

Desain Kompleksi Sumur *Sour Gas*; Sebuah Study Kasus

G. R. Darmawan, Aries Prasetyo

Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik dan Desain,
Institut Teknologi Sains Bandung, Bandung, Indonesia.

Corresponding author. email : ganesharinkudarmawan@gmail.com

Abstrak

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 beban yang dapat terjadi selama usia sumur. Jenis fluida yang dihasilkan berperan penting dalam pemilihan material, terutama untuk gas asam yang mengandung konsentrasi H₂S dan CO₂ yang tinggi. Analisa pemilihan material tubing, jenis packer dan aksesoris pelengkap dianggap perlu untuk memastikan bahwa material dan desain dapat menahan semua beban yang mungkin terjadi selama usia sumur.

Setelah desain secara konseptual ditentukan, maka desain detail secara keteknikan dapat dilakukan. Pemilihan material dan desain kompleksi sumur didasarkan pada kondisi sumuran dengan menggunakan beberapa metode, seperti *stress analysis*, *triaxial stress analysis* dan *tubing movement analysis*. Material yang terpilih kemudian diuji dengan kondisi masa produksi sumur dan selama tahap instalasi untuk melihat integritas sistem. Tubing 25CRW-80, *Retrievable Packer* dengan *long locator seal bore complete with Perfluoro Elastomers*, *Tubing Retrievable SCSSV (Surface Controlled Sub-Surface Safety Valve)* dan 25CR aksesoris kompleksi dapat menahan semua kemungkinan beban selama siklus dan usia sumur.

Kata kunci: gas asam, desain, kompleksi, material.

Abstract

Well completion design is an important aspect in oil or gas well before the production phase. Completion design should consider some crucial parameters of the well including pressure, temperature, type of produced fluid and the flow rate of the well, where the design should last and overcome all of disturbance that might occur during well life cycle. The type of produced fluid plays an important role in material selection, especially for sour gas that contains high concentration of H₂S and CO₂. Analyzing the tubing material selection, type of packer and completion accessories is considered necessary to ensure that the materials and design could withstand all the loads during well life.

After conceptual completion design is defined, then detailed engineering design is proceeded. Material selection and completion design 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 materials are then tested by the well production condition and during the installation phase to see the integration of the system. Tubing 25CRW-80, Retrievable Packer with long locator seal bore complete with Perfluoro Elastomers, Tubing Retrievable SCSSV (Surface Controlled Sub-Surface Safety Valve) and 25CR completion accessories could withstand all load possibilities for the well life cycle.

KEYWORDS: sour gas, completion, design, material.

I. Pendahuluan

Penurunan produksi minyak bumi dunia mengakibatkan pengalihan penggunaan sumber energi minyak bumi ke sumber energi alternatif lainnya, salah satunya adalah pengalihan kepada penggunaan gas bumi yang jumlahnya masih cukup besar. Sehingga penggunaan sumber energi gas bumi menunjukkan peningkatan setiap tahunnya, hal ini mendorong banyak perusahaan 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 dan dengan kondisi temperatur dan tekanan yang tinggi serta jenis gas yang diproduksi adalah sour gas juga mulai digunakan perusahaan untuk memenuhi kebutuhan

akan gas bumi. Keadaan ini kemudian memberikan tantangan baru pada desain dan operasi kompleksi sumur tersebut.

Jenis gas asam atau *sour gas* ini memiliki efek dan bahaya terhadap lingkungan yang perlu diberikan perhatian dan perlakuan khusus, mengingat sour gas memiliki kandungan *hydrogen sulfide* (H₂S), *carbon dioxide* (CO₂) yang cukup tinggi. Kondisi *sour gas* perlu dipertimbangkan dalam desain kompleksi dan desain operasi kompleksi yang aman dan tepat untuk menghindari bahaya kandungan *sour gas* tersebut (Haris, A., et al., 2012). Desain kompleksi secara konseptual bertujuan untuk memastikan semua parameter baik parameter sumuran, kondisi fluida yang mengalir terhadap kemungkinan korosifitas, pH lingkungan sumur, lingkungan sekitar sumur menjadi

Desain Kompleksi Sumur Sour Gas; Sebuah Study Kasus

pertimbangan jika terjadi kegagalan desain dan tentunya keekonomian dari sumur tersebut (NORSOK M-001, Rev 3, 2002). Ini untuk menjaga dan memastikan agar selama usia sumur, fluida formasi selalu berada didalam pipa (*contained*) (Darmawan, G.R., 2021).

