

**PERENCANAAN SCREENLESS FRAC-PACK SEBAGAI
METODE SAND CONTROL DAN STIMULASI UNTUK
SUMUR X LAPANGAN Y**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

ALFARABI

163210814

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

**PERENCANAAN SCREENLESS FRAC-PACK SEBAGAI
METODE SAND CONTROL DAN STIMULASI UNTUK
SUMUR X LAPANGAN Y**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

ALFARABI

163210814



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh :

Nama : Alfarabi
NPM : 163210814
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas akhir : Perencanaan *Screenless Frac-pack* Sebagai
Metode *Sand Control* Dan Stimulasi Untuk Sumur
X Lapangan Y

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 : Novrianti, S.T., M.T ()
Penguji : Hj. Fitrianti, S.T., M.T ()
Penguji : Muhammad Ariyon, S.T., M.T ()

Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 19 Juli 2021

Disahkan oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

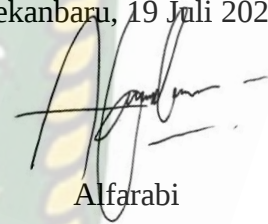


NOVIA RITA, S.T., M.T

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 19 Juli 2021



Alfarabi

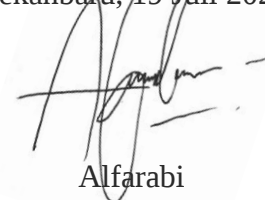
NPM. 163210814

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhana wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk 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 terimakasih kepada:

1. Kedua orang tua yang selalu memberikan kasih sayang, doa, serta dorongan moril maupun materil.
2. Ibu Novrianti, S.T., M.T selaku dosen pembimbing sekaligus dosen pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, semangat selama perkuliahan di Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau.
3. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
4. Teruntuk teman-teman selama perkuliahan yaitu Fadilul Fadly, Hanif Abshar, Bima Syahreza, Putra Akbar Syah, Rizky Fauzy, Anugerah Ramadhani, Alfi Fachrizal, Prayoga Alfreza, dan Dio Rivaldo
5. Teman-teman angkatan 2016 terutama (Kelas B 2016).

Pekanbaru, 19 Juli 2021



NPM. 163210814

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR LAMPIRAN.....	ix
DAFTAR SINGKATAN	x
ABSTRAK.....	xi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1. LATAR BELAKANG	1
1.2. TUJUAN PENELITIAN.....	2
1.3. MANFAAT PENELITIAN.....	3
1.4. BATASAN MASALAH.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 STATE OF THE ART	4
2.2 FRAC-PACK.....	6
2.3 FLUIDA DAN PROPPANT SCREENLESS FRAC-PACK	7
2.4 MODEL GEOMETRI REKAHAN	10
2.5 EVALUASI HASIL PERENCANAAN SCREENLESS FRAC-PACK .	11
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	14
3.1 METODE PENELITIAN.....	14
3.2 TAHAP PENGUMPULAN DATA	14
3.3 ALUR PENELITIAN	16
3.4 PENGOLAHAN DATA	16
3.5 EVALUASI HASIL PERNCANAAN SCREENLESS FRAC-PACK....	19
3.6 JADWAL PENELITIAN	20
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	21
4.1 ALASAN PERENCANAAN SCREENLESS FRAC-PACK.....	21
4.2 PENGUMPULAN DATA	21

4.3	PENENTUAN MODEL REKAHAN <i>SCREENLESS FRAC-PACK</i>	24
4.4	PENENTUAN FLUIDA <i>SCREENLESS FRAC-PACK</i>	24
4.5	PENENTUAN <i>PROPPANT SCREENLESS FRAC-PACK</i>	26
4.6	DESAIN AWAL <i>SCREENLESS FRAC-PACK</i>	27
4.7	REDESAIN <i>SCREENLESS FRAC-PACK</i> DENGAN METODE TSO.	30
4.8	EVALUASI HASIL <i>SCREENLESS FRAC-PACK</i>	34
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		37
5.1	KESIMPULAN.....	37
5.2	SARAN	37
DAFTAR PUSTAKA		38
LAMPIRAN.....		42

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Perbandingan <i>Proppant</i> Tanpa Resin dan Dengan Resin	9
Gambar 2.2 PKN Model	10
Gambar 2.3 KGD Model.....	11
Gambar 2.4 Grafik hubungan rw' dan FCD	13
Gambar 3.1 Diagram Alur Penelitian	16
Gambar 4.1 <i>Well Schematic</i> Sumur X	23
Gambar 4.2 Grafik Permeabilitas <i>Proppant</i>	27
Gambar 4.3 Hasil Geometri Desain Awal	29
Gambar 4.4 Hasil Geometri Redesain.....	32
Gambar 4.5 Penyebaran <i>Proppant</i> Terhadap Rekahan yang Terbentuk.....	34

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Data Kompleksi	15
Tabel 3.2 Data Produksi.....	15
Tabel 3.3 Data Reservoir	14
Tabel 3.4 Data Perforasi.....	14
Tabel 3.5 Jadwal Penelitian	20
Tabel 4.1 Data Produksi.....	20
Tabel 4.2 Data Reservoir	20
Tabel 4.3 Data Perforasi.....	20
Tabel 4.4 Data Kompleksi	20
Tabel 4.5 Data <i>Additive</i> Fluida Perekah	20
Tabel 4.6 <i>Pumping Schedule</i> Desain Awal <i>Screenless Frac-Pack</i>	20
Tabel 4.7 Desain Geometri Rekahan Awal.....	30
Tabel 4.8 <i>Pumping Schedule</i> Redesain <i>Screenless Frac-Pack</i>	31
Tabel 4.9 Desain Geometri Rekahan Redesain.....	33
Tabel 4.10 Perbandingan Geometri Rekahan Awal dan Redesain	33
Tabel 4.11 Hasil Perhitungan Peningkatan Permeabilitas	35
Tabel 4.12 Hasil Perhitungan Peningkatan <i>Productivity Index</i>	36

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Perhitungan Metode <i>Saucier</i> Untuk Ukuran <i>Proppant</i>
LAMPIRAN II	Perhitungan Perkiraan Peningkatan Permeabilitas Rata-Rata
LAMPIRAN III	Perhitungan Perkiraan Peningkatan <i>Productivity Index</i> dengan Metode <i>Cinco-Ley Samaniego & Dominique</i>
LAMPIRAN IV	Prosedur Desain <i>Screenless Frac-Pack</i> Dengan Simulator FracCADE 5.41



DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
Bbl	Barrel
BFPD	<i>Barrel fluid per day</i>
BOPD	<i>Barrel oil per day</i>
BS	<i>Basic Sediment</i>
cP	Centi poise
FCD	<i>Fracture Dimensionless</i>
Ft	<i>Feet</i>
gal	Gallon
Hf	Tinggi rekahan
HPG	<i>Hydroxypropyl guar</i>
k	Permeabilitas
k_{avg}	Permeabilitas rata-rata
k_f	Permeabilitas rekahan
KGD	<i>Kristianovich, Geertsma, dan De Klerk</i>
ki	Permeabilitas awal
mD	<i>Milidarcy</i>
PKN	<i>Perkins, Kern & Nordgren</i>
PPA	<i>Pound per acre</i>
Rw	Jari-jari sumur
Re	Jari-jari pengurasan
TSO	<i>Tip Screen Out</i>
TVD	<i>True Vertical Depth</i>
WC	<i>Water Cut</i>
Wf	Lebar rekahan
Wkf	Konduktivitas rekahan
Xf	Panjang/Penetrasi rekahan

PERENCANAAN SCREENLESS FRAC-PACK SEBAGAI METODE SAND CONTROL DAN STIMULASI UNTUK SUMUR X LAPANGAN Y

ALFARABI

163210814

ABSTRAK

Sumur X memiliki kedalaman 633 ft dengan jenis batuan *uncosolidated sandstone*. Oleh karena *reservoir* yang dangkal tersebut membuat permasalahan utama untuk sumur X adalah kepasiran. Sumur X memiliki produksi *basic sediment* (BS) yang tinggi yaitu 2,1% dan perlunya intervensi sumur yang sering untuk membersihkan produksi pasir formasi. Operasi *screenless frac-pack* direkomendasikan sebagai solusi untuk mengoptimalkan produksi minyak melalui masa pakai sumur atau toleransi maksimum BS% untuk mengurangi biaya intervensi sumur. Oleh karena itu maka dilakukan perencanaan *screenless frac-pack* dengan simulator FracCADE 5.41 untuk mendapatkan hasil yang optimal dalam menganggulangi *sand problem* pada sumur X. Perencanaan dilakukan dengan menggunakan *proppant lightweight ceramax* 20/40 untuk konsentrasi 1-10 PPA dan jenis fluida perekah HPG dengan volume total 18810 gal. Sedangkan jenis geometri rekahan yang digunakan yaitu PKN model. Pada desain awal didapatkan geometri panjang rekahan 103 ft, lebar rekahan 0,21 in, dan tinggi rekahan 33,74 ft. Dari hasil tersebut maka di buat desain ulang (redesain) yang kemudian didapatkan geometri panjang rekahan 137,2 ft, lebar rekahan 0,237 in, dan tinggi rekahan 33,74 ft. Hasilnya, terjadi 3,4 kali peningkatan permeabilitas setelah dilakukannya *screenless frac-pack* dari 56 mD menjadi 191,1 mD dan untuk kenaikan *productivity index* sebesar 2,64 kali, dengan nilai *skin* setelah operasi menjadi -4,6.

KATA KUNCI : *frac-pack, sand control, fracturing, sand problem, screenless.*

PLANNING OF SCREENLESS FRAC-PACK AS A SAND CONTROL METHOD AND STIMULATION FOR X WELL Y FIELD

ALFARABI

163210814

ABSTRACT

X Well has a depth of 896 ft with unconsolidated sandstone rock types. Therefore, the shallow reservoir makes the main problem for well X is sand production. Well X has a high basic sediment (BS) production of 2.1% and requires frequent well intervention to clean up formation sand production. Screenless frac-pack operation as a solution to optimize oil production through well lifetime or a maximum tolerance of BS% to reduce well intervention. This research is focused on planning and evaluating screenless frac-pack with the FracCADE 5.41 simulator to get an optimal results in overcoming the problem of sand in well X. Planning was carried out using the lightweight ceramax 20/40 proppant with concentrations of 1-10 PPA and HPG as fracture fluids with total volume 18810 gal. The type of fracture geometry used is the PKN model. In the initial design, the fracture length geometry was 103 ft, the fracture width was 0.21 in, and the fracture height was 33.74 ft. From these results, a redesign was made which then obtained the fracture length geometry of 137.2 ft, fracture width 0.237 in, and fracture height 33.74 ft. As a result, there was a 3.4 times increase in permeability after screenless frac-pack from 56 mD to 191.1 mD and also the productivity index increased by 2.64 times, with the skin value after operation at -4.6.

KEYWORD : *frac-pack, sand control, fracturing, sand problem, screenless*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. LATAR BELAKANG

Lapangan Y merupakan lapangan yang berada pada Cekungan Sumatera Selatan. *Reservoir* sumur X terdapat pada kedalaman 656-2297ft dengan jenis batuan *unconsolidated sandstone* di dalam Formasi XY. Kondisi *reservoir* yang dangkal tersebut dan dengan jenis batuan *unconsolidated sandstone* membuat permasalahan utama dalam lapangan ini adalah kepasiran. Sumur X Lapangan Y memanfaatkan jenis pompa PCP (*Progressive Cavity Pump*) dimana secara mekanis, penggunaan pompa lain tidak disarankan pada lapangan ini karena dapat menimbulkan permasalahan seperti *stuck* dan lainnya yang diakibatkan oleh kepasiran, sehingga hal tersebut mempengaruhi *lifetime* pompa dan berujung pada keekonomisan produksi (Pratiwi, Prabu, & Herlina, 2014). Faktor sementasi batuan yang kecil dengan potensi ikut terproduksinya butiran pasir formasi oleh rotasi putaran (RPM) pompa, menyebabkan pompa diharuskan beroperasi dengan putaran yang rendah.

Sumur X Lapangan Y memiliki produksi rata-rata pada angka 25-55 BOPD dengan produksi *basic sediment* (BS) yang tinggi berada di 2,1%. Dilihat dari BS *production* yang mengkhawatirkan maka penelitian ini perlu dilakukan guna mengantisipasi masalah yang lebih besar seperti kerugian produksi, *downtime* fasilitas permukaan, hingga runtuhnya formasi maka perlu dilakukannya *treatment* khusus untuk masalah ini (Novrianti.,2018). Metode *sand control* sebagai salah satu bagian dari kompleksi sumur merupakan pilihan yang tepat untuk mengatasi dan menyelesaikan masalah tersebut.(Acock et al., 2003).

Frac-Pack menjadi rekomendasi metode *sand control* yang cocok untuk masalah pada sumur X Lapangan Y karena memiliki permeabilitas yang baik sebagai salah satu syarat kompleksi *frac-pack* dengan teknik *tip screen out* yakni pada 52 mD (Weirich, Li, Abdelfattah, & Pedroso, 2013). *Frac-pack* sendiri merupakan penggabungan teknik peningkatan produksi yaitu *hydraulic fracturing* dengan metode *sand control* yaitu *gravel pack*.(Sanchez & Tibbles

2007). Tujuan utama dari kegiatan *frac-pack* yaitu ketika terisinya formasi dengan penempatan pasir/gravel yang butirannya lebih homogen maka permeabilitas formasi diharapkan mengalami kenaikan serta mengalami stabilitas formasi yang lebih baik sehingga pasir tidak ikut terproduksi ke lubang sumur.(Bestaoui-Spurr, Langlinais, Stanley, Usie, & Li, 2018).

