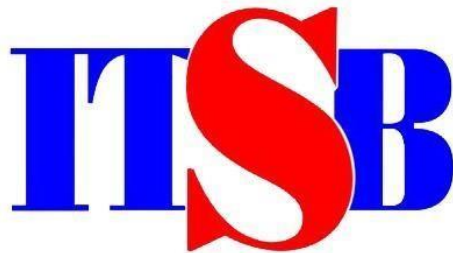


**ANALISA DESAIN KOMPLESI LAUT DALAM PADA SUMUR “X”
LAPANGAN “EL” KALIMANTAN TIMUR**

JURNAL TUGAS AKHIR

**Elawati
124.17.008**



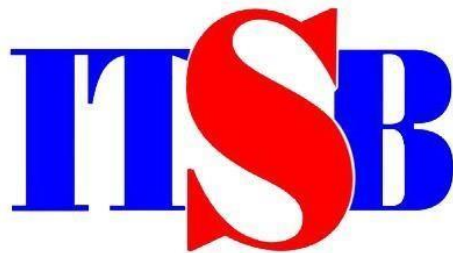
**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG
BEKASI
2023**

**ANALISA DESAIN KOMPLESI LAUT DALAM PADA SUMUR “X”
LAPANGAN “EL” KALIMANTAN TIMUR**

JURNAL TUGAS AKHIR

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik dari Program
Studi Teknik Perminyakan

**Elawati
124.17.008**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG
BEKASI
2023**

LEMBAR PENGESAHAN

ANALISA DESAIN KOMPLESI LAUT DALAM PADA SUMUR "X" LAPANGAN "EL" KALIMANTAN TIMUR

JURNAL TUGAS AKHIR

Elawati
124.17.008

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik dari Program
Studi Teknik Perminyakan

Menyetujui,
Bekasi, Februari 2023

Pembimbing I



Ganesha Rinku Darmawan, S.T.,M.T.

Pembimbing II



Samuel Halomoan Silitonga, S.T.

Mengetahui,
Bekasi, Februari 2023

Kepala Program Studi Teknik Perminyakan
Institut Teknologi Sains Bandung



Ir. Aries Prasetyo, M.T
NIDN: 0414046806

ANALISA DESAIN KOMPLESI LAUT DALAM PADA SUMUR “X” LAPANGAN “EL” KALIMANTAN TIMUR

Elawati

Mahasiswa Program Sarjana Teknik Perminyakan Institut Teknologi dan Sains Bandung
Pembimbing: Ganesha Rinku Darmawan, S.T., M.T & Samuel Halomoan Silitonga, S.T

Abstrak

Desain kompleksi sumur merupakan aspek yang penting dari sumur minyak atau gas sebelum memasuki fase produksi. Desain kompleksi harus mempertimbangkan beberapa parameter dari sumur, meliputi tekanan, temperatur, jenis fluida yang diproduksi dan laju alir produksi sumur tersebut, dimana desain harus tahan terhadap gangguan yang dapat terjadi selama masa pakai sumur.

Lapangan EL yang dijadikan objek dalam penelitian tugas akhir ini terletak di lepas pantai Sanga-Sanga, Kalimantan Timur. Tipe fluida yang diproduksi pada lapangan ini adalah gas kering (*Dry Gas*) yang memiliki kandungan CO₂ sebesar 1%, perlu dilakukan analisa terhadap material *tubing*, tipe *packer* dan aksesoris kompleksi yang cocok. Data yang tersedia meliputi komposisi fluida reservoir yang diproduksi, diagram sumur, ukuran *tubing*, tekanan, dan temperatur bawah permukaan. Analisa PVT dan performa sumur dilakukan untuk mengonfirmasi jenis fluida dan laju alir.

Pemilihan material *tubing* dan perangkat kompleksi dilakukan berdasarkan kecocokan dengan kondisi sumur dengan beberapa metode, diantaranya analisa *stress*, analisa *triaxial stress*, dan analisa pergerakan *tubing*. Material yang terpilih dengan grade materialnya kemudian dilakukan pengujian terhadap kondisi produksi dan selama fase pemasangan untuk melihat integrasi dari sistem yang telah didesain.

Kata Kunci: gas kering, kompleksi, aksesoris kompleksi, pemilihan material, pergerakan *tubing*, *triaxial stress*, uji tekan

Abstract

Well completion design is an important aspect in oil or gas well before the production phase. Completion design must consider some parameters of the well including pressure, temperature, type of fluid produced and the flow rate of the well, where the design should last and overcome all of disturbance that might occur during well life time.

EL field as an object in this research is located in the offshore of Sanga-Sanga regency, East Kalimantan. The type of fluid that is produced in this field is dry gas that contains concentration 1% of CO₂, analyzing the tubing material, the type of packer and completion accessories is considered necessary. Data provided include the composition of the produced reservoir fluid, well diagram, tubing size, pressure, and temperature of the well. PVT analysis and well performance done to confirm the fluid type and flow rate.

Selection of tubing material and the completion is based on the condition of the well by using

several methods, such as stress analysis, triaxial stress analysis and tubing movement analysis. The selected material with the grade then tested by the well production condition and during the installation phase to see the integration of the system.

Keywords: dry gases, completion, completion accessories, material selection, tubing movement, triaxial stress, pressure test.