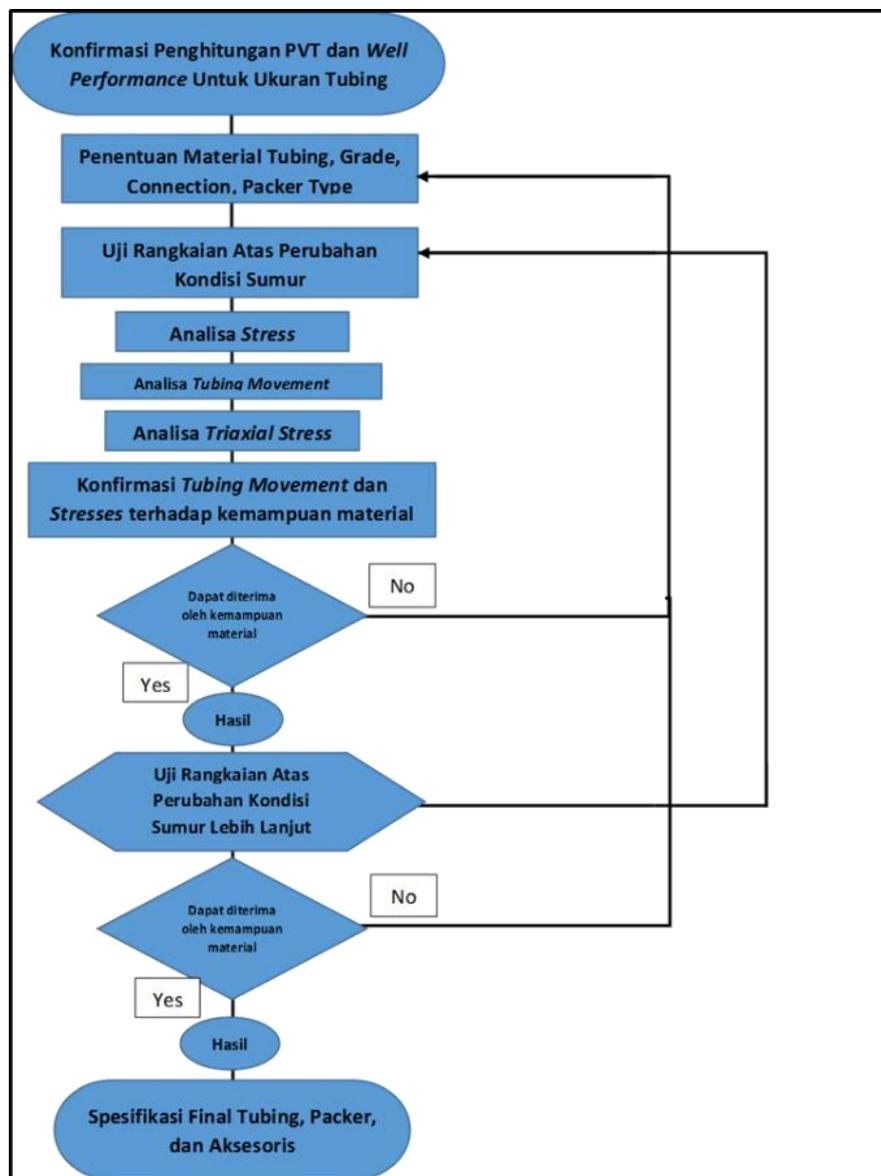
Dalam penelitian ini akan dipaparkan desain konseptual dan metode kompleksi yang digunakan. Desain konseptual termasuk pembahasan tentang pemilihan material yang tahan pada lingkungan *sour gas*, pemilihan peralatan kompleksi beserta aksesorisnya, perhitungan *tubing movement* dan *stress* yang terjadi dilapangan tersebut agar terhitung desain yang aman dan memenuhi kaidah keteknikan.

II. Metodologi

Dalam studi ini terdapat langkah utama dalam proses yang dilakukan untuk mencapai maksud dan tujuan penelitian, yaitu :

- (1) pengkajian PVT dan *well performance*,
- (2) pemilihan material,
- (3) uji rangkaian,
- (4) analisa *stress*,
- (5) analisa *tubing movement*,
- (6) analisa *triaxial stress*, dan
- (7) uji rangkaian lebih lanjut

Gambar 1. menunjukkan alur kerja yang dilakukan dalam penelitian ini.



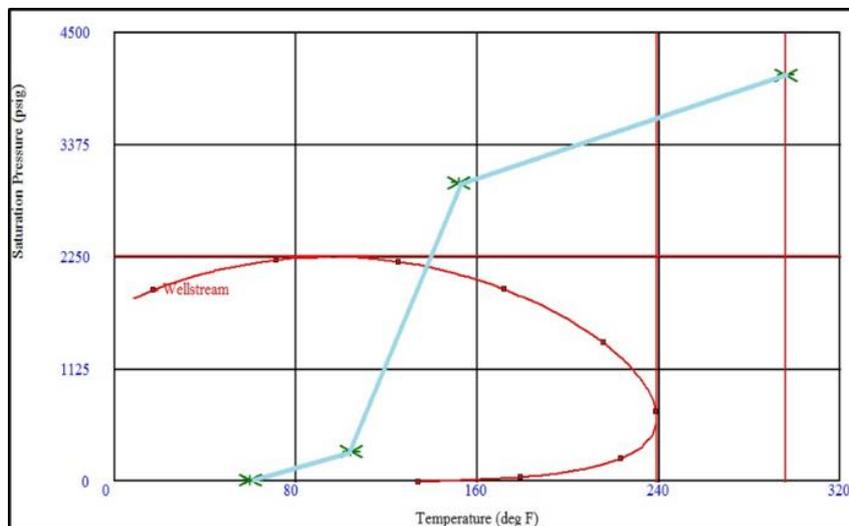
Gambar 1. Alur Kerja Penelitian

3. Hasil dan Pembahasan

Data penelitian dalam studi ini yang tersedia diantaranya :

- Temperatur formasi 300 °F dan tekanan formasi 3900 psi.