Perekahan dalam operasi *frac-pack* bertujuan meningkatkan laju produksi sumur seiring dengan perubahan nilai permeabilitas akibat terbentuknya rekahan sebagai stimulasi yang efektif dalam mengantisipasi permasalahan menurunnya laju produksi oleh *sand control* (Holditch, 2007). Hingga saat ini, operasi *frac-pack* memanfaatkan *screen* sebagai alat yang berfungsi untuk menyaring pasir yang lolos dari *packing* di ujung rekahan hingga *annulus*. Namun berdasarkan data penelitian yang telah dilakukan sebelumnya, pemasangan *screen* pada beberapa sumur di Lapangan Y mengalami kegagalan, dimana hasilnya bukan hanya pasir yang tidak masuk ke dalam tubing tetapi juga fluida atau produksi sama dengan nol (Farouq & Rachmat, 2009).

Penelitian ini difokuskan untuk mendesain *frac-pack* tanpa pemasangan *screen* (*screenless*) pada sumur X Lapangan Y. Akan tetapi, sebelum metode ini di aplikasikan ke sumur X, akan dilakukan terlebih dahulu perhitungan keberhasilan menggunakan software FracCADE 5.41. Apabila dari software FracCADE 5.41 menunjukkan hasil yang baik maka harapannya metode ini dapat diaplikasikan pada sumur X Lapangan Y sebagai pilihan yang tepat dalam menyaring pasir formasi agar tidak ikut terproduksi ke permukaan dan sebagai stimulasi yang efektif.

1.2. TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari penelitian ini sebagai berikut :

1. Menentukan *proppant* (pengganjal) dan fluida perekah yang digunakan dalam perencanaan desain *screenless frac-pack*.
2. Menentukan panjang, lebar, dan tinggi rekahan berdasarkan model perekahan yang digunakan dalam perencanaan desain *screenless frac-pack*.
3. Menentukan konduktivitas rekahan yang konduktif.

4. Menentukan perkiraan peningkatan *Productivity Index* dan permeabilitas rata-rata pada sumur X apabila dilakukannya kegiatan *screenless frac-pack* pada sumur tersebut.

1.3. MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah sebagai pengkayaan materi mata kuliah stimulasi reservoir serta dapat dijadikan publikasi media nasional maupun media internasional.

1.4. BATASAN MASALAH

Pada penelitian ini penulis hanya berfokus pada perencanaan desain *screenless frac-pack* sebagai metode sand control dan mengestimasi nilai dari *Productivity Index* berdasarkan korelasi *Cinco-Ley*, *Samaniego*, and *Dominiquez* sebagai faktor keberhasilan dalam perencanaan stimulasi dengan menggunakan software FracCADE 5.41.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Adapun rujukan keislaman yang digunakan pada penelitian ini adalah firman Al-Qur'an Surah Al Jatsiyah ayat 29 yang artinya :

"Inilah kitab (catatan) Kami yang menuturkan kepadamu dengan benar. Sesungguhnya Kami telah menyuruh mencatat apa yang telah kamu kerjakan"

2.1 STATE OF THE ART

Penelitian yang akan dilakukan menggunakan contoh penelitian yang telah dilakukan sebelumnya sesuai topik yang sama atau hampir sejalan dengan maksud sebagai acuan penelitian saat ini.

Pada penelitian (Farouq & Rachmat, 2009) membahas mengenai penanganan *sand problem* pada lapangan Y dengan metode pemasangan *screening* dengan tipe *wire wrapped screen*. Hasil dari penelitian ini menunjukkan kegagalan dalam pemasangan *screen* dalam mengatasi masalah *sand problem* yang mana pada kondisi setelah pemasangan *screen* pada sumur, bukan hanya pasir yang tidak masuk ke dalam tubing tetapi juga fluida reservoir tidak ikut terproduksi. Menurut penulis dalam penelitian tersebut, *screen plugging* (penyumbatan) terjadi akibat ketidakseuaian dengan fluida formasi atau kondisi pasir halus pada reservoir.

Pada penelitian (Batohie & Maharaj, 2012) membahas mengenai metode yang digunakan dalam meningkatkan produksi sumur, menurunkan harga *skin factor*, serta *sand control* pada Lapangan *Trinidad*. Lapangan *Trinidad* memiliki cadangan minyak yang masih diproduksi dengan cara utama dengan metode *tertiary recovery* yang mencakup sekitar sepertiga dari total produksi. Sebelumnya beberapa metode telah digunakan pada lapangan ini seperti *High Rates Water Packs* dan *Gravel Pack*. Namun, kedua teknik tersebut memiliki keterbatasan dalam menghilangkan efek kerusakan reservoir diluar lubang sumur. *Frac-pack* dianggap salah satu intervensi yang cocok untuk mencapai tujuan ini. Pada penelitian ini digunakan *proppant* dengan tipe 20-40 US *mesh silica sand* dan *borate cross-linked gelled* sebagai *water gel* atau fluida perekahnya. Hasil dari penelitian ini menunjukkan *Fold of Increase* (FOI) pada produksi setelah dilakukannya stimulasi rata-rata 200%

Pada penelitian (Chang et al., 2007) membahas mengenai permasalahan penurunan produktivitas sumur akibat kehilangan konduktivitas rekahan yang dipengaruhi oleh *sand flowback* pada fraktur di Lapangan *Jidong*. Metode yang digunakan dalam penelitian ini yaitu *screenless frac-pack* dengan penggunaan *resin pre-coated proppants* (RCPs) sebagai *proppant* dan untuk fluida perekahnya menggunakan 25-lb/Mgal *guar polymer* dan *delayed borate crosslinker*. Alasan digunakannya metode *screenless* pada penelitian ini karena pemasangan *screen* sering kali menunjukkan kerusakan seperti penyumbatan halus hingga korosi. Hasil dari penelitian ini menunjukkan bahwa dengan perencanaan yang tepat, *screenless frac-pack* menjadi metode yang efektif untuk mengontrol aliran balik *proppant* dan pasir dari formasi untuk mempertahankan produksi sumur tanpa adanya gangguan.

Pada penelitian (Eaton, Randall Reinhardt, Scott Bennett, Blake, & Morales, 2007) membahas mengenai *frac-pack* sebagai metode *sand control* untuk mencegah produksi pasir dan untuk mengetahui laju maksimal, dan kompleksitas yang tahan lama pada *Deepwater Magnolia*. Sumur yang akan dilakukannya kegiatan *frac-pack* pada penelitian ini memiliki interval perforasi yang panjang pada kompleksitas awa di 310 ft dengan maksimal interval perforasi pada 571ft. Penelitian ini menggunakan *proppant* jenis U.S. 30/60 *mesh ceramic proppant* karena memiliki karakteristik penyumbatan yang rendah. Sedangkan untuk fluida perekahnya menggunakan *borate crosslinked fluid*. Hasil dari penelitian ini menunjukkan keberhasilan dimana delapan dari sembilan kompleksitas Magnolia telah berproduksi tanpa ikut terproduksinya pasir. Kedepalan Sumur tersebut berproduksi dengan nilai *skin factor* minus.

Pada penelitian (Ogier, Engineering, Haddad, Technologies, & Moreira, 2011) membahas mengenai kegiatan *frac-pack* yang dilakukan pada *Deepwater Mexico* dengan sumur pada sumur dengan TVD 26000 ft dimana untuk 8000ft kedalaman air. Interval yang akan dilakukannya *frac-pack* sepanjang 1000 ft. Metode yang digunakan yakni *single-trip multi-zone* (STMZ) untuk sumur dengan interval yang panjang. Pada penelitian ini tidak disebutkan jenis dari *proppant* maupun fluida perekah yang digunakan, namun dikatakan bahwa *proppant* yang digunakan merupakan *proppant* dengan ketahanan tinggi yang bersifat erosif pada formasi ketika dipompakan pada *fracture rate*. Hasil dari penelitian ini

menunjukkan keberhasilan dimana metode STMZ juga memiliki kelebihan dalam penghematan waktu kerja kompleksi.

Pada penelitian (Reza, Shamsuddin, Juan, & Pathmanathan, 2008) membahas mengenai solusi yang dikembangkan untuk perawatan *sand control* dengan metode *frac-pack* pada sumur dangkal dengan *unconsolidated sandstone* di lapangan gas Lawit Malaysia. Tantangan pada kegiatan ini adalah data yang terbatas untuk merancang desain dan keterbatasan ruang yang terbatas yang membatasi kemampuan peralatan *frac-pack* nantinya. Berdasarkan hasil *sieve analysis*, maka diketahui *proppant* yang akan digunakan yakni dengan ukuran 20/40 mesh. Sedangkan fluida perekah yang digunakan yakni *borate crosslinked fluid* dengan *low-residue hydroxypropyl guar (HPG) gelling agent* karena menyesuaikan BHST sumur yang berada pada 125 – 300 F. Hasil dari penelitian ini menunjukkan *frac-pack* berhasil menghubungkan komposisi pasir, meskipun tidak dengan konduktivitas tinggi yang konsisten karena targetnya adalah *reservoir* gas.

2.2 FRAC-PACK

Frac-pack merupakan teknik kompleksi sumur yang menggabungkan dua proses berbeda: *hydraulic fracturing* dan *gravel pack* (Haskell, Toelsie, & Mohan, 2010). Tujuan utama dari kegiatan *frac-pack* yakni membuat rekahan dengan menempatkan *proppant* yang sangat konduktif dari ujung rekahan guna mengontrol produksi pasir dengan menjaga stabilitas formasi tanpa menaikkan harga *skin*. (Worlow et al., 2000).

2.2.1 Screenless Frac-Pack

Screenless frac-pack merupakan bagian dari metode *frac-pack* yang memiliki prinsip kerja dan tujuan yang sama dalam pengoperasiannya, yang membedakan metode ini dengan metode konvensional terletak pada tidak digunakannya *screen* yang berperan dalam menyaring pasir agar tidak terbawa ke permukaan. *Frac-pack* tanpa *screen* (*screenless*) biasanya dilakukan dengan pertimbangan khusus seperti ukuran pasir formasi yang berkemungkinan juga akan menghambat lajunya produksi minyak dan memberikan efek *skin* pada sumur. (Putranti et al., 2019)

2.2.2 Penerapan Metode *Tip Screen Out* (TSO)

Penerapan metode ini bertujuan untuk menempatkan *proppant* hingga ke ujung rekahan. Dengan terisnya *proppant* hingga ke ujung rekahan, diharapkan dapat menghambat lajunya pasir dan harapan lain seperti konduktivitas rekahan yang akan lebih besar. Yang membedakan metode TSO dengan yang normal adalah pada *proppant pumping schedule*. (Chekhonin & Levonyan, 2012). Pada TSO, peningkatan konsentrasi *proppant* dari kecil ke besar dilakukan dengan lambat sehingga *pad* dan *slurry* dapat bergerak ke ujung rekahan terlebih dahulu dan menghentikan perkembangan rekahan pada waktu yang diinginkan. Setelah itu, dilanjutkan dengan pelebaran rekahan dan injeksi *slurry* lanjutan yang akan menyebabkan dimulainya pemampatan dari ujung (*tip*) rekahan yang sudah terbentuk. Metode *tip screen out* diusahakan agar pemampatan dari rekahan terjadi di tepian rekahan dengan tengah-tengah rekahan tetap berupa *slurry*. Secara ideal, mula-mula suatu *screen out* akan terjadi dari ujung rekahan untuk menghentikan perkembangan rekahan lebih lanjut (tidak memanjang, namun melebar). Dengan demikian, maka dimulai fase kedua dengan pengembangan pelebaran rekahan, hal tersebut dapat dicapai dengan menaikkan kadar *proppant*. (Dontsov & Peirce, 2015)

2.3 FLUIDA DAN PROPPANT SCREENLESS FRAC-PACK

2.3.1 Fluida Perekah

Fluida perekah berperan dalam membuat rekahan dan membawa *proppant* ke dalam rekahan, dan untuk menunda *proppant* sampai rekahan menutup. (Pratiwi et al., 2014)

Terdapat empat jenis fluida perekah (Osiptsov, 2017) yakni:

1. *Water Base Fluid*

Berdasarkan penelitian sebelumnya, jenis fluida perekah *water base fluid* adalah yang paling umum digunakan dalam kegiatan *frac-pack*. Hal tersebut karena fluida ini memiliki banyak keunggulan antara lain memiliki harga yang relatif murah, memiliki tekanan hidrostatik yang lebih besar sehingga daya pompa yang dibutuhkan lebih kecil, lebih aman karena tidak mudah terbakar, dan lebih mudah mengalami peningkatan viskositas.

2. *Oil Base Fluid*

Fluida perekah jenis ini digunakan pada formasi yang sangat sensitif terhadap air. Keunggulan fluida jenis ini antara lain lebih kompatibel pada formasi produktif yang mengandung hidrokarbon. Namun, adapun kekurangan fluida *oil base fluid* yaitu harganya yang lebih mahal dan lebih sulit untuk ditangani.