1. PENDAHULUAN

Adanya penurunan produksi minyak bumi dunia mengakibatkan adanya pengalihan penggunaan sumber energi dari minyak bumi ke energi alternatif lainnya, salah satunya adalah pengalihan kepada penggunaan gas bumi. Sehingga penggunaan energi gas bumi mengalami peningkatan setiap tahunnya, hal ini mendorong banyak perusahaan migas untuk melakukan eksplorasi dan produksi gas bumi pada reservoir yang sebelumnya tidak menarik untuk diproduksi karena memiliki tingkat kesulitan dan risiko yang tinggi. *Reservoir gas* yang lebih dalam (*deepwater*) dan dengan kondisi temperature dan tekanan yang tinggi, serta jenis gas yang diproduksi adalah *dry gas* juga mulai digunakan oleh perusahaan untuk memenuhi kebutuhan gas bumi. Keadaan ini memberikan tantangan baru pada desain dan operasi kompleks sumur laut dalam tersebut.

Dengan memproduksi *dry gas*, ada hal yang harus dilihat apabila terdapat unsur lain di dalamnya yang dapat menimbulkan kerusakan terhadap rangkaian kompleks yang akan digunakan dalam operasi sumur laut dalam, dimana unsur-unsur ini memiliki efek dan bahaya terhadap lingkungan yang perlu diberikan perhatian serta perlakuan khusus. Mengingat kondisi sumur *dry gas* tersebut memiliki kandungan karbon dioksida (CO₂) sebesar 1%, hal ini membuat desain dan operasi kompleks lebih berbahaya dan sulit, ditambah dengan lokasi

kompleksi yang merupakan laut dalam dengan kedalaman +/- 400 m atau +/- 1300 ft. dengan demikian diperlukan desain kompleks yang tepat untuk menghindari bahaya dari kandungan *dry gas* tersebut.

Dalam tugas akhir ini akan dijelaskan desain konseptual dan metode kompleks yang digunakan. Desain konseptual membahas tentang pemilihan material yang tahan pada lingkungan *dry gas* dengan kandungan CO₂, pemilihan peralatan kompleks beserta aksesorisnya, perhitungan *tubing movement* dan *stress* yang terjadi dilapangan tersebut yang aman dan memenuhi kaidah *Health Safety Environment (HSE)*.

1.1 Tujuan

Penelitian tugas akhir ini dilakukan untuk menentukan beberapa tujuan sebagai berikut:

1. Menentukan material tubing dan aksesoris yang sesuai dengan kondisi sumur.
2. Melakukan Analisa *tubing movement* akibat dari adanya perubahan tekanan dan temperature.
3. Menentukan jenis *packer* yang sesuai.
4. Memperhitungkan beban (*load*) yang terjadi saat pemasangan rangkaian kompleks dan masa awal produksi.

1.2 Batasan Masalah

Batasan masalah pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Lapangan yang dijadikan penelitian pada tugas akhir ini adalah Sumur X, Lapangan EL, Kalimantan Timur.
2. Sumur X dalam status *Temporary Abandon*. Sumur ditinggalkan dengan dua sumbat semen yang dipasang di *casing*.
3. Formasi batuan *reservoir* adalah jenis *sandstone*.
4. Gas yang diproduksi adalah *dry gas* dengan kandungan CO₂ sebesar 1%.
5. Kondisi *reservoir* bertekanan antara 3199.81 - 3480.36 psig dan memiliki temperature antara 65.4 °C – 79.7 °C.
6. Tubing yang digunakan berukuran 5.5 in OD, 4.892 in ID dengan berat 17 ppf, sesuai dengan masukan dari fungsi *reservoir* dan produksi pada lapangan tersebut (*tim subsurface*)
7. Zona prospek karbonat terletak pada bagian paling bawah dari sumur dan telah dilakukan kompleksi secara *Cased Hole*.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Well Completion atau disebut juga dengan pengerjaan sumur adalah operasi yang dilakukan setelah kegiatan pemboran, *logging*, pemasangan *casing* dan kepala sumur. Operasi ini bertujuan untuk memproduksi fluida formasi dari *reservoir* ke permukaan. Kompleksi dapat dilakukan dengan

menggunakan rig yang sama atau diganti dengan snubbing unit ataupun unit lain yang lebih murah. Beberapa factor yang harus dipertimbangkan dalam *Well Completion* yaitu:

1. Jenis fluida *reservoir*.
2. Jenis mekanisme pendorong *reservoir*.
3. Lokasi batas *gas-oil* dan *water-oil*.
4. Kemungkinan dilakukannya *secondary recovery* dimasa yang akan datang.
5. Perlu atau tidaknya dilakukan *well stimulation*.
6. Beberapa masalah produksi khusus, seperti *sand control* atau *artificial lift*.
7. Biaya kompleksi sumur.

Adapun prosedur umum yang dilakukan dalam *well completion* adalah sebagai berikut:

1. *Reservoir test* dilakukan dengan *DST*, *open hole logs and core*. Hitung *net pay*, permeabilitas dan *inflow performance relationship (IPR)*. Analisa fluida *reservoir*.
2. Hitung peralatan di permukaan dan *constant back pressure* yang harus memperhitungkan kapasitas aliran (*separator, manifold, dll*)
3. Hitung *pressure loss* pada *tubing* antara formasi dengan permukaan, dan produktivitasnya untuk beberapa ukuran *tubing*. Pilih diameter *tubing* yang optimum sesuai dengan aliran yang diinginkan.
4. Desain *tubing* beserta peralatan lainnya seperti *gas lift mandrel* (hitung

spasinya), *packer*, *sliding sleeve* (jendela dibuka/ ditutup untuk memilih produksi dari formasi yang sama, dipisahkan dengan packer), *safety valve*, *flow coupling*, *blast joint*, *standing valve*, tempat untuk landing pompa, *screen*, *downhole gauge*, *CIM* dan lainnya, sesuai dengan kondisi reservoir dan pemilihan material yang dibutuhkan.