- Jenis fluida formasi *wet gas* dengan kandungan *sour gas*, H₂S 3800 ppm, dan CO₂ 20%. Kondisi pH lingkungan sumur 3.5.
- Data *well testing* untuk menentukan *Absolute Open Flow Potential (AOF)* dan *tubing intake*.

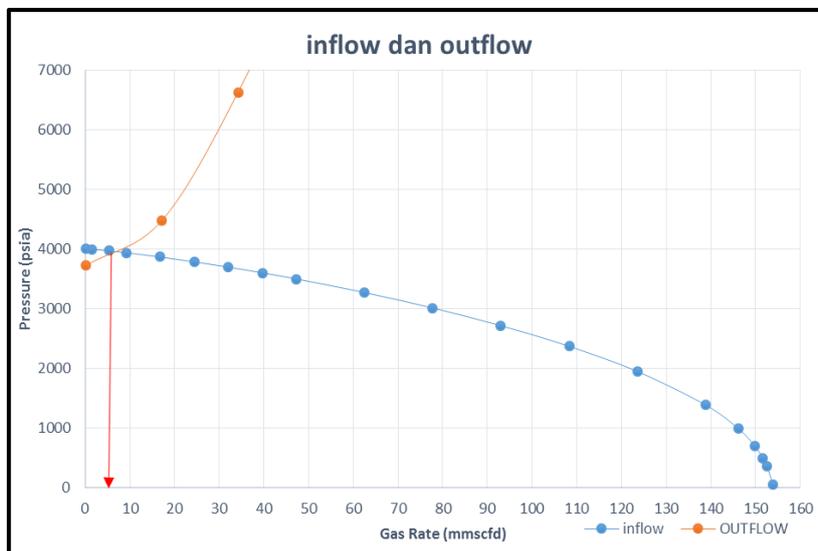


Gambar 2. PVT diagram fluida formasi.

Konfirmasi Performa Sumur

Ukuran *tubing* telah ditentukan oleh tim *sub-surface*, kemudian dikonfirmasi kembali laju alir

fluida yang akan diproduksi apabila menggunakan *tubing* produksi dengan ukuran 2.875 in.



Gambar 3. Kurva IPR dan tubing intake untuk 2.875" tubing.

Pada tekanan kepala sumur sebesar 2900 psig, didapatkan laju alir gas yang diproduksi sebesar 5.8 MMSCFD.

Pemilihan Material

Pemilihan material adalah proses evaluasi penentuan komposisi material yang sesuai untuk bekerja pada kondisi fluida reservoir. H₂S

merupakan komponen yang sangat mudah terlarut didalam air, saat telah terlarut dalam air maka akan berkelakuan sebagai asam lemah yang dapat menyebabkan *pitting*. Sementara itu, CO₂ yang terlarut didalam air akan membentuk asam karbonat yang akan menurunkan tingkat keasaman (pH) dan menaikkan korosivitasnya.

Desain Kompleksi Sumur Sour Gas; Sebuah Study Kasus

Sulfide stress cracking biasa terjadi pada temperatur dibawah 80 °C dan dengan adanya *stress* pada material tersebut. H₂S melakukan kontak dengan H₂O yang mana merupakan elemen dasar terjadinya korosi dengan pelepasan ion H⁺. Temperatur yang lebih tinggi diatas 80°C dapat mencegah terjadinya fenomena ini. Dengan demikian data tentang gradien temperatur sangat berguna dalam pemilihan material *tubing* pada kedalaman tertentu. Evaluasi untuk masalah ini tergantung pada tipe fluida yang diproduksi oleh sumur tersebut. Untuk sumur gas, kandungan air yang ikut terproduksi akan menghasilkan air kondensat dan dapat menciptakan kondisi untuk terjadinya SSC. Alloy yang tepat dapat digunakan untuk menahan terjadinya SSC, termasuk dalam penambahan *nickel-based* dengan *molybdenum*.

Pemilihan material dilakukan dengan studi literatur yaitu menggunakan *manufacturer guideline Sumitomo selection criteria* (Yan, Y., et al., 2017). Adapun parameter yang digunakan dalam pemilihan material adalah :

- Tekanan Parsial H₂S

$$P_{H2S} = SBHP \times \frac{Y(H2S)}{100}$$

Dimana SBHP adalah static bottom hole pressure (psi), Y(H₂S) adalah fraksi mol H₂S.

- Tekanan Parsial CO₂

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.