3. *Foam Base Fluid*

Fluida jenis ini antara lain meminimalisir terkontaminasinya formasi dengan fluida perekah karena fluida jenis ini sebagian besar terdiri dari gas, baik digunakan pada reservoir bertekanan rendah dan kandungan gas didalamnya mengandung energi yang besar sehingga dapat membantu proses produksi fluida hidrokarbon setelah *frac-pack* dilaksanakan.

4. *Emulsion Base Fluid*

Fluida jenis ini memiliki kelebihan dalam membersihkan ruang dari rekahan yang terbentuk, sedangkan kelemahan dari jenis fluida ini adalah viskositasnya sangat terpengaruhi oleh perubahan temperatur.

Pemilihan fluida perekah didasari dengan kondisi formasi seperti tingkat sensitivitasnya terhadap air, temperatur formasi, hingga tekanan rekah. Nilai viskositas yang besar pada fluida perekah perlu dipertimbangkan dimana hal ini berfungsi untuk membuka jalan rekahan dan untuk mengurangi *leak-off* (kebocoran) pada slurry (Castro Dantas, 2005).

2.3.2 *Additive*

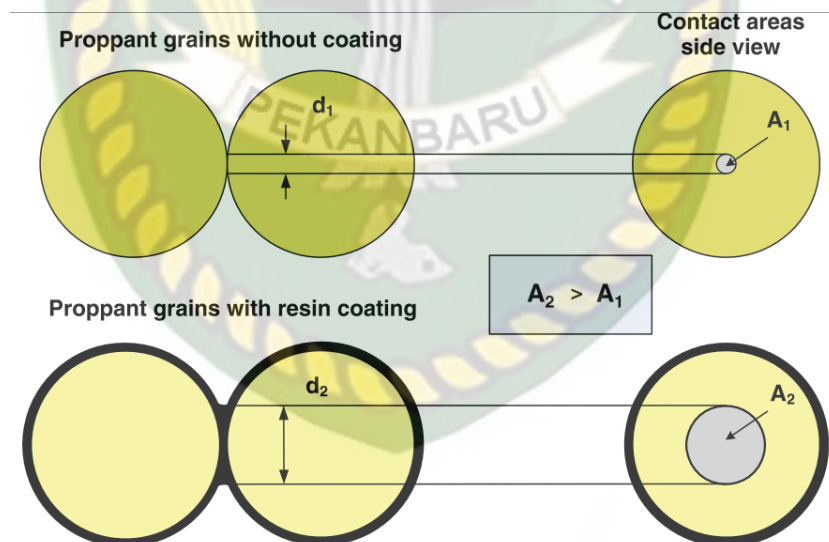
Selain menggunakan fluida perekah, operasi *frac-pack* memanfaatkan *additive* yang ditambahkan kedalam fluida perekah dengan tujuan efektifitas penggunaan fluida perekah dapat dicapai. Adapun jenis-jenis *additive* dalam operasi *frac-pack* yakni (Iii, 2015); *thickener* sebagai pengental fluida perekah, *crosslinker* sebagai pengikat rantai molekul dengan tujuan meningkatkan viskositas fluida perekah, *breaker* sebagai pemecah rantai molekul fluida perekah agar kembali encer, *fluid loss additive* untuk mengurangi *fluid loss* yang menembus matriks, *buffers* sebagai pengontrol nilai pH, dan *viscosity stabilizer* untuk menjaga penurunan viskositas pada fluida perekah.

Pemilihan fluida dalam kegiatan *screenless frac-pack* didasari oleh beberapa pertimbangan utama seperti tingkat sensitivitas formasi terhadap air, temperatur formasi, permeabilitas, tekanan reservoir, dan tinggi rekahan. Berdasarkan penelitian yang sudah pernah dilakukan sebelumnya, umumnya fluida yang digunakan dalam kegiatan *screenless frac-pack* yakni *borate crosslinked fluid*. (Yamak, Nasr-El-Din, Rahim, & BinGhanim, 2018)

2.3.3 Proppant

Proppant memiliki banyak jenis, hal tersebut menyesuaikan dengan media formasi yang akan diimplementasikan oleh *proppant* itu sendiri. Beberapa jenis *proppant* yang umum digunakan antara lain *Sand Proppant*, *Resin Coated Sand*, *Ceramic Proppant*, dan *Resin Coated Ceramic* (Anggraini & Oliver, 2019)

Proppant berlapis resin merupakan jenis yang paling sering digunakan dalam operasi *frac-pack* di mana *proppant* tersebut mencegah masuknya pasir pada tekanan penutupan rekahan yang sangat tinggi dan penyematannya ke dalam formasi dikurangi hingga minimum. (Sookprasong, 2010)



Gambar 2.1 Perbandingan *Proppant* Tanpa Resin dan Dengan

Gambar 2.1 menggambarkan perbandingan interaksi butiran dalam kasus *proppant* berlapis resin dan *proppant* tanpa pelapis. Pada *proppant* berlapis resin, tegangan dialokasikan pada area yang lebih luas sehingga ketahanan yang lebih besar dari butiran yang terlepas tercapai. (Fallis, 2013)

Menurut (Sparlin, n.d.) kriteria ukuran gravel (*proppant* pada *frac-pack*) yang baik dalam menyaring lajunya produksi pasir yakni 4–8 kali dari ukuran butir median pasir formasi. Dengan persamaan:

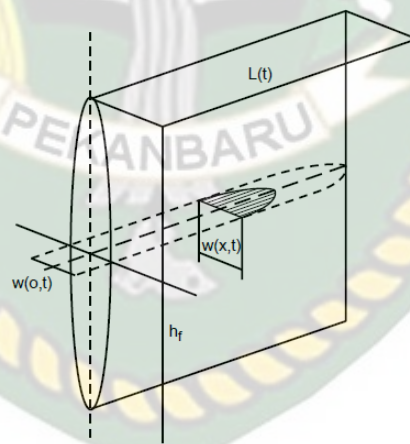
$$D_{proppant} = 4 \text{ or } 8 \times D_{formation} \dots \dots \dots (1)$$

2.4 MODEL GEOMETRI REKAHAN

Menurut (Economides & Boney, 2001) terdapat beberapa model perekahan yang diantaranya :

2.4.1 Model PKN

Model PKN (*Perkins, Kern, and Nordgen*) ini digunakan bila panjang rekahan jauh lebih besar dari tinggi rekahan ($x_f \gg h_f$), dengan asumsi tinggi rekahan konstan dan terbatas, setiap ujung rekahan berbentuk runcing, lebar rekahan maksimum terjadi di tengah penampang rekahan sedangkan lebar minimum terjadi pada ujung penampang rekahan sehingga akan terdapat variasi lebar rekahan dari lubang bor menuju ujung lateral.



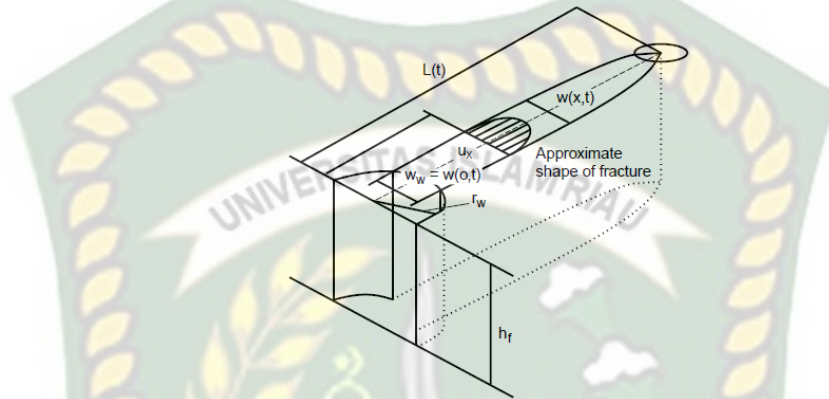
Gambar 2.2 PKN Model

Berdasarkan Gambar 2.2, PKN model memiliki anggapan dalam pemilihannya yakni :

1. Panjang rekahan/penetrasi rekahan jauh lebih besar daripada tinggi rekahannya ($X_f \gg H_f$).
2. Ketebalan *reservoir* sama dengan tinggi rekahannya.
3. Pada arah vertikal tekanan dianggap konstan.

2.4.2 Model KGD

Model KGD merupakan hasil rotasi sebesar 90° dari model PKN. Model KGD memiliki sifat dimana lebar rekahan yang terbentuk membentuk *elips* pada bagian ujung (Fernandes, 2009). Model KGD memiliki konduktivitas yang lebih besar dari PKN karena lebarnya rekahan yang terbentuk.



Gambar 2.3 KGD Model

Anggapan yang digunakan pada model KGD antara lain:

1. Tinggi rekahan lebih panjang daripada panjang rekahan ($h_f \gg x_f$).
2. Tinggi rekahan sama dengan tebal *reservoir*.
3. *Stiffness* batuan bekerja pada arah horizontal.

2.5 EVALUASI HASIL PERENCANAAN SCREENLESS FRAC-PACK

Desain dan perencanaan *screenless frac-pack* yang disimulasikan dengan bantuan software FracCADE 5.41 nantinya akan diperlukan evaluasi terhadap hasil perencanaan yang dibuat dengan melihat perubahan beberapa parameter penting seperti peningkatan permeabilitas rata-rata dan peningkatan nilai *productivity index* untuk parameter keberhasilan *screenless frac-pack* sebagai stimulasi yang efektif. Sedangkan sebagai metode *sand control*, hasil perubahan BS (*basic sediment*) tidak dapat diketahui karena membutuhkan kegiatan laboratorium untuk dapat dievaluasi dan desain harus diterapkan pada sumur tersebut terlebih dahulu. Oleh karena itu desain *screenless frac-pack* akan dibuat sesuai dengan kebutuhan sumur dalam menyaring lajunya produksi pasir.

2.5.1 Perkiraan Peningkatan Permeabilitas Rata-Rata

Evaluasi ini bertujuan untuk mengetahui harga dari distribusi permeabilitas setelah dilakukannya perekahan mengikuti persamaan berikut :

$$k_f = \frac{(k_i \times h) + Wk_f}{h} \dots \dots \dots (2)$$

Dimana :

k_f = Permeabilitas rekahan, mD

Wk_f = Konduktivitas rekahan, mD.ft

X_f = Panjang rekahan satu sayap yang terbentuk, ft

h_f = Tinggi rekahan, ft

h = Tinggi / tebal formasi, ft

$$k_{avg} = \frac{\log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\left[\frac{1}{k_f} \log\left(\frac{x_f}{r_w}\right)\right] + \left[\frac{1}{k} \log\left(\frac{r_e}{L_f}\right)\right]} \dots \dots \dots (3)$$

Dimana :

k_{avg} = Permeabilitas rata-rata setelah rekahan, md

r_e = Radius pengurasan, ft

r_w = Radius sumur, ft

h = Tinggi / tebal formasi, ft

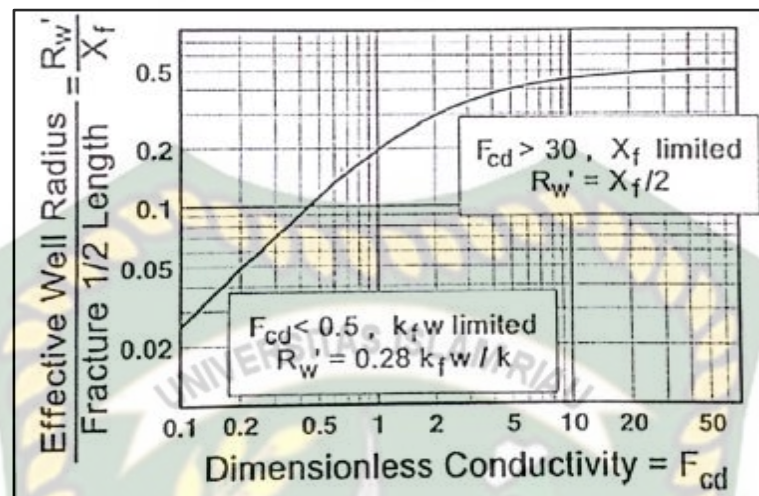
2.5.2 Perkiraan Peningkatan *Productivity Index* Dengan Metode *Cinco-Ley*, *Samaniego*, dan *Dominique*

Metode pada penentuan dari *Productivity Index* dengan maksud untuk mengetahui kelipatan produksi akibat perekahan yang terbentuk dapat diketahui dengan persamaan berikut (Cinco-Ley dkk, 1978) :

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln\frac{r_e}{r_w}}{\ln\frac{r_e}{r_w'}} \dots \dots \dots (4)$$

Setelah diketahui nilai dari r_e dan r_w , maka selanjutnya nilai dari r_w' (jari-jari efektif sumur) dapat diketahui dengan mencari nilai dari F_{cd} terlebih dahulu

yang mana nantinya nilai dari r_w' didapatkan dari grafik hubungan r_w'/x_f dengan F_{cd} yang terlihat pada gambar 2.5



Gambar 2.4 Grafik Hubungan r_w' dengan FCD

Persamaan yang digunakan untuk mengetahui nilai konduktivitas rekahan tanpa dimensi (F_{cd}) adalah :

$$FCD = \frac{W_{kf}}{k_f \times X_f} \dots \dots \dots (5)$$

Setelah mendapatkan nilai FCD dan dimasukkan kedalam grafik sehingga didapat nilai r_w' . Setelah mendapat nilai r_w' baru dapat dihitung nilai kelipatan kenaikan produktivitas (J/J_o) dan digunakan untuk mengevaluasi tingkat keberhasilan perekahan berdasarkan harga *skin*, yang ditunjukkan dalam persamaan berikut:

$$S = -\ln \left(\frac{r_w'}{r_w} \right) \dots \dots \dots (6)$$

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang akan digunakan adalah studi literatur yang berhubungan dengan perencanaan desain *screenless frac-pack* serta melakukan pengumpulan data sekunder berupa data reservoir, data produksi, dan kompleksi sumur yang kemudian dikombinasikan bersama *simulation research* dengan melakukan pengolahan data memanfaatkan permodelan simulator FracCADE 5.41 untuk mengetahui perubahan dari *productivity index* dari sumur tersebut setelah dilakukannya *treatment*. Setelah data dikumpulkan, selanjutnya penulis melakukan evaluasi dan analisis data dimana akan dijelaskan lebih detail pada bab berikutnya dengan mengevaluasi hasil dari perencanaan *screenless frac-pack*.