5. Desain casing, program yang dapat digunakan untuk memasukan alat-alat diatas dengan mudah secara teknis, ekonomis dan disesuaikan dengan pengontrol aliran dari formasi seperti perforasi, *sand control*, *liner* dan lainnya.
6. Perkirakan *setting depth* dari peralatan , seperti *casing* , *liner* sebagai fungsi dari *factor geologi* , *top pressure* , *loss circulation zone* dan lainnya.
7. Menurunkan rangkaian tubing , memasang *packer* dan *nipple* dan perlengkapan di kepala sumur sebelum dilakukan perforasi. Sebelum pemasangan *packer* , sumur diisi dengan fluida kompleks (*salt water / OBM*).
8. Fluida yang ringan digunakan untuk mengganti lumpur di dalam tubing sebelum pemasangan packer, terkadang digunakan nitrogen, atau *fluida disedot (swab)* dari tubing, sehingga terbentuk perbedaan tekanan

beberapa ratus psi antara tekanan formasi dengan tekanan di dalam tubing. Setelah hal ini dilaksanakan, sumur diperforasi dengan menggunakan perforated gun yang mampu menembus sampai kedalam formasi.

9. Jika reservoir dengan system pendorong air yang baik serta tanpa adanya tudung gas (*gas cap*), perforasi lebih baik dilakukan pada posisi yang setinggi mungkin pada zona produksi.
10. Jika mekanisme pendorong *water drive* dan *gas drive*, perforasi harus dilakukan dekat dengan *oil-water contact (WOC)* dari pada ke *oil-gas contact (GOC)*, karena lebih mudah mengontrol air dibandingkan pengontrolan gas.
11. Jika tidak terdapat mekanisme pendorong air, minyak didorong oleh pengembangan gas cap, casing seharusnya diperforasi serendah mungkin dari zona produktif. Jika reservoir berupa reservoir gas, maka perforasi sebaiknya dilakukan setinggi mungkin dari zona air, sehingga diperoleh gas yang bebas air selama permukaan air belum naik mendekati zona perforasi.
12. Berikutnya adalah membiarkan sumur mengalir sampai diperoleh minyak atau gas yang bersih, kemudian dilakukan penutupan sumur untuk melakukan

pengamatan terhadap tekanan reservoir sambil menunggu persiapan pada peralatan produksi di permukaan. Jika dari tekanan tidak memungkinkan untuk terjadinya sembur alam/*natural flow*, maka diharapkan dengan menggunakan system pengangkat buatan seperti gas lift ataupun pompa mampu mengalirkan minyak atau gas ke permukaan.

System aliran suatu sumur dimulai dari formasi yang kemudian masuk melalui perforasi ke tubing dan selanjutnya menuju pada *system manifold*/separator yang ada di permukaan. Berdasarkan system aliran masuk di dasar sumur, *well completion* diklasifikasikan menjadi 2, yaitu:

2. 1 *Openhole Completion*

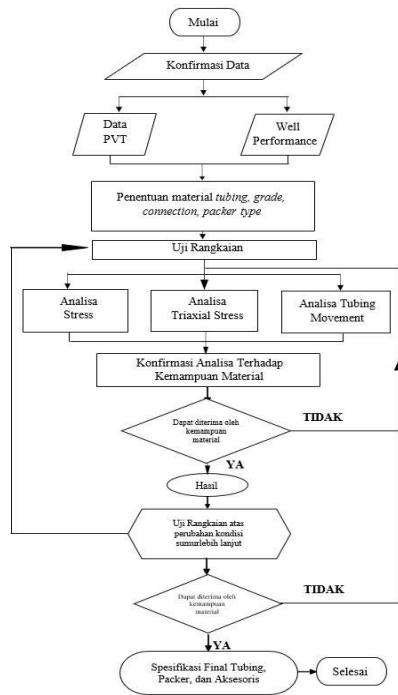
Pada kompleksi dengan formasi terbuka atau tanpa adanya casing, casing dipasang hanya sampai pada diatas zona produktif. Jadi sumur diproduksi dengan kondisi terbuka disepanjang zona produktif, sehingga aliran masuk fluida ke dasar sumur tanpa halangan. *Well Completion* jenis ini hanya dapat dilakukan pada batuan yang kompak , sehingga tidak ada kemungkinan gugur jika tekanan formasi berkurang. Hal ini hanya dapat dilakukan pada *sandstone, limestone, dolomite* yang keras. Banyak sumur yang dikompleksi dengan cara ini pada tahun 1950 - an , dan hingga saat ini masih tetap tegar dengan diameter lubang tidak berubah (konstan) .

2. 2 *Cased Hole Completion*

Pada metoda kompleksi ini, pemasangan casing/ liner dan cementing dilakukan sampai ke zona produksi. Walaupun cost yang diperlukan untuk metoda ini melebihi metoda *open hole completion*, tetapi metoda ini sangat umum diaplikasikan saat ini karena alasan *safety factor*. Kontrol produksi air dan gas pada sumur dengan kompleksi ini bisa dengan mudah dilakukan, stimulasi mudah dilakukan, formasi cenderung lebih stabil karena bantuan dari semen, dan mudah dilakukan penyesuaian apabila diperlukan *multiple completion*. Bahkan peluang berhasilnya *hydraulic fracturing* lebih besar pada *cased hole completion* dibandingkan dengan *open hole completion*. Hanya saja pada metoda ini, akan terjadi *pressure loss* pada celah perforasi.

3. METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir



4. PEMBAHASAN

4.1 Ketersediaan Data

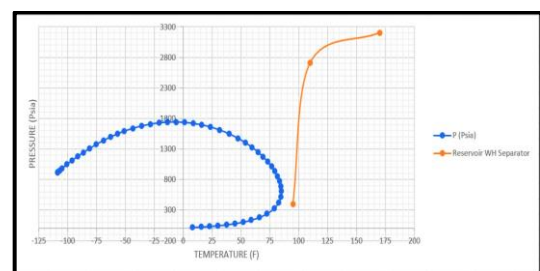
Nama Sumur	Y		
Nama Formasi	2B		
Kedalaman Total Sumur	2362		m
Ketebalan Zona Produksi	18		m
Tekanan Reservoir	3201.7		psig
Temperatur Reservoir	150.8		°F
Ukuran Tubing	OD	5.5	in
	ID	4.892	in
Konsentrasi H₂S	0		ppm
Kadar CO₂	1		%

Sumur X dibor menggunakan metode pemboran berarah hingga memasuki zona produksi sejauh 1912.5 m dengan sudut deviasi 28.51°.

Sumur diproduksi dengan menggunakan *tubing* produksi berukuran 5.5 in untuk diameter luar dan 4.892 in untuk diameter dalam. Kemudian performa sumur dan laju alir fluida yang diproduksi akan dikonfirmasi kembali dengan menggunakan analisa yang dilakukan pada kurva IPR dan TPR. Sebelum dilakukan *workover*, sumur akan ditutup sementara atau *temporary abandonment* dengan menggunakan 3 *cement plug* pada *casing*. *Cement plug* akan bisa dibuka kembali dengan cara dibor. Tipe batuan *reservoir sandstone* seperti pada sumur X menggunakan metode kompleksi *case hole* pada zona yang akan diproduksi.

4.2 Tipe Fluida Reservoir

Jenis fluida *reservoir* yang diberikan oleh tim *subsurface* dikonfirmasi kembali dengan cara mengolah data PVT yang tersedia dan juga dengan menggunakan perangkat lunak PVTP, dihasilkan diagram fasa dari fluida yang diproduksi adalah sebagai berikut:



Berdasarkan diagram fasa di atas, dapat dilihat pada kondisi tekanan dan temperature dari *reservoir* sampai separator tidak terbentuk fasa liquid. Dapat disimpulkan bahwa fluida fluida yang diproduksi dari reservoir ini adalah fluida gas dengan tipe *dry gas*.

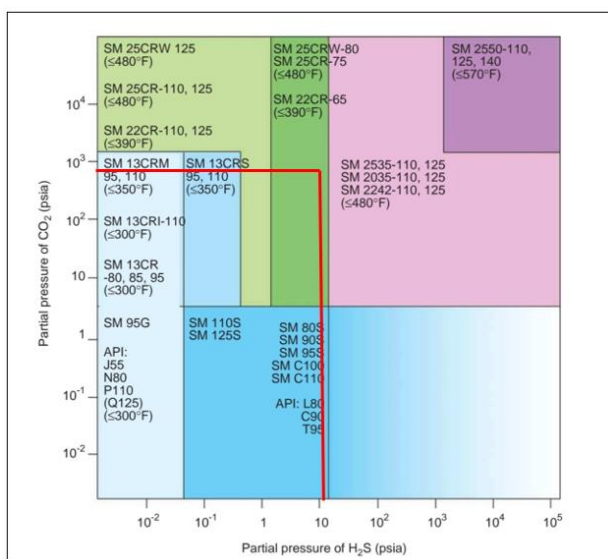
4.3 Pemilihan Material

4.3.1 Pemilihan Material Tubing

Dalam produksi gas, CO₂ dan H₂S merupakan faktor utama penyebab korosi. Semakin besar tekanan parsial CO₂ akan meningkatkan laju korosi. Tekanan parsial CO₂ juga menentukan pH serta konsentrasi gas terlarut. Semakin banyak gas CO₂ terlarut maka pH akan menurun dan semakin mungkin terjadinya korosi. Dengan mengetahui tekanan parsial dari kedua impurities diatas, dapat kita gunakan untuk menentukan material yang tepat berdasarkan tekanan dan temperaturnya.

	(psia)
pCO ₂	716,828613
pH ₂ S	12.0384

Dengan menggunakan hasil dari perhitungan tekanan parsial dari CO₂ dan H₂S diatas, kita dapat menentukan jenis material apa yang akan digunakan. Dengan memasukan nilai tekanan parsial kedalam plot Sumitomo Metals.



Dari hasil input pada plot diatas, titik merah

menunjukkan material yang dipilih untuk digunakan dalam kondisi lingkungan ini adalah material tipe SM 22 CR-65 dengan kekuatan menahan beban aksial sebesar 19912.59061 lbs.