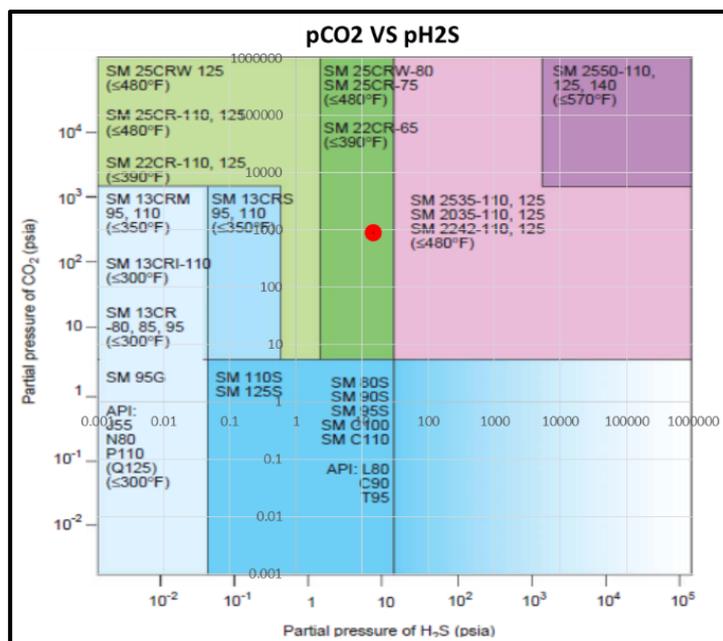
$$P_{CO2} = SBHP \times \frac{Y(CO2)}{100}$$

Dengan Y(CO₂) merupakan fraksi mol CO₂.

- Temperatur
- Tekanan
- Kadar Khlorida dalam air
- pH

Tabel 1. Tekanan Parsial H₂S dan CO₂

Tekanan Parsial	(psia)
pCO ₂	883.47
pH ₂ S	14.84



Gambar 4. Sumitomo Selection Criteria (Yan, Y., Et Al., 2017)

Kemudian dilakukan *plot* di gambar 4, dan didapatkan untuk material *tubing* yang cocok

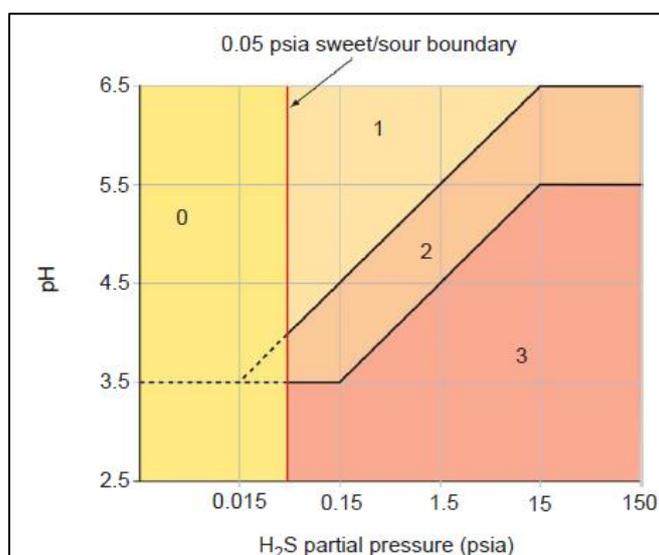
digunakan adalah SM 22CR-65, CR 25CR-75 dan 25CR-80.

Bellarby, J., 2009 menjelaskan tiga tingkat keparahan (severitas) sesuai gambar dibawah ini, dimana :

- Tingkat 0 (tekanan parsial H₂S <0.05 psia). Ini masih dapat dikategorikan sebagai *non-sour*. Penggunaan material *strength* diatas 140 ksi tidak direkomendasikan.
- Tingkat 1, dengan kondisi tekanan parsial H₂S rendah namun pH lingkungan tinggi, sehingga dikategorikan sebagai *mild sour*. Penggunaan material *strength* sampai dengan 110 ksi masih dapat diterima (maksimum HRC – Rockwell C Hardness 30).
- Tingkat 2, dengan kondisi moderately sour dan mencakup beberapa material *strength* dengan HRC 27.
- Tingkat 3, dengan *high sour*, tetapi termasuk API L-80 dan C-90 serta beberapa material yang lain.

Karena SSC (*Sulfide Stress Cracking*) akan berkurang efeknya pada suhu yang tinggi, misalkan grade 80 ksi (bukan L-80 13CR) cocok untuk tingkat 3 pada semua temperatur (Bellarby, J., 2009). Beberapa peneliti menyampaikan bahwa untuk kondisi pH rendah dan tekanan parsial H₂S yang tinggi sebaiknya menghindari penggunaan 13CR dengan grade diatas 80 ksi (Bellarby, J., 2009). *Duplex steels* umumnya digunakan pada kondisi paduan H₂S dan CO₂ yang tinggi. Duplex steels yang umum adalah 22CR dan 25CR, dan 25CR memiliki kemampuan untuk menahan SSC yang lebih baik dari 22CR (Bellarby, J., 2009).

NACE MR0175, 2005 menyampaikan, jika tekanan parsial H₂S diatas 1.5 psia, sebaiknya batasan kekuatan material dibatasi sekitar 75 ksi – 80 ksi. Pertimbangan lain adalah efek *degrading* kekuatan material akibat temperatur.