3.2 TAHAP PENGUMPULAN DATA

Sebelum memulai pekerjaan stimulasi *screenless frac-pack*, diperlukan data-data yang menunjang seperti data reservoir, fluida reservoir, kompleksi sumur, perforasi sumur. Data-data penunjang tersebut juga digunakan untuk melakukan desain *screenless frac-pack* yang kemudian dapat dimasukkan kedalam simulator. Adapun data-data penunjang ditampilkan pada tabel-tabel dibawah ini :

Tabel 3.1 Data Kompleksi

Parameter	Unit
Profil Sumur	
OD Casing	in
ID Casing	in
OD Tubing	in
ID Tubing	in
Rw	ft
Re	ft

Tabel 3.2 Data Produksi

Parameter	Unit
Laju Alir Total (Q_{total})	BFPD
Laju Alir Minyak (Q_o)	BPD
Water cut	%
BS	%

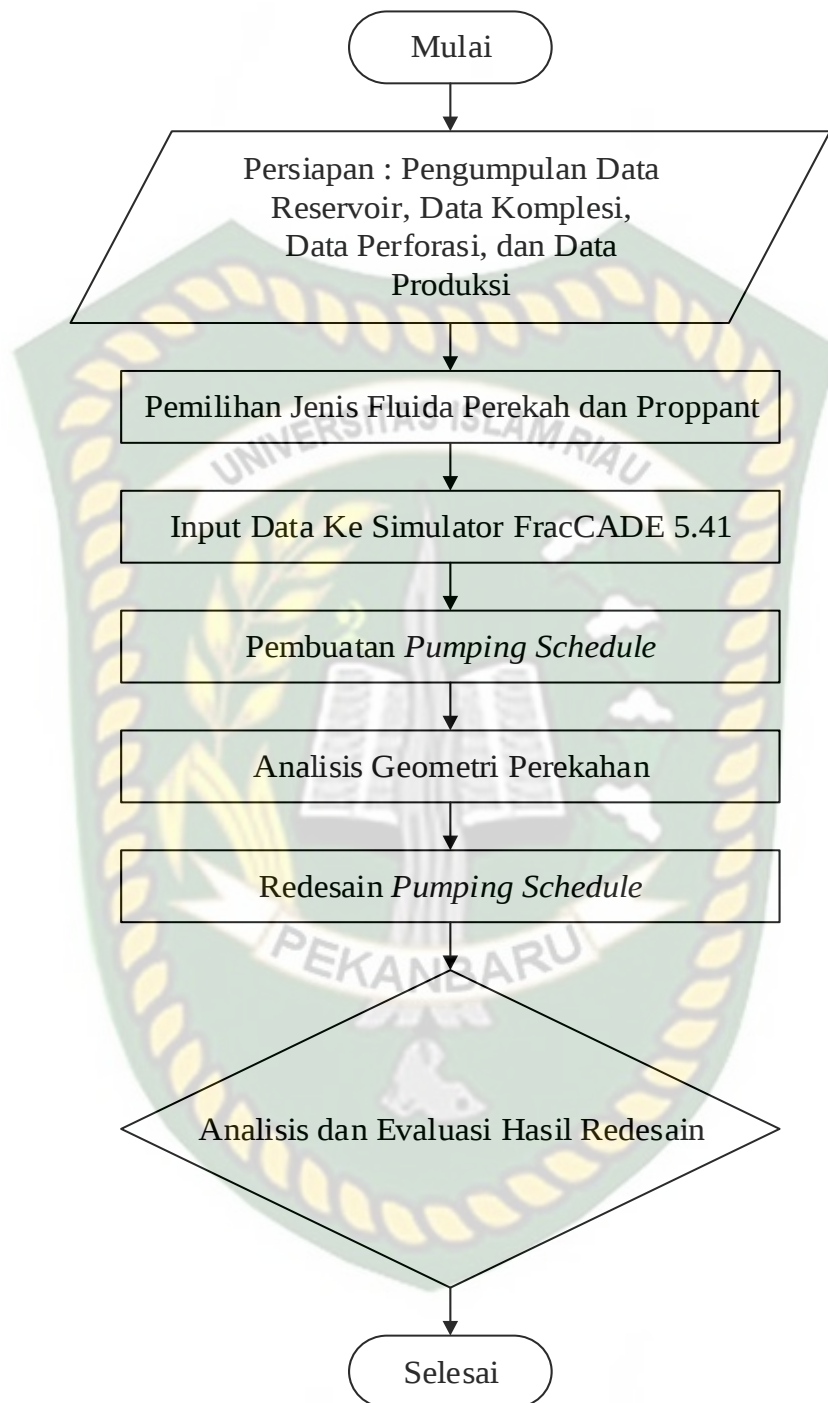
Tabel 3.3 Data Reservoir

Parameter	Unit
Area	acre
Ketebalan Formasi	ft
Tekanan Reservoir	Psi
Porositas	%
Saturasi	%
FVF, Oil	RB/STB
Permeabilitas	mD
GOR	SCF/STB
Viskositas Minyak	Cp
Temperatur Reservoir	°F
<i>Oil Gravity</i>	°API
<i>Grain Median</i>	mm
<i>Closure Stress</i>	psi

Tabel 3.4 Data Perforasi

Parameter	Unit
<i>Top TVD</i>	ft
<i>Bottom TVD</i>	ft
<i>Top MD</i>	ft
<i>Bottom MD</i>	ft
<i>Shoot Density</i>	spf
<i>Number</i>	
<i>Diameter</i>	in

3.3 ALUR PENELITIAN



3.4 PENGOLAHAN DATA

Data-data yang diperoleh baik dari lapangan maupun sumber referensi lainnya, yang selanjutnya dilakukan perancangan pekerjaan *screenless frac-pack* dan evaluasi keberhasilan *screenless frac-pack*. Adapun tahapan pengolahan data sebagai berikut :

3.4.1 Perencanaan Screenless Frac-Pack

Sebelum dilakukan pekerjaan *screenless frac-pack*, diperlukan serangkaian simulasi untuk memperoleh gambaran desain *screenless frac-pack* berdasarkan data yang digunakan sebagai penunjang agar mendapatkan kondisi *reservoir* yang sesuai. Setelah dilakukan perencanaan memanfaatkan simulator *software* FracCADE 5.41, maka akan diperoleh gambaran dimensi dari rekahan yang akan terjadi pada sumur X.

3.4.1.1 Pemilihan Fluida Perekah dan *Additive*

Dalam pemilihan fluida perekah harus memperhatikan data *reservoir* sumur yang dievaluasi agar sesuai dengan fluida yang akan digunakan dalam operasi *frac-pack*. Tahap dan pertimbangan yang akan dilakukan setelah memperoleh data *reservoir* nantinya untuk menentukan jenis fluida perekah adalah sebagai berikut :

1. Mempertimbangkan jenis formasi apakah sensitif terhadap air atau tidak yang menjadi acuan apakah fluida perekah berbasis air atau minyak.
2. Mengerucutkan kemungkinan pemilihan jenis fluida perekah dengan melihat temperatur formasi apakah lebih dari 200°F atau kurang dari 200°F
3. Melakukan pemilihan jenis fluida perekah berdasarkan kemungkinan yang didapat mengikuti pertimbangan nilai viskositas yang lebih tinggi.

Demi mendapatkan performa yang diinginkan, *additive* perlu ditambahkan sebagai campuran fluida perekah. Pemilihan *additive* didasari dengan kebutuhan formasi dan jenis fluida perekah yang akan digunakan. Additive seperti *crosslinker* dan *thickener* umum digunakan dalam operasi ini yang berperan dalam meningkatkan viskositas fluida perekah.

Selain pemilihan fluida perekah dan *additive* yang nantinya akan dilakukan sesuai pertimbangan diatas, penentuan jenis fluida perekah juga akan menggunakan acuan dari beberapa *study case* yang sebelumnya telah melakukan kegiatan *frac-pack* sebagai referensi tambahan untuk mendapatkan pemilihan fluida perekah yang lebih optimal.

3.4.1.2 Pemilihan *Proppant*

Pemilihan *proppant* atau material pengganjal didasarkan pada kemampuan untuk menahan rekahan agar tetap terbuka serta konduktivitas yang diinginkan. Prosedur yang akan dilakukan dalam pemilihan *proppant* adalah sebagai berikut :

1. Menghitung besar *proppant* dengan metode *Sparlin* berdasarkan ukuran pasir formasi dengan persamaan (1)
2. Berdasarkan ukuran *proppant* maka selanjutnya dilakukan pemilihan jenis *proppant* (*sand/ceramic*) dengan melihat ketahanan *proppant* tersebut dalam menahan tekanan penutup yang nantinya harus berada di atas *closure pressure* formasi
3. Setelah didapatkan jenis *proppant* yang tepat maka diikuti dengan pemilihan berlapis resin untuk jenis *proppant* yang akan digunakan.

Sama halnya dengan pemilihan fluida perekah dan *additive*, pemilihan *proppant* juga nantinya akan diikuti dengan penggunaan referensi berdasarkan penelitian yang telah dilakukan sebelumnya.

3.4.1.3 Desain *Screenless Frac-Pack*

Tahapan dari desain *screenless frac-pack* dimulai dari pemilihan kandidat, pengumpulan data sumur dan pengolahan data sumur menggunakan *software* FracCADE 5.41. Berdasarkan data sumur yang ada, data tersebut diolah dari pemilihan teknologi *screenless frac-pack* yang akan digunakan, serta mengkonfirmasi ulang data sumur pada saat eksekusi kemudian mengolahnya kembali menjadi desain akhir pekerjaan *screenless frac-pack* sebelum pekerjaan dilakukan.

Secara garis besar tahapan desain *screenless frac-pack* menggunakan *software* FracCADE 5.41 adalah sebagai berikut :

1. *Input Data : Well Data, Zone Data, Reservoir Fluid Data.*
2. Pemilihan fluida perekah dan *proppant* yang akan digunakan.
3. Pembuatan *pumping schedule* dengan model geometri rekahan yang diinginkan.
4. Melakukan simulasi desain dengan metode *trial and error*.

5. Mengevaluasi hasil perekahan optimal yang didapat dengan melihat perubahan pada parameter tertentu

3.4.1.4 Desain *Screenless Frac-Pack* Dengan Metode TSO

Prosedur dari desain *screenless frac-pack* dengan teknik TSO secara garis sama dengan desain normal namun yang membedakan pada teknik ini terletak pada *pumping schedulanya*. Pada teknik ini pengolahan *slurry* harus dijadwalkan sedemikian rupa sehingga *slurry* dapat bergerak ke ujung rekahan terlebih dahulu dan menghentikan perkembangan rekahan yang kemudian diikuti dengan pemompaan *slurry* dengan konsentrasi *proppant* yang tinggi untuk mendapatkan pelebaran dan pengembangan pada rekahan. *Pumping schedule* pada teknik ini tentunya didesain sedemikian rupa dengan metode *trial and error* hingga mendapatkan hasil yang optimal.

3.5 EVALUASI HASIL PERENCANAAN *SCREENLESS FRAC-PACK*

Evaluasi dilakukan untuk mengetahui berhasil atau tidaknya perencanaan *screenless frac-pack* yang dilakukan sebagai stimulasi yang efektif. Terdiri dari perkiraan peningkatan permeabilitas rata-rata batuan dan perkiraan peningkatan *Productivity Index*. Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, sedangkan perencanaan sebagai metode *sand control* belum dapat dievaluasi hasilnya karena memerlukan penerapan langsung pada sumur tersebut.

3.5.1 Perkiraan Peningkatan Permeabilitas Rata-Rata

Perhitungan permeabilitas setelah perekahan terjadi menggunakan persamaan (2) dan diikuti dengan perhitungan distribusi permeabilitas atau permeabilitas rata-rata dengan menggunakan persamaan (3).

3.5.2 Perkiraan Peningkatan *Productivity Index* Dengan Metode *Cinco-Ley, Samaniego, dan Dominique*

Perhitungan perkiraan peningkatan kelipatan produksi berdasarkan persamaan *Cinco-Ley, Samaniego* dan *Dominique* dapat dicari dengan menggunakan persamaan (4) dan (5). Sedangkan untuk nilai *skin* setelah perekahan dapat menggunakan persamaan (6).