4.3.2 Pemilihan Jenis Elastomer

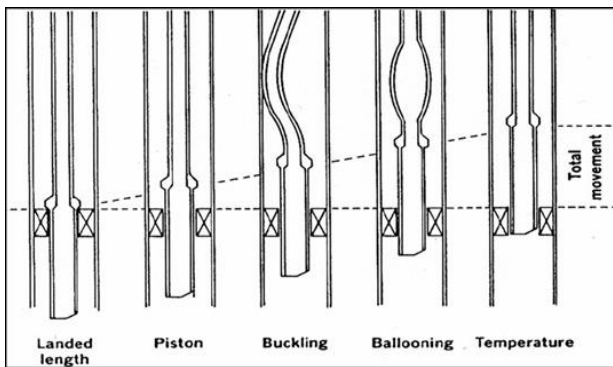
Selain mencocokkan dengan spesifikasi material dari manufaktur, dilakukan juga pemilihan elastomer. Elastomer merupakan polimer yang berantai panjang dan saling silang, dari bentuknya yang saling silang ini akan menghasilkan material yang tangguh. Elastomer sangat mudah terdeformasi tetapi sebenarnya *incompressible*, berarti apabila ditekan dari satu arah maka akan membuat ekspansi ke arah yang lainnya dengan volume tetap. Dengan kondisi tekanan dan temperatur lingkungan seperti kasus ini, elastomer yang dipilih untuk digunakan adalah elastomer dengan tipe dan spesifikasi sebagai berikut:

Name	Nitrile	Hydrogenated Nitrile	Fluoro-elastomers	Fluoro-elastomers	Perfluoro-elastomers
Material code	NBR	HNBR	FKM	FEPM or TFE/P	FFKM
Common trade name		Therban®	Viton®	Aflu®	Chemraz® Kalrez®
Temperature range	-20-250°F	-10-300°F	0-400°F	70-450°F	30-450°F
Physical properties	Excellent	Good	Some more chemically inert grades have poor resistance	Poor extrusion resistance	Poor extrusion resistance
H ₂ S	Poor (<10 ppm)	Poor when hot (<20 ppm)	Depends on grade; but can be poor	Good	Good
Amine inhibitors	Poor	Poor	Not recommended	Good	Good
Methanol	Good	Good	Poor	Good	Good
Zinc bromide	Not recommended	Poor at high temperatures	Good	Good	Good
Hydrochloric acid	Poor with dilute acid. Not recommended for concentrated or hot acid	Poor with dilute acid. Not recommended for concentrated or hot acid	Some swelling with hot concentrated acid	Some swelling with hot concentrated acid	Good even with hot concentrated acid
Aromatic hydrocarbons	Not recommended	Poor	Good	Poor	Good

4.4 Analisa Tubing Movement

Analisa *tubing movement* merupakan hal yang penting untuk dilakukan karena dengan menganalisa pergerakan tubing akibat tekanan dan

temperatur, kita dapat menentukan tipe *packer* yang akan digunakan pada program kompleksi ini. Perubahan temperatur dan tekanan didalam maupun diluar *tubing* yang diisolasi dengan *packer* akan mengakibatkan pemanjangan atau pemendekan *tubing*. Selain itu pergerakan *tubing* yang cukup besar dapat mengakibatkan *packer* terlepas. Efek utama yang terjadi karena perubahan tekanan dan temperatur diantaranya adalah *Piston*, *Helical Buckling*, *Ballooning* dan *Temperature Effect*.



4.4.1 Piston Effect

Tekanan didalam tubing dan didalam annulus diatas packer, pada differential area antara tubing dan packer akan mengubah panjang tubing berdasarkan hukum Hooke. Untuk packer yang bergerak bebas atau tidak membatasi gerak tubing, dimana hanya gaya akibat tekanan yang bekerja adalah sebagai berikut:

$$\Delta F = (A_p - A_i)\Delta P_i - (A_p - A_o)\Delta P_o$$

Jika pergerakan tubing dibatasi dengan packer maka gaya dari packer terhadap tubing akan memberikan efek terhadap panjang tubing berdasarkan hukum Hooke

sebagai berikut :

$$\Delta L_1 = \frac{L\Delta F}{EA_s}$$

Perhitungan berdasarkan kondisi sumur menunjukkan perubahan panjang akibat *piston effect* adalah sebesar **-0.809727434** in. Tanda minus menunjukkan terjadi pemendekan pada *tubing*.

4.4.2 Helical Buckling

Analisa pemendekan yang diakibatkan oleh helical buckling diawali dengan perhitungan gaya kritis buckling. Gaya efektif yang bekerja dihitung dengan persamaan berikut :

$$F_{eff} = F_{total} + (p_o A_o - p_i A_i)$$

Dan gaya kritis untuk *helical buckling* pada sumur berarah menggunakan persamaan berikut :

$$F_c = 1.41 \sim 1.83 \sqrt{\left(\frac{4Elw \sin\theta}{r_c}\right)}$$

Apabila $F_{eff} < -F_c$ maka *tubing* akan cenderung untuk *bucklebuckling*, namun apabila $F_{eff} > -F_c$ maka *tubing* cenderung untuk tidak *buckling*. Hasil dari perhitungan yang sudah dilakukan adalah sebagai berikut : Perbandingan Gaya Efektif dengan Gaya Kritis

	Summary		
Feff	56,331.17	>	(10,592,511.61)
			Fc (-)