Gambar 5. Definisi Sour Service (NACE MR0175, 2005)

Dengan pertimbangan diatas, spesifikasi material *tubing* tersebut adalah sebagai berikut :

- Berat *tubing* 6.4 ppf
- *Yield strength* 80,000 psi
- *Tensile strength* 144,888.6 lbs
- *Collapse resistance* 11,170 psi
- *Burst resistance* 10,570 psi
- *Premium Connection*

Untuk konfirmasi tipe material *tubing* yang digunakan, sebaiknya dilakukan uji laboratorium pada material yang dipilih akan ketahanannya terhadap kondisi sumur.

Selain memilih material *tubing*, juga dilakukan pemilihan material untuk elastomers. *Elastomers* merupakan perangkat yang berfungsi sebagai penyekat atau penahan tekanan yang merupakan bagian dari *packer, tubing plug*, dll. *Elastomers* adalah material yang mudah terdeformasi tetapi sebenarnya *incompressible*, artinya apabila ditekan pada satu arah maka akan membuat ekspansi kearah yang lainnya dengan volume tetap. Berdasarkan kondisi tekanan dan temperatur lingkungan serta komposisi fluida *reservoir* maka jenis *elastomers* yang dipilih karena cocok digunakan adalah *Perfluoro-elastomers*.

Desain Kompleksi Sumur Sour Gas; Sebuah Study Kasus

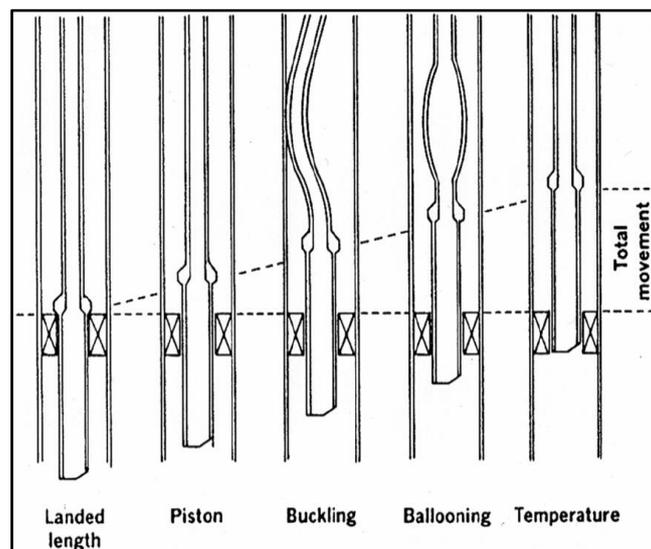
Tabel 2. Spesifikasi *Elastomers*

Name	Perfluoro-elastomers
Common Trade Name	Chemraz
Temperature Range	30-450 F
Physical Properties	Poor Extrusion Resistance
H ₂ S	Good
Amine Inhibitors	Good
Methanol	Good
Zinc Bromide Brines	Good
Hydrochloric Acid	Good Even with hot concentrated Acid

Analisa Tubing Movement pada Kondisi Awal Produksi dan Uji Tekanan

Perubahan temperatur dan tekanan didalam maupun diluar *tubing* yang diisolasi dengan *packer* akan mengakibatkan pemanjangan atau pem-

dekan *tubing*. Selain itu pergerakan *tubing* yang cukup besar dapat mengakibatkan *packer* terlepas. Analisa *tubing movement* memperhitungkan pergerakan *tubing* akibat perubahan tekanan dan temperatur selama sumur berproduksi.



Gambar 6. Ilustrasi *Tubing Movement*

Adapun efek yang ditimbulkan dari perubahan tersebut adalah :

- *Piston Effect*

Tekanan didalam *tubing* dan didalam *annulus* diatas *packer* pada *differential area* pada *tubing* dan *packer* akan mengubah panjang *tubing* berdasarkan hukum *Hooke*. Jika pergerakan *tubing* dibatasi dengan *packer* maka gaya dari *packer* terhadap *tubing* akan memberikan efek terhadap panjang *tubing* berdasarkan hukum *Hooke* sebagai berikut :

$$\Delta L1 = -\frac{L\Delta F}{EAs}$$

Untuk *packer* yang bergerak bebas atau tidak membatasi gerakan *tubing* dimana hanya gaya akibat tekanan yang bekerja adalah sebagai berikut :

$$\Delta F = (Ap - Ai)\Delta Pi - (Ap - Ao)\Delta Po$$

- *Buckling Effect*

Analisa pemendekan yang diakibatkan oleh *helical bucking* 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 :

$$F_c = 1.41 \sim 1.83 \sqrt{\frac{4Elw \sin \theta}{rc}}$$

Apabila $F_{eff} < -F_c$ maka tubing akan cenderung untuk buckle, namun apabila $F_{eff} > -F_c$ maka tubing cenderung untuk tidak *buckling*. Hasil perhitungan adalah sebagai F_{eff} (-999425033.64 lbs) < F_c (-2303327.83 lbs).

Ini menunjukkan bahwa *tubing* tersebut cenderung akan terjadi *buckling*. Dengan demikian perlu dilakukan analisa seberapa besar perubahan panjang yang terjadi akibat *helical buckling* ini dengan persamaan berikut :

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

• *Ballooning Effect*

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 :

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

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

• *Temperature Effect*

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

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

Analisa pergerakan *tubing* pertama dilakukan pada kondisi awal sumur berproduksi, pergerakan *tubing* yang terjadi adalah sebesar -14.72 in atau -1.22 ft. Tanda minus menunjukkan bahwa terjadi pemendekan.