3.6 JADWAL PENELITIAN

Penelitian ini akan dilakukan selama 3 bulan yang dimulai dari bulan April 2021 sampai dengan Juni 2021 yang dapat dilihat pada tabel 3.4.

Tabel 3.5 Jadwal Penelitian

No	Jenis Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)													
		April 2021				Mei 2021				Juni 2021				Juli 2021	
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
1	Studi Literatur														
2	Pengumpulan Data														
3	Analisa Data														
4	Penentuan Variabel Model														
5	Pembuatan Model														
6	Analisa Model														
7	Hasil dan Pembahasan														
8	Laporan Tugas Akhir														

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 ALASAN PERENCANAAN SCREENLESS FRAC-PACK

Perencanaan *screenless frac-pack* yang dilakukan pada sumur X lapangan Y ini berdasarkan pada alasannya yaitu, formasi XY berjenis *unconsolidated sandstone* dengan faktor sementasi batuan rendah 1,3 sehingga memiliki masalah kepasiran dengan produksi *basic sediment* (BS) 2,1 %. Operasi *screenless frac-pack* mampu mengurangi produksi pasir hingga toleransi maksimum BS% dan mengurangi biaya intervensi sumur jangka panjang akibat masalah yang ditimbulkan oleh kepasiran.

Menurut data penelitian sebelumnya, metode *sand conrol* dengan pemasangan *screen* pada beberapa sumur di lapangan Y mengalami kegagalan berupa penyumbatan halus pada *screen*. Maka dengan dilakukannya perencanaan *screenless frac-pack* (tanpa penggunaan *screen*) sangat diharapkan dapat membentuk rekahan yang konduktif dan homogen agar formasi dapat mengalami stabilitas yang lebih baik sehingga pasir tidak ikut terproduksi ke lubang sumur dan formasi mengalami kenaikan permeabilitas oleh rekahan yang dibuat.(Butcher, 2007)

4.2 PENGUMPULAN DATA

Sebelum memulai perencanaan *screenless frac-pack*, diperlukan data-data yang menunjang seperti data reservoir, dara kompleksi, data perforasi, dan data produksi. Data-data penunjang tersebut juga digunakan untuk melakukan desain *screenless frac-pack* yang kemudian dapat dimasukkan kedalam simulator. Adapun data-data tersebut sebagai berikut :

Tabel 4.1 Data Produksi Sumur X

Parameter	Nilai
Laju Alir Total (Q_{total})	52 BFPD
Laju Alir Minyak (Q_o)	38 BPD
<i>Water Cut</i>	72 %
BS	2,1%

Sumber : (Farouq, 2014)

Tabel 4.2 Data Reservoir Sumur X

Parameter	Nilai
Area	1560 acre
Ketebalan Reservoir	33 ft
Tekanan Reservoir	258 Psi
Porositas	26,5%
Saturasi Minyak	55%
FVF, Oil	1,8 bbl/STB
Permeabilitas	56 mD
GOR	185 SCF/STB
Viskositas Minyak	2,5 Cp
Temperatur Reservoir	120°F
OOIP	97 MMSTB
<i>Oil Gravity</i>	23°API
<i>Grain Median</i>	0,127 mm
Gradien Rekah	0,626 psi/ft

Sumber : (Farouq, 2014)

Tabel 4.3 Data Perforasi Sumur X

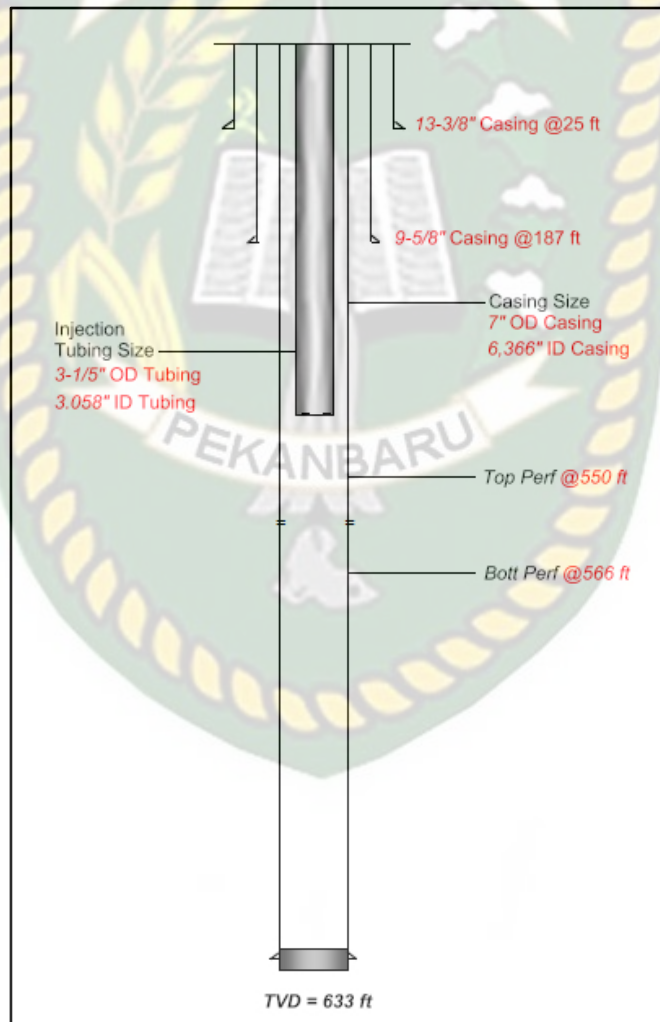
Parameter	Nilai
<i>Top TVD</i>	550 ft
<i>Bottom TVD</i>	566 ft
<i>Shoot Density</i>	5 spf
<i>Number</i>	80
<i>Diameter</i>	0, 29 in

Sumber : (Farouq, 2014)

Tabel 4.4 Data Kompleksi Sumur X

Parameter	Nilai
OD Casing	7 in
ID Casing	6,366 in
OD Tubing	3-1/5 in
ID Tubing	3,058 in
Rw	0.51 ft
Re	865 ft

Sumber : (Farouq, 2014)

**Gambar 4.1** Well Schematic Sumur X

Nilai dari geomekanika akan menggunakan parameter ideal untuk jenis batuan *unconsolidated sandstone*. Secara umum, *unconsolidated sandstone* memiliki harga *modulus young* berkisar dari $1,000 \times 10^6$ psi. Sedangkan nilai dari *poisson ratio* sebesar 0,25.(Economides & Boney, 2001)

4.3 PENENTUAN MODEL REKAHAN *SCREENLESS FRAC-PACK*

Berdasarkan data ketebalan formasi XY yang tidak cukup besar untuk dapat membuat tinggi rekahan yang lebih besar dari penetrasi rekahan nantinya maka dipilihlah model rekahan PKN (*Perkins, Kern & Nordgren*) untuk perencanaan *screenless frac-pack* pada sumur X lapangan Y (Turnage, Palisch, Gleason, Escobar, & Jordan, 2006). Model rekahan PKN yang dikombinasikan dengan penerapan metode TSO dilakukan ketika *proppant* yang cukup telah terkonsentrasi di tepi depan rekahan pemompaan yang berkelanjutan akan mengembangkan rekahan (meningkatkan lebar rekahan) dengan tujuan mendapatkan konduktivitas yang besar sebagai salah satu kunci keberhasilan *screenless frac-pack*. Pemilihan model rekahan ini menjadi faktor yang menentukan parameter utama seperti lebar rekahan, tinggi rekahan, dan panjang rekahan.(Edwards, Gauthier, & Clarkson, 2006)

4.4 PENENTUAN FLUIDA DAN *ADDITIVE SCREENLESS FRAC-PACK*

Formasi XY merupakan formasi dengan jenis lapisan *unconsolidated sandstone* yang mengharuskan pemilihan fluida perekah cocok dengan jenis batuan tersebut dimana jenis fluida perekah yang akan dipilih juga harus kompatibel dengan *bottomhole temperature* (BHT) formasi pada 120°F (Yamak et al., 2018). Kegiatan *screenless frac-pack* umumnya memanfaatkan jenis fluida perekah yang bersifat *gel* karena memiliki viskositas tinggi untuk jangka waktu yang lama pada berbagai temperatur (Cheng, Brown, & Prud, 2002). Sifat *gel* yang mengikat juga berperan dalam membuat rekahan yang lebih baik serta nilai viskositas yang besar ini berfungsi untuk membuka jalan rekahan dan untuk mengurangi *leak-off* (kebocoran) pada slurry akibat penerapan teknik *tip screen out*.

Kerusakan formasi akibat fluida *screenless frac-pack* seperti penumpukan filter-cake atau invasi polimer menjadi pertimbangan dalam pemilihan fluida *screenless frac-pack* (Anggraini & Oliver, 2019). Oleh karena hal tersebut maka

fluida perekah *hydroxypropyl guar* (HPG) dipilih untuk perencanaan *screenless frac-pack* pada sumur X karena menurut penelitian hasil uji kerusakan formasi menunjukkan HPG merupakan fluida *crosslinked* yang memiliki residu paling sedikit dibandingkan dengan jenis fluida perekah *gel* lainnya seperti *hydroxyethyl cellulose* (HEC) (Castro Dantas et al., 2005).

Mengingat fluida perekah berbahan dasar air (*water based fluid*), sangat memungkinkan adanya bakteri yang menyerang *organic polymer* yang dapat menyebabkan rusaknya ikatan molekul sehingga mengurangi viskositas fluida. Maka ditambahkan *bactericide* dengan konsentrasi 4 lb pada fluida perekah sebelum dipompakan untuk takaran konsentrasi yang mengacu pada penelitian sebelumnya terkait formulasi *bactericide* pada range konsentrasi dari 1 sampai 5 lb. Karena apabila konsentrasi *bactericide* mencapai 10 ppm atau lebih, viskositas fluida perekah dapat terganggu (Rimassa, Howard, & et al., 2011).

Selain *bactericide*, *additive* jenis *crosslinker* juga ditambahkan pada fluida perekah yang berperan untuk meningkatkan viskositas fluida perekah. *Crosslinker* meningkatkan viskositas dengan cara mengikat molekul-molekul, sehingga rantai molekulnya menjadi panjang karena apabila viskositas berkurang dari 100 cp maka *proppant* dapat mengendap (Rahim, Al-Anazi, & Al-Kanaan, 2013). Konsentrasi dari *crosslinker* umumnya berkisar pada 0,02 – 0,03 gpt untuk memberikan daya dukung *proppant* yang lebih baik pada konsentrasi yang lebih tinggi dan menghasilkan lebar rekahan yang lebih besar (Yamak et al., 2018). Oleh karena itu pada perencanaan ini 130 gal *crosslinker* akan digunakan.

Reservoir *unconsolidated sandstone* memiliki kandungan mineral *clay* terbanyak dan dikhawatirkan aliran dari fluida perekah dengan perubahan tekanan atau temperatur atau lingkungan ion dapat menyebabkan *clay* terlepas dan bermigrasi sehingga akan merusak formasi. Maka dari itu, *clay stabilizer* yang berfungsi untuk mencegah migrasi *clay* ditambahkan pada fluida perekah dengan konsentrasi standar pada 90 gal (Tanya J. Gallegos, 2014).

Adapun jenis dan konsentrasi dari *additive* yang akan ditambahkan pada fluida perekah dapat dilihat pada tabel berikut :

Tabel 4.5 Data *Additive* Fluida Perekah

Nama <i>Additive</i>	Satuan	Konsentrasi
<i>Bactericide</i>	Lb	4
<i>Crosslinker</i>	Gal	130
<i>Clay Stabilizer</i>	Gal	90

Sedangkan pada *schedule Flush* diakhir pemompaan, fluida perekah yang digunakan yaitu 4% KCL *Water*. Pemilihan jenis fluida tersebut didasari oleh rendahnya viskositas fluida KCL 0,267 yang mana fluida akan lebih mudah kembali ke sumur tanpa memberikan efek kerusakan pada formasi maupun mempengaruhi *pack proppant* yang telah ditempatkan. Untuk konsentrasi KCL umumnya berkisar pada 2 – 7% dimana pada perencanaan ini konsentrasi yang digunakan untuk KCL yaitu pada 4% mengingat jenis batuan reservoir yaitu *unconsolidated sandstone* karena KCL sendiri mampu mencegah penyebaran *clay* dengan memberikan sifat *cationic* (mencegah perpindahan ion pada *clay*). (Qiu, Marten, Morgenthaler, Adams, & Vu, 2009)

4.5 PENENTUAN *PROPPANT SCREENLESS FRAC-PACK*

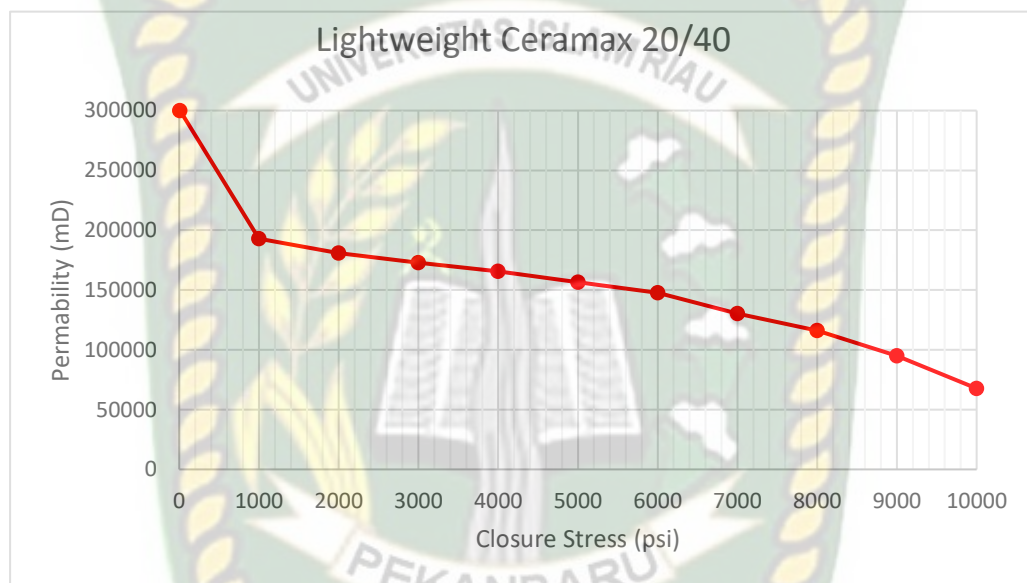
Pemilihan *proppant* didasarkan pada kemampuan untuk menahan rekahan agar tetap terbuka serta konduktivitas yang diinginkan. *Proppant* tersebut harus mampu menahan *closure pressure* (tidak pecah). Dengan penyebaran *proppant* yang homogen maka stabilitas formasi terjaga sehingga produksi pasir formasi dapat berkurang.