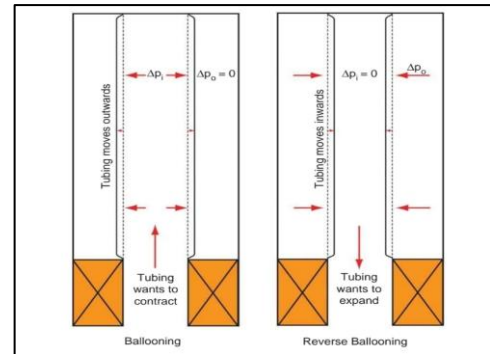
Dari tabel diatas menunjukkan bahwa *tubing* tersebut cenderung untuk tidak terjadi ***buckling***. Namun untuk lebih memastikannya, perlu dilakukan analisa seberapa besar perubahan panjang yang terjadi akibat *helical buckling* ini dengan persamaan berikut :

$$\Delta L_2 = \frac{r^n A_p^2 (\Delta P_i - \Delta L_o)^2}{8EI(W_s + W_i + W_o)}$$

Dengan menggunakan kondisi sumur tersebut maka perubahan panjang akibat *helical buckling* sebesar **-0.06435** in. Tanda minus menunjukkan pemendekan *tubing*. Hal ini menunjukkan bahwa perhitungan harus selalu dilakukan dalam lebih dari satu metode/ teori.

4.4.3 Ballooning

Tekanan pada arah radial dari dalam tubing cenderung akan memperbesar diameter tubing dan mengakibatkan pemendekan tubing. Demikian pula apabila tekanan lebih besar dari luar tubing maka akan mengakibatkan reverse ballooning.



Perubahan panjang akibat *ballooning* atau *reverse ballooning* dapat dihitung dengan persamaan berikut ini :

$$\Delta L_3 = -\frac{\mu L^2}{E} \left(\frac{\Delta \rho_i - R^2 \Delta \rho_o - \frac{1+2\mu}{2\mu} \delta}{R^2 - 1} \right) \text{ (density effect)}$$

$$-\frac{2\mu L}{E} \left(\frac{\Delta p_i - R^2 \Delta p_o}{R^2 - 1} \right) \text{ (surface pressure effect)}$$

Dengan menggunakan persamaan diatas, hasil perhitungan menunjukkan perubahan panjang sebesar **-3.52** in. Tanda (-) menunjukkan pemendekan tubing.

4.4.4 Ekspansi Atau Kontraksi Akibat Temperature

Perubahan temperatur dapat terjadi karena memproduksi fluida yang panas atau meninjeksikan fluida yang dingin, perubahan panjang tubing karena perubahan temperatur ini dapat dihitung dengan persamaaan berikut:

$$\Delta L_4 = L \cdot C \cdot \Delta T$$

Dengan perubahan temperatur sebesar 75.2 °F didapatkan hasil perhitungan perubahan panjang

akibat perubahan temperatur sebesar **0.83882337** in, menunjukkan adanya pemanjangan pada tubing.

4.4.5 Total Tubing Movement

Total *tubing movement* dihitung dengan menjumlahkan pergerakan tubing karena efek Piston, (ΔL_1), *Helical Buckling*, ballooning dan reverse ballooning, (ΔL_2), *Ballooning* (ΔL_3) dan efek temperature adalah (ΔL_4). Dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$\Delta L_{total} = \Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3 + \Delta L_4$$

Berdasarkan perhitungan diatas didapatkan nilai ΔL_{total} sebesar -**3.56** in atau **-0.29656** ft. Dengan demikian dapat diketahui bahwa terjadi pemendekan tubing.

4.5 Analisa Triaxial Stress

4.5.1 Axial Stress

Stress pada gaya aksial dihitung berdasarkan berat total tubing terhadap *crosssectional area* dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\sigma = \frac{F}{Ax}$$

Berdasarkan perhitungan diatas didapatkan nilai *axial stress* sebesar **19912.591 psi**.

4.5.2 Radial Stress

Stress pada arah radial dihitung berdasarkan tekanan dari dalam tubing dan dari luar tubing dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\sigma_r = \frac{p_i A_i - p_o A_o}{(A_o - A_i)} - \frac{(p_i - p_o) A_i A_o}{(A_o - A_i) A}$$

Berdasarkan perhitungan diatas didapatkan nilai *radial stress* sebesar **-4600 psi**.

4.5.3 Tangential Stress

Stress pada arah tangential dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\sigma_t = \frac{p_i A_i - p_o A_o}{(A_o - A_i)} + \frac{(p_i - p_o) A_i A_o}{(A_o - A_i) A}$$

Berdasarkan perhitungan diatas didapatkan nilai *tangential stress* sebesar **-3100 psi**.

4.5.4 Von Mises Equivalent Stress

Stress pada arah tangential dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\sigma_t = \frac{p_i A_i - p_o A_o}{(A_o - A_i)} + \frac{(p_i - p_o) A_i A_o}{(A_o - A_i) A}$$

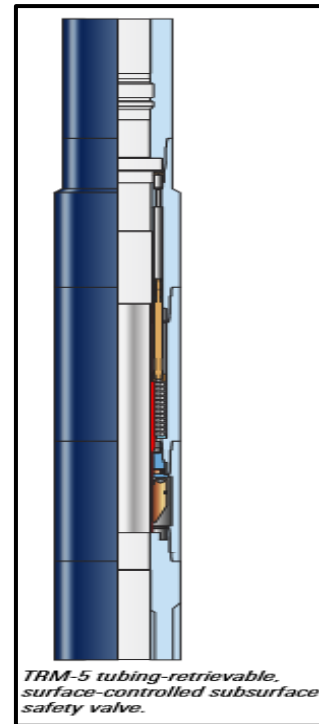
Berdasarkan perhitungan diatas didapatkan nilai *tangential stress* sebesar **-3100 psi**.