Tabel 3. *Tubing Movement* Kondisi Awal Produksi

Effect	Value (in)
Piston	-6.86
Buckling	-0.617
Ballooning	-8.28
Temperatur	1.03
Total Movement	-14.72

Tabel 4. *Tubing Movement* Kondisi Uji Tekanan

Effect	Value (in)
Piston	-8.79
Buckling	-1.013
Ballooning	-9.03
Temperatur	1.03
Total Movement	-17.80

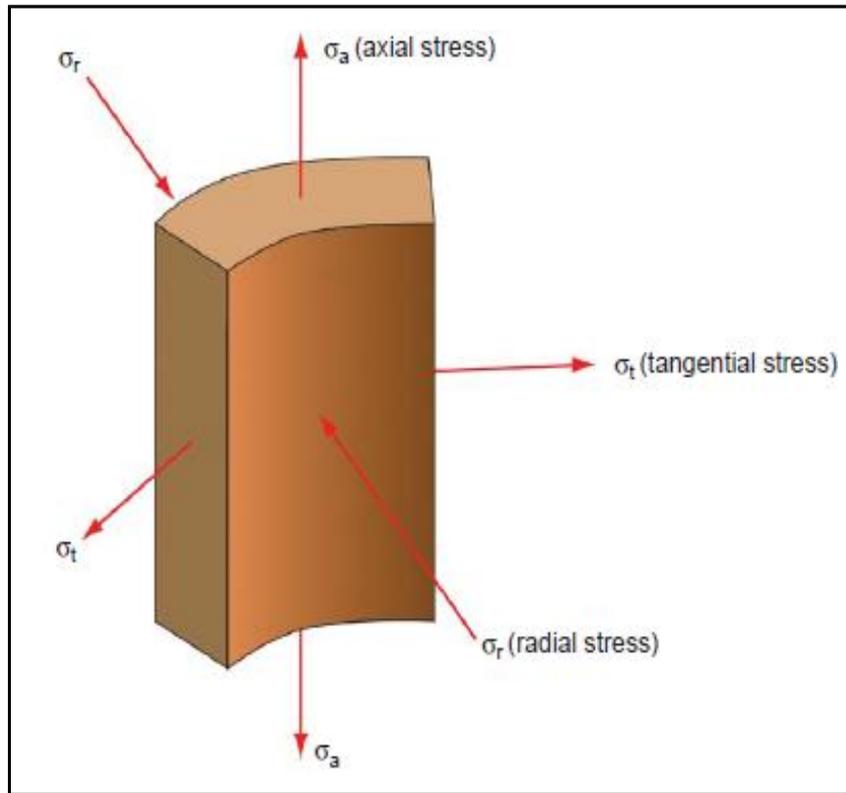
Analisa pergerakan *tubing* kedua dilakukan pada kondisi uji tekanan dengan memberikan tekanan sebesar 4500 psi atau 1.2 kali dari tekanan

awal didalam *tubing*. Uji tekan ini dilakukan untuk melihat integrasi dari rangkaian yang telah

dipasang. Pergerakan *tubing* yang terjadi pada uji tekan ini adalah sebesar -17.8 in atau -1.48 ft.

Analisa Triaxial Stress pada Kondisi Awal Produksi dan Uji Tekanan

Analisa *triaxial stress* merupakan analisa *stress* yang terjadi pada material *tubing* dari arah *radial*, arah *axial* dan arah *tangensial*. Kemudian dari ketiga nilai *stress* tersebut dihitung VME *stress* (*Von Misses Equivalent*) atau nilai *equivalent stress* yang kemudian dapat dibandingkan dengan kemampuan material.



Gambar 7. Triaxial Stress

- **Axial Stress**

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

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

- **Radial Stress**

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

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

- **Tangential Stress**

Stress pada arah tangential dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

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

- **VME**

Untuk mendapatkan nilai *stress* VME dihitung berdasarkan nilai *axial stress*, *radial stress*, dan *tangential stress*. Kemudian digunakan persamaan berikut :

$$\sigma_{VME} = \frac{1}{\sqrt{2}} [(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2]^{0.5}$$

Analisa *triaxial stress* pertama dilakukan pada kondisi awal sumur berproduksi, VME *stress* yang terjadi sebesar 30,047.6 psi. Nilai tersebut dibawah kemampuan maksimal material tubing yang dipilih.