Proppant yang digunakan pada sumur X adalah *Lightweight Ceramax 20/40*. Hal ini didasarkan karena *Proppant* jenis *Lightweight Ceramax 20/40* memiliki kemampuan untuk menahan *stress* sampai dengan 10000 psi sesuai dengan kriteria *proppant* pada *frac-pack* agar mendapatkan rekahan yang nantinya stabil dan permeabel (Butcher, 2007).

Angka 20/40 merupakan ukuran *proppant* yang memiliki arti bahwa *proppant* dapat melewati *screen* ukuran 20 *mesh*, namun tersaring pada *screen* 40 *mesh*. (Belyadi, Fathi, & Belyadi, 2019). Pemilihan ukuran *proppant* tersebut mengikuti aturan *sparlin* yaitu ukuran *proppant* harus 4 sampai 8 kali ukuran median pasir formasi (Sparlin, n.d.). Bila dilihat pada data *reservoir* sumur X, ukuran median

pasir berada pada 0,127 mm. Dari keterangan Tabel konversi pada Lampiran I, didapatkan ukuran batas atas (BA) yaitu 18 *mesh* untuk hasil perhitungan 1,016 mm dan ukuran batas bawah (BB) yaitu 35 *mesh* untuk hasil perhitungan 0,508 mm pada aturan *saucier*. Namun ukuran *proppant* 18/35 *mesh* tidak tersedia di pasaran, maka diambil ukuran 20/40 *mesh* untuk *proppant* pada sumur X.

Hasil desain *proppant* dengan asumsi nilai permeabilitas terhadap *closure stress* dapat dilihat pada grafik berikut :



Gambar 4.2 Grafik Permeabilitas *Proppant*

Berdasarkan Gambar 4.1 yang merupakan grafik permeabilitas *proppant* terhadap *closure stress* dapat dilihat bahwa bentuk grafik menurun kebawah. Hal tersebut menunjukkan penurunan permeabilitas *proppant* pada *closure stress* 1000 psi kemudian diikuti oleh penurunan permeabilitas *proppant* hingga 67300 mD untuk *closure stress* mencapai 10000 psi.

4.6 DESAIN AWAL SCREENLESS FRAC-PACK

Dalam perencanaan desain *screenless frac-pack* diperlukan serangkaian simulasi untuk memperoleh gambaran desain yang akan terjadi dengan pendekatan parameter *reservoir* dan konfigurasi sumur yang ada (Patil, Shado, & Ivanov, 2014). Desain *screenless frac-pack* dibuat secara komputerisasi dengan pemanfaatan simulator FracCADE 5.41 berdasarkan data *reservoir*, data kompresi,

data produksi, data *proppant*, dan data fluida perekah untuk mendapatkan hasil dari perencanaan yang optimal serta sesuai dengan kondisi *reservoir* nya.

Tabel 4.6 *Pumping Schedule* Desain Awal *Screenless Frac-Pack*

<i>Stage Name</i>	<i>Fluid Name</i>	<i>Rate</i>	<i>Stage Fluid Vol</i>	<i>Cum. Fluid Vol</i>	<i>Stage Slurry Vol</i>	<i>Cum. Slurry Vol</i>	<i>Stage Prop</i>	<i>Cum. Prop</i>
		(bpm)	(gal)	(gal)	(bbl)	(bbl)	(lb)	(lb)
PAD	HPG	15	3500	3500	83.3	83.3	0	0
2 PPA	HPG	15	3082	6582	80.0	163.3	6165	6165
4 PPA	HPG	15	2856	9438	80.3	246.6	11426	17591
6 PPA	HPG	15	2543	11981	76.9	320.5	15261	32852
8 PPA	HPG	15	2224	14205	72.0	392.5	17795	50648
10 PPA	HPG	15	1011	15216	34.9	427.5	10112	60760
12 PPA	HPG	15	825	16041	30.3	457.7	9901	70661
<i>Flush</i>	KCL	15	193	16234	4.6	426.3	0	70661

Desain awal *screenless frac-pack* dimulai dengan pemompaan *pad* menggunakan fluida HPG dengan konsentrasi awal 3500 gal. Pada tahap ini, HPG dipompa ke dalam sumur untuk memecah formasi dan memulai rekahan formasi target. Karena tujuannya untuk membuat rekahan saja, *proppant* belum tercampur pada tahapan ini.

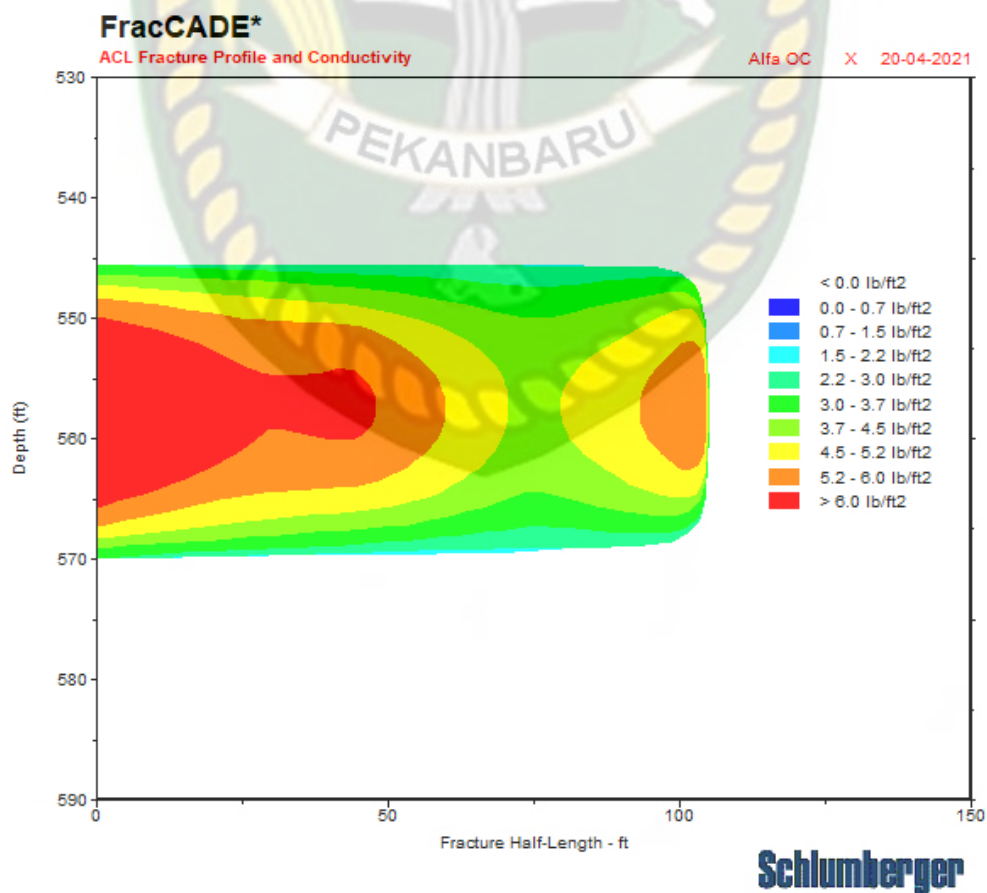
Selanjutnya pemompaan *proppant* 20/40 *Lightweight ceramax* yang dicampur dengan HPG rekahan dipompa ke dalam lubang sumur. *Proppant* digunakan untuk menjaga agar fraktur tetap terbuka. Jadi, ini dimaksudkan untuk mempertahankan peningkatan permeabilitas yang diciptakan oleh rekahan pada tahap *pad* (Patil et al., 2014).

Pemompaan berkelanjutan dilakukan pada *rate* 15 bpm beserta dengan konsentrasi kelipatan 2 PPA hingga 12 PPA. Variasi konsentrasi *proppant* yang digunakan mengikuti *pumping schedule* pada beberapa *treatment frac-pack* yang telah dilakukan dengan kombinasi teknik *trial and error* (Reza et al., 2008). Dimulai pada *stage* 2 PPA dengan pemompaan 3082 gal fluida HPG dan dicampur

dengan 6165 lb *proppant*. Kemudian diikuti dengan *stage 4* PPA untuk volume HPG 2856 gal dan 11426 lb *proppant*. Selanjutnya *stage 6* PPA dengan volume HPG pada 2543 gal dan 15261 lb *proppant*. Dilanjutkan dengan *Stage 8* PPA dimana volume fluida HPG yang digunakan yaitu 2224 gal dan *proppant* dengan konsentrasi 17795 lb. Pada *stage 10* PPA hanya digunakan 1011 gal fluida HPG sebagai *carrier* karena menghindari *screenout* untuk konsentrasi *proppant* 10112 lb. Pemompaan *slurry* diakhiri pada *stage 12* PPA dengan volume HPG 825 gal dan 9901 lb *proppant*.

Treatment diakhiri dengan *flush* 4% KCL sebanyak 193 gal yang dimaksudkan untuk membuang kelebihan *proppant*, yang mungkin masih ada di lubang sumur.

Berdasarkan *pumping schedule* yang digunakan untuk *treatment screenless frac-pack*, maka didapatkan hasil rekahan yang nantinya akan terbentuk untuk sumur X sebagai berikut :



Gambar 4.3 Hasil Geometri Desain Awal

Gambar 4.3 yang merupakan hasil geometri perekahan terhadap penyebaran *proppant* pada *screenless frac-pack* di sumur X bedasarkan desain yang dibuat. Telihat pada kedalaman 520 ft – 568 ft diujung rekahan terdapat penumpukan *proppant* dengan konsentrasi $5,2 \text{ lb/ft}^2 - 6 \text{ lb/ft}^2$ yang membentuk *bank*. Penyebaran *proppant* yang tidak merata pada rekahan diperkirakan terjadi akibat pemompaan *proppant* dengan konsentrasi kelipatan 2 PPA yang kurang efektif untuk jenis dan volume fluida perekah HPG.

Sedangkan perkiraan geometri perekahan yang terbentuk berdasarkan desain awal *screenless frac-pack* tersebut sebagai berikut pada Tabel 4.7 :

Tabel 4.7 Desain Geometri Rekahan Awal Sumur X

Parameter	Unit
Panjang Rekahan	100,4ft
Tinggi Rekahan	33,74 ft
Lebar Rekahan	0,21 in
Konduktivitas	18201 md.ft

4.7 REDESAIN *SCREENLESS FRAC-PACK* DENGAN METODE TSO

Setelah mendapatkan gambaran rekahan pada desain awal *screenless frac-pack*, tahapan yang dilakukan selanjutnya adalah desain ulang (redesain) agar mendapatkan desain akhir yang akan diimplementasikan dalam operasi *screenless frac-pack*. Desain ulang ini dilakukan dengan metode *tip screen out* dalam pelaksanaanya untuk menempatkan *proppant* hingga ke ujung rekahan, dengan tujuan agar didapat konduktivitas rekahan yang lebih besar oleh penyebaran *proppant* yang lebih baik.

