y., Shizhen, T., Lianhua, H., Rukai, Z., Xuanjun, Y., Qiquan, R., Denghua, L., & Zhiping, W. (2013). Concepts, characteristics, potential and technology of unconventional hydrocarbons: On unconventional petroleum geology. *Petroleum Exploration and Development*, 40(4), 413–428.
- Cheng, Y. (2009). Boundary element analysis of the stress distribution around multiple fractures: implications for the spacing of perforation clusters of hydraulically fractured horizontal wells. *SPE Eastern Regional Meeting*.
- Cipolla, C. L., Lolon, E., Mayerhofer, M. J., & Warpinski, N. R. (2009). Fracture design considerations in horizontal wells drilled in unconventional gas reservoirs. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*.
- Fisher, M. K., Heinze, J. R., Harris, C. D., Davidson, B. M., Wright, C. A., & Dunn, K. P. (2004). Optimizing horizontal completion techniques in the Barnett shale using microseismic fracture mapping. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Gao, H., & Li, H. A. (2016). Pore structure characterization, permeability evaluation and enhanced gas recovery techniques of tight gas sandstones.

- Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 28, 536–547.
- Ghanizadeh, A., Clarkson, C. R., Aquino, S., Ardakani, O. H., & Sanei, H. (2015). Petrophysical and geomechanical characteristics of Canadian tight oil and liquid-rich gas reservoirs: II. Geomechanical property estimation. *Fuel*, 153, 682–691.
- Glorioso, J. C., & Rattia, A. (2012). Unconventional reservoirs: basic petrophysical concepts for shale gas. *SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference & Exhibition-from Potential to Production*, cp-285.
- Gunawan, W., Pratami, F. L. P., Angtony, W., Chandra, S., & Lumban Gaol, A. H. (2018). Shale Gas Novel Technology: Is Coiled Tubing Undulating Completion Compatible in Substituting Multistage Hydraulic Fracturing in Shale Gas Production? *SPE Russian Petroleum Technology Conference*.
- Herawati, I., & Novrianti, N. (2015). Evaluasi Peningkatan Produksi Pada Formasi Sandstone Sumur# H Dan# P Dengan Perencanaan Stimulasi Pengasaman Matriks (Studi Kasus Lapangan Falih). *Journal of Earth Energy Engineering*, 4(2), 1–14.
- King, G. E. (2010). Thirty years of gas shale fracturing: what have we learned? *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Ma, X. (2013). *Integrated Hydraulic Fracture Placement and Design Optimization in Unconventional Gas Reservoirs*.
- Orangi, A., Nagarajan, N. R., Honarpour, M. M., & Rosenzweig, J. J. (2011). Unconventional shale oil and gas-condensate reservoir production, impact of rock, fluid, and hydraulic fractures. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*.
- Rahmanifard, H., & Plaksina, T. (2018). Application of fast analytical approach and AI optimization techniques to hydraulic fracture stage placement in shale gas reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 52, 367–378.
- Roussel, N. P., & Sharma, M. M. (2011). Optimizing fracture spacing and sequencing in horizontal-well fracturing. *SPE Production & Operations*, 26(02), 173–184.
- Salman, H. M. (2015). Hydraulic Fracturing Design: Best Practices For A Field

Development Plan. *Tecnico Lisboa*.

- Schmitt, M., Fernandes, C. P., Wolf, F. G., da Cunha Neto, J. A. B., Rahner, C. P., & dos Santos, V. S. S. (2015). Characterization of Brazilian tight gas sandstones relating permeability and Angstrom-to micron-scale pore structures. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 27, 785–807.
- Tang, H., Winterfeld, P. H., Wu, Y.-S., Huang, Z., Di, Y., Pan, Z., & Zhang, J. (2016). Integrated simulation of multi-stage hydraulic fracturing in unconventional reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 36, 875–892.
- Warren, M. N., Jayakumar, S., & Woodroof, R. A. (2017). Haynesville Shale Horizontal Well Completions: What Has Been Learned Through Post-Stimulation Completion Diagnostics and How These Learnings Can Be Employed to Make Better Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Yang, C., Vyas, A., Datta-Gupta, A., Ley, S. B., & Biswas, P. (2017). Rapid multistage hydraulic fracture design and optimization in unconventional reservoirs using a novel Fast Marching Method. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156, 91–101.
- Zhilsov, S. S., & Zonn, I. S. (2016). The evaluation of the world potential of shale gas reserves. In *Shale Gas: Ecology, Politics, Economy* (pp. 17–24). Springer.
- Zou, C., Zhu, R.-K., Wu, S.-T., Yang, Z., Tao, S. Z., Yuan, X., Hou, L., Yang, H., Xu, C., & Li, D. (2012). Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance. *Acta Petrolei Sinica*, 33(2), 173–187.