4.6 Pemilihan Aksesoris Kompleksi

4.6.1. *Surface Control Subsurface Safety Valve (SCSSV)*

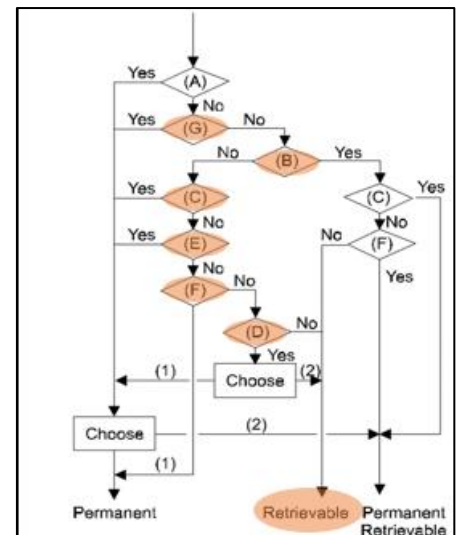
Perangkat ini merupakan perangkat keamanan yang dipasang dibawah sumur dengan kendali dari permukaan. Penggunaan perangkat ini untuk menghindari bahaya dari H₂S apabila terjadi kebocoran. Penggunaan SCSSV harus dilakukan pada lapangan yang memproduksi H₂S. SCSSV desain untuk tubing retrievable, wireline retrievable atau untuk sistem katup keamanan di annulus.

Pengendalian SCSSV ini dilakukan dengan memberikan tekanan hidrolis dari permukaan melalui control line. Pemberian tekanan hidrolis akan membuka katup dan menahannya untuk terbuka, apabila tekanan hidrolis dihilangkan maka katup akan tertutup. Tipe valve yang digunakan untuk kondisi sumur yang memiliki kandungan CO₂ dan H₂S adalah tipe *Tubing Retrievable Flapper Valve*.



4.6.2. *Packer*

Pemilihan *packer* dilakukan berdasarkan klasifikasi dari sumur. Pemilihan packer mengacu pada metode yang terdapat pada literatur ENI sebagai berikut :



Penjelasan untuk Gambar berikut dan sesuaian dengan kondisi sumur :

- (A) *High frequency tubing pullout* (umur kompleksi kurang dari 5 tahun).
Kondisi : Tidak, desan kompleksi ini untuk jangka waktu 20 tahun.
- (B) *High frequency tubing-packer pullout* (umur kompleksi kurang dari 5 tahun).
Kondisi : Tidak, desan kompleksi ini untuk jangka waktu 20 tahun.
- (C) *Use of TCP drilling techniques.*
Kondisi : Tidak menggunakan teknik pemboran dengan TCP.
- (D) *Measure well depth > 3000 m.*
Kondisi : Tidak, kedalaman total sumur 2153.69 m.
- (E) *The workover fluid damages the formation.*
Kondisi : Tidak, fluida kompleksi tidak merusak formasi.
- (F) *The packer fluid is high density mud (> 1.6 kg/l) with probable solid deposits on packer.*
Kondisi : Tidak.

- (G) *Gas injection well with injection pressure > 3000 psi.*

Kondisi : Tidak, sumur ini merupakan sumur produksi.

Dengan demikian jenis

packer yang terpilih berdasarkan

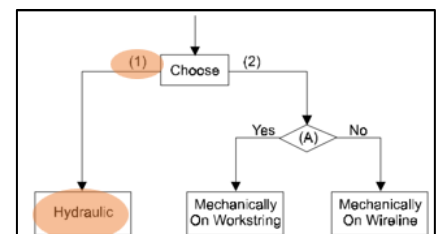
kondisi sumur adalah jenis

retrievable packer. Kemudian

dilakukan pemilihan metode

pemasangan *packer* dengan

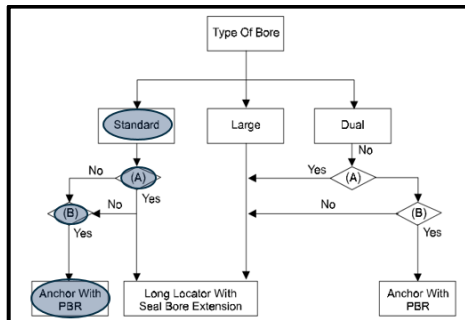
menggunakan cara berikut :



Penjelasan untuk Gambar berikut :

- (1) Jika sumur korosif atau dalam kategori sangat kritikal maka pilih *hydraulic setting*.
- (2) Dipilih jika sumur dalam kategori kritikal atau tidak kritikal
- (A) Pilihan ini akan benar jika terkait dengan kondisi berikut : SBHT > 150 °C, sumur berarah dengan sudut maksimum 50°, densitas fluida kompleksi > 1.6 kg/l, menggunakan *production liner* dengan besar inklinasi > 30° .

Karena fluida yang diproduksi terdapat H₂S dan CO₂ yang korosif maka metode pemasangan *packer* yang terpilih adalah dengan **metode hydraulic**. Pada klasifikasi sumur *highly corrosive well* pemilihan *dynamic seal* dilakukan dengan cara berikut :



Keterangan untuk Gambar diatas :

- (A) Fluida packer memiliki densitas diatas 1,6 kg/l dan kemungkinan meninggalkan solid deposits pada packer.

Kondisi : No.

- (B) Packer dipasang dalam satu trip bersamaan dengan tubing, hanya mungkin dengan menggunakan hydraulically packers.