Tabel 4.8 *Pumping Schedule Redesain Screenless Frac-Pack TSO*

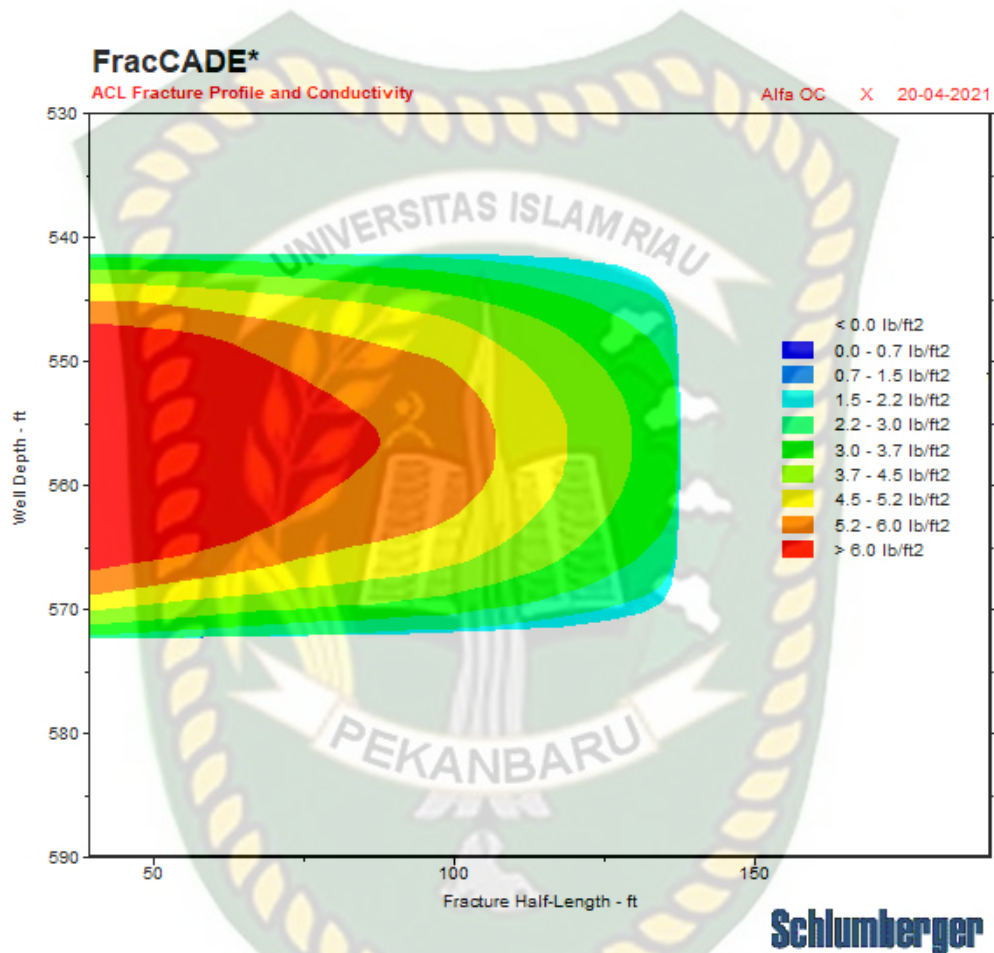
<i>Stage Name</i>	<i>Fluid Name</i>	<i>Rate</i>	<i>Stage Fluid Vol</i>	<i>Cum. Fluid Vol</i>	<i>Stage Slurry Vol</i>	<i>Cum. Slurry Vol</i>	<i>Stage Prop</i>	<i>Cum. Prop</i>
		(bpm)	(gal)	(gal)	(bbl)	(bbl)	(lb)	(lb)
PAD	HPG	16	5430	5430	129.3	129.3	0	0
1 PPA	HPG	16	2570	8000	63.9	190.7	2569	2469
2 PPA	HPG	16	2221	10222	57.7	248.4	4443	6910
3 PPA	HPG	16	1832	12054	49.5	297.9	5495	12405
4 PPA	HPG	16	1565	13619	44.0	241.9	6259	18664
5 PPA	HPG	16	1321	14940	38.5	380.4	6604	25267
6 PPA	HPG	16	1035	15975	31.3	411.7	6209	31476
7 PPA	HPG	16	833	16808	26.1	437.8	5830	3706
8 PPA	HPG	16	661	17469	21.4	459.2	5287	42593
9 PPA	HPG	16	661	18130	22.1	481.3	5948	48540
10 PPA	HPG	16	487	18617	16.8	498.1	4869	53409
Flush	KCL	16	193	18810	4.6	502.7	0	53409

Desain ulang *pumping schedule* yang dilakukan dimulai dari penambahan konsentrasi *pad* menjadi 5430 gal agar mendapatkan rekahan (xf) lebih panjang. Pemompaan *pad* diperlukan dalam jumlah cukup agar tidak terjadi terjadi 100 % *leak-off* sebelum rekahan terjadi dan *proppant* ditempatkan (Putranti et al., 2019).

Penambahan jumlah *stage* oleh perubahan kelipatan konsentrasi *proppant* dari 2 PPA menjadi kelipatan 1 PPA dilakukan hingga maksimal konsentrasi 10 PPA. Hal ini bertujuan untuk memperoleh *proppant pack* yang konduktif dari ujung rekahan dan juga untuk mengantisipasi masalah *turtoisity* (Fernandes, 2009). Pemompaan *slurry* dilakukan dengan memanfaatkan teknik *tip screen out* dimana dilakukan peningkatan *pump rate* menjadi 16 bpm untuk konsentrasi pemompaan fluida dan *proppant* yang berkelanjutan dari besar ke kecil. Dimulai dari *stage* 1 PPA untuk volume fluida HPG yang digunakan 2570 gal sedangkan konsentrasi *proppant* 2569 lb. Kemudian dilanjutkan dengan pemopaan *slurry* hingga 10 PPA

dengan volume akhir HPG 487 gal dan konsentrasi *proppant* 4869 lb. *Stage* pemompaan kemudian diakhiri dengan memompakan 4% KCL sebanyak 193 gal

Berdasarkan tabel *pumping schedule* diatas, rekahan yang akan terbentuk untuk sumur X adalah sebagai berikut :



Gambar 4.4 Hasil Geometri Redesain

Pada hasil redesain *screenless frac-pack* didapatkan konduktivitas rekahan di 28817 md.ft. Konduktivitas yang baik tersebut didapatkan oleh metode *tip screen out* dimana rata-rata konduktivitas di ujung rekahan berada pada 10709,3 – 16064 md.ft untuk *proppant* yang terkonsentrasi sebanyak 2 PPA. Total fluida HPG sebagai fluida perekah yang digunakan pada redesain ini adalah 18810 gal, sedangkan total konsentrasi *proppant* sebanyak 54309 lb.

Adapun perikaraan geometri yang terbentuk berdasarkan redesain *screenless frac-pack* menggunakan simulator FracCADE 5.41 adalah sebagai berikut :

Tabel 4.9 Desain Geometri Rekahan Redesain Sumur X

Parameter	Unit
Panjang Rekahan	137,7 ft
Tinggi Rekahan	33,74 ft
Lebar Rekahan	0,237 in
Konduktivitas	28817 md.ft

Setelah mendapat hasil konduktivitas maksimal pada redesain, maka selanjutnya dilakukan evaluasi geometri perekahan *screenless frac-pack*. Evaluasi berupa pengamatan terhadap parameter-parameter geometri rekahan dapat dilakukan dengan membandingkan hasil desain awal dan redesain bedasarkan simulator FracCADE 5.41 untuk sumur X seperti pada tabel 4.10.

Tabel 4.10 Perbandingan Geometri Rekahan Desain Awal dan Redesain

Parameter	Desain Awal	Redesain (TSO)
Panjang Rekahan	100,3ft	137,2 ft
Tinggi Rekahan	33,74 ft	33,74 ft
Lebar Rekahan	0,21 in	0,237 in
Konduktivitas	18201 md.ft	28817 md.ft

Dari Tabel 4.10 perbedaan desain awal dengan redesain *screenless frac-pack* terjadi karena penerapan teknik *tip screen out* yang dilakukan pada redesain *screenless frac-pack*.

Hasil dari geometri rekahan didapatkan dengan cara *trial error*. Perbedaan panjang rekahan terlihat pada redesain dimana hal ini terjadi oleh konsentrasi *pad* yang ditingkatkan menjadi 5430 gal untuk dapat mencapai rekahan sepanjang 137.2 ft. Namun untuk tinggi rekahan tidak terdapat perbedaan karena perubahan panjang rekahan yang terjadi dan penurunan konsentrasi *proppant* yang digunakan pada redesain dikhawatirkan akan mempengaruhi konduktivitas rekahan yang terbentuk.

Untuk lebar rekahan yang terbentuk, lebar rekahan redesain lebih besar dari pada lebar rekahan desain awal. Perbedaan tersebut terjadi karena peningkatan

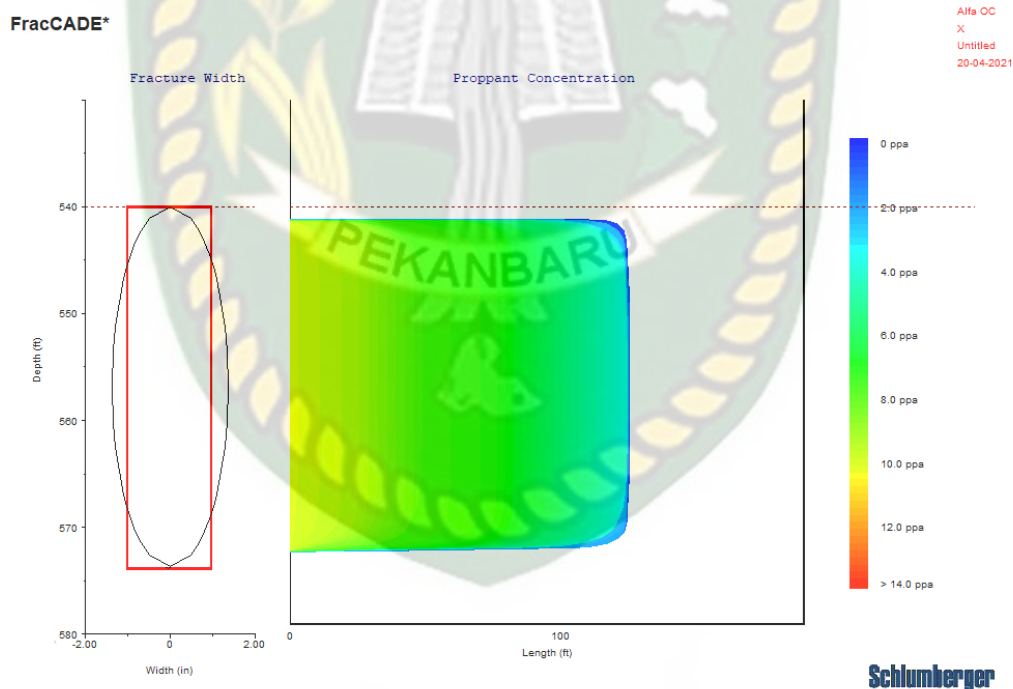
konsentrasi fluida perekahan dan pemampatan *proppant* yang lebih baik pada redesain *screenless frac-pack*.

4.8 EVALUASI HASIL *SCREENLESS FRAC-PACK*

Evaluasi keberhasilan terhadap perencanaan *screenless frac-pack* pada sumur X meliputi kegiatan analisa hasil perekahan yang terbentuk, perhitungan sekaligus perbandingan peningkatan permeabilitas rata-rata formasi (k_{avg}) dan peningkatan *productivity index* dengan metode *Cinco-Ley Samaniego & Dominique*.

4.8.1 Evaluasi Rekahan

Inspeksi hasil perekahan yang terbentuk telah dicapai dengan konsentrasi *proppant* tersebar dengan baik dari konsentrasi 1 PPA hingga 10 PPA yang memberikan kenaikan konduktivitas rekahan menjadi 28817 md.ft seperti terlihat pada gambar berikut:



Gambar 4.5 Penyebaran *Proppant* Terhadap Rekahan Yang Terbentuk

Hal ini menunjukkan bahwa rekahan tersebut mampu meningkatkan area terbuka untuk aliran fluida secara keseluruhan dan sifat reservoir yang tidak terkonsolidasi dapat diatasi dengan konduktivitas yang tinggi ($wkf > 8000$ mD.ft) sehingga mampu mengurangi produksi pasir untuk waktu yang lebih lama (Anggraini & Oliver, 2019). Konduktivitas rekahan yang tinggi dan menembus ke

dalam formasi serta penempatan *proppant* yang terkonsolidasi dengan baik di dekat *wellbore* dan di perforasi memastikan bahwa area permukaan pasir jauh dari sebelumnya untuk bersentuhan dengan area kompleks (Mack & Coker, 2013).

4.8.2 Evaluasi Permeabilitas Rata-Rata

Asumsi yang digunakan adalah menganggap bahwa *screenless frac-pack* yang dilakukan menyebabkan harga permeabilitas disekitar lubang sumur berbeda dengan permeabilitas pada zona yang berada lebih jauh dari lubang sumur.

Pada perhitungan peningkatan permeabilitas menggunakan parameter redesign *screenless frac-pack* yang telah dihitung pada Lampiran II. Berdasarkan perhitungan dengan persamaan yang digunakan maka diperoleh hasil seperti yang terlihat pada Tabel 4.11.

Tabel 4.11 Hasil Perhitungan Peningkatan Permeabilitas

Parameter	Nilai
Permeabilitas Awal (K_i)	56 mD
Permeabilitas Rekahan (K_f)	929,24 mD
Permeabilitas Rata-Rata (K_{avg})	191,1 mD

Hasil dari perhitungan untuk permeabilitas setelah dilakukannya *screenless frac-pack* dipengaruhi oleh dua parameter penting yaitu panjang rekahan (x_f) dan konduktivitas rekahan (w_{kf}) (Li, Gao, Lyu, & Wang, 2015). Dimana setelah dilakukannya perhitungan diperoleh nilai permeabilitas rekahan sebesar 929,24 mD yang memberikan nilai dari permeabilitas rata-rata reservoir mengalami kenaikan menjadi 3,4 kali lipat yaitu di 191,1 mD untuk permeabilitas awal sebelum operasi *screenless frac-pack* pada 56 mD. Berdasarkan nilai permeabilitas yang didapatkan termasuk kedalam kategori permeabilitas baik ($75 < k < 250$ mD).