Tabel 5. VME Stress Kondisi Awal Produksi

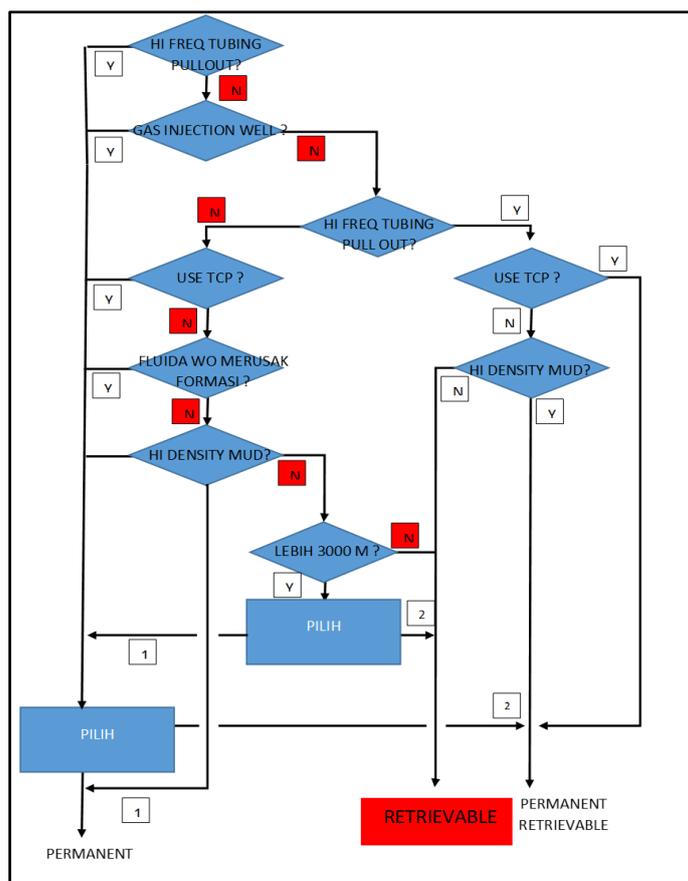
No	Stress Type	Value (psi)
1	AXIAL STRESS (σ_a)	31675.4
2	RADIAL STRESS (σ_r)	-3000
3	TANGENTIAL STRESS (σ_t)	15373.2
4	Von Mises Equivalent (σ_{VME})	30047.6

Tabel 6. VME Stress Kondisi Uji Tekanan

No	Stress Type	Value (psi)
1	AXIAL STRESS (σ_a)	31675.4
2	RADIAL STRESS (σ_r)	-4500
3	TANGENTIAL STRESS (σ_t)	32246.5
4	Von Mises Equivalent (σ_{VME})	36464.3

Analisa *triaxial stress* kedua dilakukan pada kondisi uji tekanan dengan memberikan tekanan sebesar 4500 psi, VME stress yang terjadi sebesar 36,464.3 psi. Nilai tersebut dibawah kemampuan maksimal material tubing yang dipilih.

Pemilihan *packer* dilakukan berdasarkan pada klasifikasi sumur yang mengacu pada *guideline Eni Completion Design Manual, 1999*. Pemilihannya meliputi jenis *packer*, metode pemasangan dan *dynamic seal*.



Gambar 8. Alur Pemilihan Jenis *Packer* (Kolom Merah Merupakan Langkah-Langkah Pemilihan Sesuai Dengan Kondisi Sumur Dan Data-Data Yang Ada).

Pemilihan Packer

Alur pemilihan jenis jenis packer menunjukkan hasil yang dipilih adalah *Retrievable Packer* dipasangkan dengan metode *Hydraulic*, dilengkapi dengan *Long Locator with Seal Bore Extension* untuk mengatasi pergerakan *tubing*.

Landing Nipple

Nipple diperlukan dalam perangkat kompleksi yang digunakan untuk dudukan peralatan *subsurface flow control*. *Landing nipple* setelah ditutup oleh *Lock Mandrell* dapat menahan tekanan baik dari bawah maupun dari atas. *Landing nipple* yang dipilih adalah yang dapat bekerja pada tekanan maksimum 10,000 psi yaitu *X landing nipple*.

Surface-controlled Subsurface Safety Valve (SCSSV)

SCSSV merupakan perangkat keamanan yang dipasang dibawah sumur dengan kendali dari permukaan untuk menghindari bahaya apabila

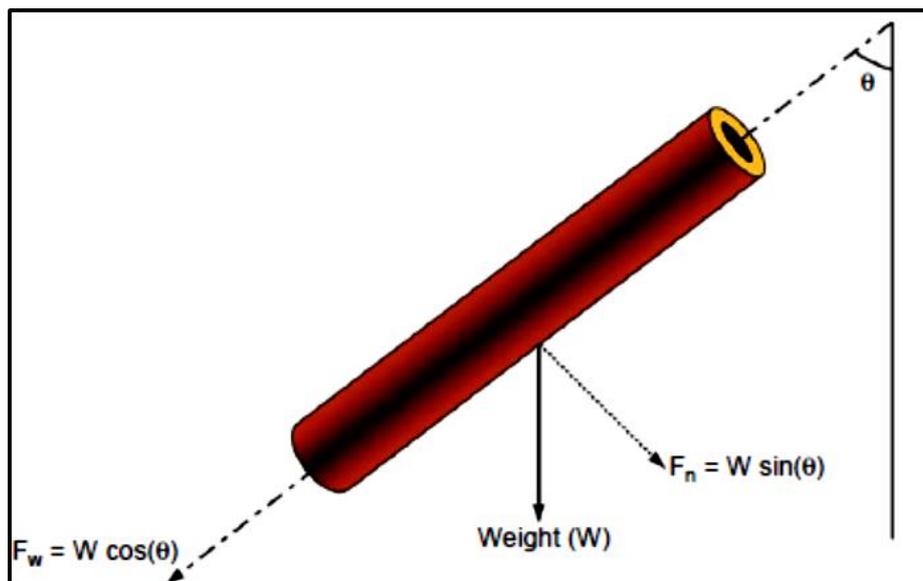
terjadi kebocoran. Tipe SCSSV yang dipilih untuk sumur yang memiliki kandungan CO₂ dan H₂S adalah *Tubing Retrievable Flapper Valve*.