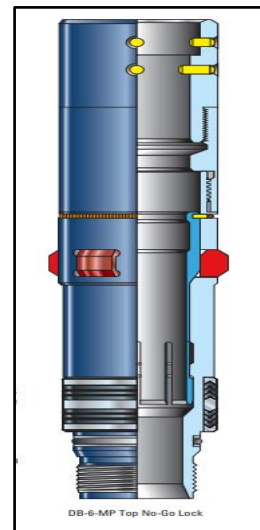
Kondisi : No.

Sehingga dynamic seal yang dipilih adalah **Anchor With PBR**.

4.6.3. Landing Nipple

Nipples diperlukan dalam kompleksi, untuk tipe landing nipple yang akan digunakan tipe selective. Dipilih berdasarkan tipe yang umum

digunakan yang dapat bekerja dalam tekanan kurang dari 10,000 psi yaitu **DB-6 MP Top No-Go Lock**.



4.6.4. Elastomer

Name	Nitrile	Hydrogenated Nitrile	Fluoro-elastomers	Fluoro-elastomers	Perfluoro-elastomers
Material code	NBR	HNBR, Thionol	FKM, Viton [®]	FFPM or TFEP	FKM, Chemgrip [®] , Lityl [®] , A-401TF
Common trade name					
Temperature range	-30-200°F	-10-300°F	-10-300°F	20-400°F	20-400°F
Physical properties	Flexible	Flexible	Some more flexible than nitrile	Poor oxidation resistance	Poor oxidation resistance
H ₂ S	Poor (-10ppm)	Poor when hot (>10ppm)	Depends on grade. Not recommended for use in sour gas.	Good	Good
Amine inhibitors	Poor	Poor	Not recommended	Good	Good
Metallic ions	Good	Good	Poor	Good	Good
Zinc based inhibitors	Not recommended	Not recommended	Poor at high temperature	Good	Good
Hydrochloric acid	Poor with dilute acid. Not recommended for concentrated or hot acid.	Poor with dilute acid. Not recommended for concentrated or hot acid.	Some swelling with concentrated acid.	Some swelling with concentrated acid.	Good even with hot concentrated acid.
Aromatic hydrocarbons	Not recommended	Poor	Good	Poor	Good

Dari Gambar diatas dapat kita simpulkan bahwa *elastomers* yang kita butuhkan ialah **Nitrile**.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian dan analisa yang sudah dilakukan pada sumur X, berikut ini merupakan hal-hal yang dapat disimpulkan:

1. Material tubing yang dipilih untuk digunakan adalah SM 22 CR-65, berdasar kepada literatur (*manufacture plot Sumitomo Metals, J. Bellarby Well Completion Design, 2009*). Dengan ukuran tubing 5.5 in untuk diameter

luar dan 4.892 in untuk diameter dalam.

2. Tubing movement tidak memberikan efek perubahan panjang yang signifikan, tubing movement yang terjadi maksimum 0.29656 ft (pemendekan).
3. Sumur X memiliki kandungan CO_2 yang relatif kecil, namun tetap masuk kedalam kategori *Corrosive Well*. Maka packer yang digunakan adalah packer jenis *retrievable packer* dengan metode pemasangan *Hydraulic*, dan dengan jenis *Anchor With PBR*.
4. Tipe elastomer yang cocok untuk digunakan adalah Nitrile.
5. Aksesoris yang direkomendasikan untuk digunakan adalah:
 - Landing Nipple dengan tipe DB-6 MP Top No-Go Lock, penggunaannya bertujuan untuk menahan tekanan saat set packer dan menahan migrasi gas dari reservoir.
 - *Surface-Controlled Subsurface Safety Valves (SCSSV)* dengan tipe *Tubing Retrievable Flapper Valve*, penggunaannya bertujuan untuk mencegah dampak dari bahaya apabila terjadi kebocoran H_2S .
6. Rangkaian kompleksi yang didesain mampu menahan *load* yang mungkin

terjadi pada saat instalasi kompleksi dan selama sumur berproduksi.

5.2 Saran

Adapun saran yang dapat diberikan dari penelitian dan analisa pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Untuk konfirmasi tipe material tubing yang digunakan, sebaiknya dilakukan juga uji laboratorium pada material yang dipilih untuk lebih detail mengenai ketahanan material terhadap kondisi sumur.
2. Perlunya evaluasi optimasi produksi dalam menentukan ukuran tubing produksi.

DAFTAR PUSTAKA

- Bellarby, Jonathan, 2009 *Well Completion Design*. Oxford: Elsevier Publishing.
- ENI Completion Design Manual, 1999, Agip Division
- Halliburton Completion Solution Handbook, 2010.
- Mossige, I., 1990. BP Exploration Completion Design Manual, ODL.
- Haris, A., Purwanto, B., Sasongko, D., Darmawan, G. R., Yulianto, I., Soekmono, O., ... Mailangkay, L., 2012. Workover and Completion Operations in East Java Sour Gas Field, Indonesia. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/153090-MS
- Ganesha R. Darmawan, 2021. Well Integrity Management: A Recommendation for Indonesia's Well Life Cycle. Journal of

Earth Energy Engineering.

doi:10.23299/jeee.5658.

Schlumberger Completion Primer, 2001.

Sasongko, D., Darmawan, G. R., Susilo, S. D.,

Shaun, J. T., Sisworo, S., & Prasetia, A. E.

Downhole Isolation Valve Performance in

Drilling and Subsequent Completion

Operations. International Petroleum

Technology Conference. (2011, January 1).

doi:10.2523/IPTC-15445-MS