4.8.3 Evaluasi Peningkatan *Productivity Index* dengan Metode *Cinco-Ley*

Samaniego & Dominique

Dalam melakukan perhitungan perkiraan peningkatan *productivity index* pada sumur X apabila dilakukan proses *screenless frac-pack* dengan desain yang telah direncanakan ini dapat menggunakan Metode *Cinco-Ley Samaniego & Dominiques*. Metode *Cinco-Ley Samaniego & Dominiques* merupakan suatu

korelasi yang mempekirakan perbandingan *productivity index* (J/Jo).(Cinco-Ley & Samaniego, 1977)

Bedasarkan hasil perhitungan *productivity index* yang telah dihitung pada Lampiran III yang menggunakan beberapa tahap perhitungan awal seperti FCD dan kemudian didapatkan harga skin setelah dilakukannya operasi *screenless frac-pack*. Maka didapatkan hasil perhitungan *productivity index* pada Tabel 4.12

Tabel 4.12 Hasil Perhitungan Peningkatan *Productivity Index*

Parameter	Nilai
<i>Skin</i>	-4,6
<i>Productivity Index</i>	2,64

Pada tabel diatas dapat diketahui bahwa berdasarkan hasil perhitungan menggunakan metode *Cinco-Ley*, *Samaniego* dan *Dominique*, maka didapat kenaikan *productivity index* sebesar 2,64 kali, dengan nilai *skin* setelah operasi menjadi -4,6.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan hasil Tugas Akhir Perencanaan *Screenless Frac-Pack* yang telah dipaparkan dalam bab-bab sebelumnya, didapat beberapa yang bisa disimpulkan yaitu:

1. Jenis *proppant* yang digunakan dalam perencanaan *screenless frac-pack* adalah *Lightweight ceramax* ukuran 20/40 dengan konsentrasi total yang digunakan 53409 lb. Sedangkan untuk jenis fluida perekah digunakan fluida perekah HPG (*hydroxypropyl guar*) dengan volume total 18810 gal.
2. Hasil perhitungan geometri rekahan desain akhir *screenless frac-pack* terhadap model rekahan PKN didapatkan panjang rekahan 137,2 ft, lebar rekahan 0,237 in. dan tinggi rekahan 33,74 ft.
3. Hasil dari perekahan dan pemampatan *proppant* kedalam formasi menghasilkan konduktivitas rekahan sebesar 28817 md.ft.
4. Evaluasi hasil *screenless frac-pack* untuk sumur X terbukti berhasil meningkatkan nilai permeabilitas 3,4 kali lipat menjadi 191,1 mD, menurunkan nilai *skin* dengan harga *skin* setelah operasi -4,6 dan meningkatkan *productivity index* sumur 2,64 kali lipat.

5.2 SARAN

Berdasarkan pemaparan dari Tugas Akhir ini peneliti menyarankan untuk dilakukan analisa keekonomian lebih lanjut kegiatan *screenless frac-pack* ini karena kelipatan produksi yang didapatkan.

DAFTAR PUSTAKA

- Acock, A., Heitmann, N., Hoover, S., Malik, B. Z., Pitoni, E., Riddles, C., & Solares, J. R. (2003). Screenless methods to control sand. *Oilfield Review*, 15(1), 38-53+78.
- Batohie, G., & Maharaj, G. (2012). Frac-packing shallow unconsolidated reservoirs - Onshore trinidad. *Society of Petroleum Engineers - SPETT Energy Conference and Exhibition 2012*, (June), 253–263. <https://doi.org/10.2118/158214-ms>
- Belyadi, H., Fathi, E., & Belyadi, F. (2019). Proppant characteristics and application design. *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs*, 71–95. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-817665-8.00006-0>
- Bestaoui-Spurr, N., Langlinais, K., Stanley, D., Usie, M., & Li, C. (2018). Controlling Proppant Wettability Leads to Increase Flowback Recovery and Flow in Frac-Packs. *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control, 2018-Febru*. <https://doi.org/10.2118/189476-ms>
- Butcher, J. R. (2007). *New Area Development Strategy for Duri Field: Evaluation of Gravel Pack / Frac Pack*. <https://doi.org/10.2523/68633-ms>
- Castro Dantas, T. N., Santanna, V. C., Dantas Neto, A. A., & Alencar Moura, M. C. P. (2005). Hydraulic gel fracturing. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 26(1), 1–4. <https://doi.org/10.1081/DIS-200040161>
- Chekhonin, E., & Levonyan, K. (2012). Hydraulic fracture propagation in highly permeable formations, with applications to tip screenout. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 50, 19–28. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2011.12.006>
- Cheng Y, Brown KM, Prud'homme RK. Characterization and intermolecular interactions of hydroxypropyl guar solutions. *Biomacromolecules*. 2002 May-Jun;3(3):456-461. doi: 10.1021/bm0156227. PMID: 12005514.
- Cinco-Ley, H., & Samaniego, F. V. (1977). Effect of wellbore storage and damage on the transient pressure behavior of vertically fractured wells. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1977-Octob*. <https://doi.org/10.2118/6752-ms>
- Completions, S. F., Studies, C., Jun, C. X., Bao, C. R., Oilfield, P. J., Lubis, W., ... Nguyen, P. (2007). *SPE 108909*.
- Dontsov, E. V., & Peirce, A. P. (2015). A Lagrangian Approach to Modelling Proppant Transport with Tip Screen-Out in KGD Hydraulic Fractures. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 48(6), 2541–2550. <https://doi.org/10.1007/s00603-015-0835-6>
- Eaton, L. F., Randall Reinhardt, W., Scott Bennett, J., Blake, K., & Morales, H. (2007). Magnolia deepwater experience - Frac-packing long perforated intervals in nconsolidated Silt Reservoirs. *SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings, 1*, 547–560. <https://doi.org/10.2523/105541-ms>

- Economides, M. J., & Boney, C. (2001). *Reservoir Stimulation Chapter 2 Formation Characterization : Well and Reservoir Testing*.
- Edwards, W. J., Gauthier, S. R., & Clarkson, B. A. (2006). New frac-pack design technique leads to more accurate estimation of tip screenout post-FET. *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control*, 2006, 353–363. <https://doi.org/10.2118/98171-ms>
- Fallis, A. . (2013). Deepwater Stimulation: A Case Study of Frac Pack Modelling in Well G1. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Farouq, O. Al, & Rachmat, S. (2009). *Kegagalan Screening Pada Kasus Sand Control Sumur X- Twin Di Lapangan Mangunjaya , Sumatra-Selatan*. XVI(4), 269–276.
- Fernandes, P. X. (2009). *Measuring Frac-Pack Conductivity At Reservoir Temperature and High Closure Stress*. (August).
- Haskell, J. B., Toelsie, S., & Mohan, A. (2010). Optimization of sand control for unconsolidated, shallow, and low-pressure sandstone reservoirs: A Suriname case study. *Society of Petroleum Engineers - Trinidad and Tobago Energy Resources Conference 2010, SPE TT 2010*, 2, 953–964. <https://doi.org/10.2523/133461-ms>
- Holditch, S. A. (1989). Well completions. In *SPE Monograph Series (Society of Petroleum Engineers of AIME)* (Vol. 12).
- Iii, C. (2015). Fracturing Fluids. In *Water-Based Chemicals and Technology for Drilling, Completion, and Workover Fluids*. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-802505-5.00003-2>
- Li, K., Gao, Y., Lyu, Y., & Wang, M. (2015). New mathematical models for calculating proppant embedment and fracture conductivity. *SPE Journal*, 20(3), 496–507. <https://doi.org/10.2118/155954-PA>
- Mack, M. G., & Coker, C. E. (2013). Proppant selection for shale reservoirs: Optimizing conductivity, proppant transport and cost. *Society of Petroleum Engineers - SPE Canadian Unconventional Resources Conference 2013 - Unconventional Becoming Conventional: Lessons Learned and New Innovations*, 2, 1102–1115. <https://doi.org/10.2118/167221-ms>
- Matanovic, D., & Moslavac, B. (2012). Sand Control in Well Construction and Operation. In *Journal of Chemical Information and Modeling* (Vol. 53). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Novrianti., Musnal, A., & Ramadhan, F. (2018). Analisis Lost Circulation Pemompaan Gravel Slurry Pada Sumur X Berdasarkan Waktu Tunggu. *Jurnal Petro* 2016. <http://trijurnal.lemlit.trisakti.ac.id/index.php/petro>
- Ogier, K. S., Engineering, C. O., Haddad, Z., Technologies, F. O. I., & Moreira, O. (2011). *System : A Gulf of Mexico Case Study in the Lower Tertiary Formation United States*. (2009).

- Osipov, A. A. (2017). Fluid Mechanics of Hydraulic Fracturing: a Review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156, 513–535. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.05.019>
- Patil, B., Shado, H. D. C., & Ivanov, M. (2014). FracPack: Reviving and maximizing production potential in cambay offshore field. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*, 4, 3132–3146. <https://doi.org/10.4043/25052-ms>
- Pratiwi, V., Prabu, U., & Herlina, W. (2014). Perencanaan Design Dan Simulasi Hydraulic Fracturing Dengan Permodelan Simulator Fraccade 5.1 Serta Keekonomiannya Pada Formasi Lapisan W3 Sumur Kajian Va Struktur Limau Barat Pt Pertamina Ep Asset 2 Field Limau. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 2(3), 101362.
- Putranti, A., Yudis, I. P., Nasution, S. L., Wijaya, R., Giansyah, M. Z., Sarwono, A., & Dusyanto, E. D. (2019). Success Story of Sustaining Production of Shallow Sand Reservoir with Screenless Fracpack Treatment. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, p. 7. <https://doi.org/10.2118/196507-MS>
- Qiu, X., Marten, E., Morgenthaler, L., Adams, J., & Vu, H. (2009). Design criteria and application of high-density, brine-based fracturing fluid for deepwater frac & packs. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 5, 2807–2820. <https://doi.org/10.2118/124704-ms>
- Rahim, Z., Al-Anazi, H., & Al-Kanaan, A. (2013). Selecting optimal fracture fluids, breaker system, and proppant type for successful hydraulic fracturing and enhanced gas production - Case studies. *Society of Petroleum Engineers - SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition 2013, UGAS 2013 - Unconventional and Tight Gas: Bridging the Gaps for Sustainable Economic Development*, 284–291. <https://doi.org/10.2118/163976-ms>
- Report, S. I. (2014). *Trends in Hydraulic Fracturing Distributions and Treatment Fluids, Additives, Proppants, and Water Volumes Applied to Wells Drilled in the United States from 1947 through 2010— Data Analysis and Comparison to the Literature*.
- Reza, M. S., Shamsuddin, S., Juan, L. J., & Pathmanathan, I. (2008). A case study in the successful design and implementation of frac-pack treatments in a challenging workover environment in Malaysia. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2008 - "Gas Now: Delivering on Expectations,"* 3, 1387–1400. <https://doi.org/10.2118/116913-ms>
- Rimassa, S. M., Howard, P., & et al. (2011). SPE 141211 Evaluation of an oxidative biocide during and after a hydraulic fracturing job in the Marcellus shale. *Society of Petroleum Engineers*.
- Sanchez, M., & Tibbles, R. (2007). *FRAC PACKING : FRACTURING FOR SAND CONTROL* Hydrocarbons produced from poorly consolidated reservoirs may contain loose formation grains and other fine particles such as clays . Installing completions to control sand without sacrificing productivity , flow.

- Sookprasong, P. A. (2010). In-situ closure stress on proppant in the fracture: A controversial new thinking. *Society of Petroleum Engineers - SPE Tight Gas Completions Conference 2010*, 110–116. <https://doi.org/10.2118/136338-ms>
- Sparlin, D. (1969.). Fight Sand With Sand - A Realistic Approach to Gravel Packing. <https://doi.org/10.2118/167221-ms>
- Turnage, K. A., Palisch, T. T., Gleason, A. M., Escobar, D. G., & Jordan, J. J. (2006). Overcoming formation damage and increasing production using stackable frac packs and high-conductivity proppants: A case study in the Wilmington Field, Long Beach, California. *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control*, 2006, 341–351. <https://doi.org/10.2118/98304-ms>
- Weirich, J., Li, J., Abdelfattah, T., & Pedroso, C. (2013). Frac packing: Best practices and lessons learned from more than 600 operations. *SPE Drilling and Completion*, 28(2), 119–134. <https://doi.org/10.2118/147419-PA>
- Worlow, D. W., Grego, L. V., Walker, D. J., Green, G. R., Smith, B. E., & Harris, M. E. (2000). Pressure-actuated isolation valves for fluid loss control in gravel/frac-pack completions. *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control*, 605–610. <https://doi.org/10.2118/58778-ms>
- Yamak, R. M., Nasr-El-Din, H. A., Rahim, S., & BinGhanim, A. (2018). Rheology studies of crosslinked fracturing fluids utilizing seawater. *Society of Petroleum Engineers - SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition 2018, SATS 2018*, 23–26. <https://doi.org/10.2118/192275-ms>