Uji Beban Rangkaian Kompleksi saat Instalasi dan Produksi

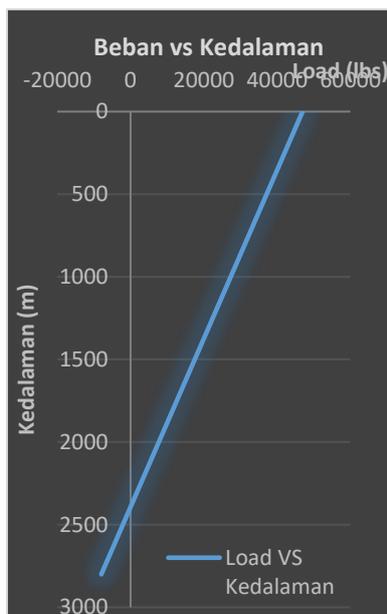
Stress corrosion cracking (SCC) diakibatkan adanya korosi lokal yang bekerja pada area yang memiliki *stresses* yang tinggi. SCC pada *duplex alloy* dapat terjadi akibat kombinasi klorida yang tinggi, kandungan CO₂ yang tinggi dan temperatur tinggi (Bellarby, J., 2009). Oleh karena itu perlu dilakukan uji beban untuk mengetahui berapa besar *stress* yang terjadi.

Uji beban ini memperhitungkan berat total *tubing* yang terjadi dipermukaan dan efek *buoyancy* yang terjadi akibat fluida yang terdapat pada sumur. Beban yang terjadi juga memperhitungkan keadaan sumur yang berarah, dengan sudut sebesar 22.5°.

Uji beban yang dilakukan menunjukkan beban terhadap kedalaman seperti ada Gambar 10,:



Gambar 9. Skema Beban Tubing Pada Sumur Berarah.



Gambar 10. Grafik beban terhadap kedalaman

Dari hasil uji beban diatas menunjukkan bahwa beban maksimum pada permukaan sebesar 46,962.0 lbs yang masih jauh dibawah kemampuan maksimum material yaitu sebesar 144,888.6 lbs. Pada bagian paling bawah *tubing* didapatkan hasil sebesar -7972 lbs karena efek *buoyancy* fluida yang terdapat pada sumur.

IV. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian dan analisa yang dilakukan, memberikan kesimpulan sebagai berikut :

- 1) Material *tubing* yang digunakan adalah SM 25CRW-80, berdasarkan studi literature. *Tubing* yang digunakan berukuran 2.875 in, 6.4 ppf, grade 80 ksi dengan *premium connection*.
- 2) *Tubing movement* tidak memberikan efek perubahan panjang yang signifikan. *Tubing movement* maksimum yang terjadi sebesar - 1.48 ft (pemendekan).
- 3) Karena kondisi sumur yang memiliki kandungan H₂S dan CO₂ yang tinggi sehingga masuk kedalam kategori *High Corrosive Well*, maka *packer* yang digunakan adalah *Retrievable Packer* (metode *hydraulic*) dan *Long Locator Seal Bore Assembly* dengan panjang 6 ft untuk mengantisipasi pergerakan tubing yang besar. Tipe elastomers yang cocok digunakan adalah Perfluoro-elastomers. Aksesoris kompleksi yang digunakan adalah

Landing Nipple type X, serta SCSSV type *Tubing Retrievable Flapper Valve*.

- 4) Rangkaian kompleksi yang didesain mampu menahan load yang mungkin terjadi pada saat instalasi rangkaian kompleksi dan selama masa sumur berproduksi.

Penulis mengucapkan terimakasih kepada Adityo P atas dukungan dan bantuan yang bermanfaat selama proses pengerjaan studi kasus ini. Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada Jurusan Teknik Perminyakan, Institut Teknologi & Sains Bandung.

V . 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

Desain Kompleksi Sumur *Sour Gas*; Sebuah Study Kasus

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

Yifei Yan, Bing Shao, Shengli Song, Jianjun Wang, Xiangshen Yan, 2017. Material Selection Research into Casing in Natural Gas Wells in a High-Corrosion Environment. *Journal Acta Technica* 62, No. 4Q, 871-876.

NACE MR0175. *Petroleum and Natural Gas Industries - Materials for use in H₂S - containing environment in oil and gas production*. U.S.A: NACE, 2005.

NORSOK STANDARD M-001, Rev 3, Nov 2002. *Materials Selection*.

Peden, J.M. *Pipes in Completion and Workovers*. Zagreb: RGN, 1999.