



Desain Program Pengeboran Eksplorasi Lapangan Panas Bumi Menggunakan Metode *Slimhole Continuous Coring*

Muhammad Yudatama Hasibuan¹⁾, Fitrianti¹⁾, dan Daniel Adiyatama²⁾

¹⁾Department of Petroleum Engineering, Faculty of Engineering, Universitas Islam Riau
Jl. Khairuddin Nasution, Simpang Tiga, Pekanbaru
²⁾PT. Rigsis Energi Indonesia
Jl. Jend. Sudirman, Senayan, Kebayoran Baru, Jakarta Selatan, Indonesia

Artikel Info:

Naskah Diterima:
5 Mei 2020
Diterima setelah perbaikan:
9 Juli 2020
Disetujui terbit:
30 Agustus 2020

Kata Kunci:

Slimhole
NZ 2015
desain faktor
continuous coring

ABSTRAK

Tujuan penelitian ini adalah membuat desain program pemboran eksplorasi lapangan panas bumi pada sumur Well-1 lapangan X menggunakan metode *slimhole continuous coring* dengan perbedoman pada standar *New Zealand Code 2015*. Sumur well-1 merupakan sumur pertama pada lapangan X yang akan digunakan untuk mengambil data dibawah permukaan dengan tujuan untuk pengembangan lapangan. Puncak reservoir berada pada kedalaman 1200 m dengan ketebalan 1000 m. Temperatur reservoir sekitar 25°C dengan minimum dan maksimum temperatur adalah 220°C dan 280°C. Sumur well-1 akan didisain sebagai sumur *slimhole* dengan diameter konduktor 9 5/8" dan kedalaman total 2000 m. Penentuan desain performa *casing* harus diatas minimal desain faktor standar NZ 2015, sehingga penentuan *casing string* merupakan hal yang penting agar tidak terjadi kerusakan pada *casing*. *Casing string* menggunakan *grade K-55* dan *T-95* untuk *casing* perforasi dimana tekanan maksimum kepala sumur 12.8 MPa dengan jenis ANSI 900. Sumur well-1 menggunakan campuran semen jenis G sebanyak 71.60 m³ dengan adiktif *slica flour 559.25 gallon* untuk *casing* produksi dan perforasi dengan tekanan maksimum sebesar 18.82 MPa. Sedangkan fluida pemboran yang digunakan adalah *unweighted/polymer/freewater* bersamaan dengan metode *coring* yang dilakukan dengan pengambilan *core barrel* setiap 3 m menggunakan *diamond bit* berdiameter *core PQ 55 mm* dan *HQ 63.5 mm*. Penelitian ini sangat bermanfaat sebagai acuan standar dalam program pengeboran eksplorasi panas bumi yang akan dilakukan di Indonesia.

© LPMGB - 2020

PENDAHULUAN

Pada kegiatan eksplorasi suatu lapangan, terdapat kekurangan data dibawah permukaan yang menyebabkan tingkat resiko dalam pengembangan suatu lapangan masih sangat tinggi. Hasil survei 3G (geologi, geofisik, dan geokimia) tidak dapat membuktikan karakteristik reservoir tersebut, sehingga perlu dilakukan pengeboran eksplorasi untuk membuktikan hasil dari survei 3G tersebut.

Korespondensi:

E-mail: muhammadyudatamahasibuan@gmail.com
(Muhammad Yudatama Hasibuan)

Kegiatan eksplorasi mengambil 30-50% dari total biaya pengembangan suatu lapangan, sehingga keberhasilan dalam pengeboran eksplorasi dapat menjadi ukuran keberhasilan pengembangan suatu lapangan (Adityatama, dkk., 2020; Dumas, dkk., 2013). Keberhasilan pengembangan suatu lapangan yang menjadi tolak ukur keberhasilan pengembangan energi sumber daya uap panas sebagai pembangkit listrik (van der Meer, dkk., 2014).

Ada beberapa tipe untuk pemboran sumur panas bumi, diantaranya adalah *large hole* dengan diameter casing 13 3/8", *standard hole* dengan ukuran diameter

sekitar 9 5/8", dan *slimhole* dengan ukuran yang kurang dari 9 5/8". (Finger & Jacobson, 1999; Purba, *et al.*, 2019). Sumur *slimhole* berdiameter perforasi kurang dari 6" (Thorhallsson & Gunnsteinsson, 2012). Karena ketidakpastian keadaan dibawah permukaan seperti lokasi sumber panas dan data-data permeabilitas, porositas, ataupun rekahan (Mackenzie, dkk., 2017). Sehingga, pengeboran sumur eksplorasi mengambil peranan yang sangat penting untuk membuktikan keadaan dibawah permukaan. Tujuan dari penelitian ini adalah membuat desain program eksplorasi panas bumi menggunakan metode pengeboran *slimhole continuous coring*. Metode ini memungkinkan untuk melakukan pengeboran dan pengambilan *core* bersamaan, sehingga data yang didapatkan lebih akurat (Lubuva, 2018; Kruszewski, dkk., 2017).

Untuk membuat desain program pengeboran *slimhole* pada sumur well-1 pada lapangan X, penulis menggunakan standar acuan pengeboran dari New Zealand code 2015 untuk memastikan desain sumur yang lebih aman dan spesifikasi yang terfokus pada pengaruh terhadap pengembangan tenaga listrik panas bumi (Standards New Zealand, 2015).

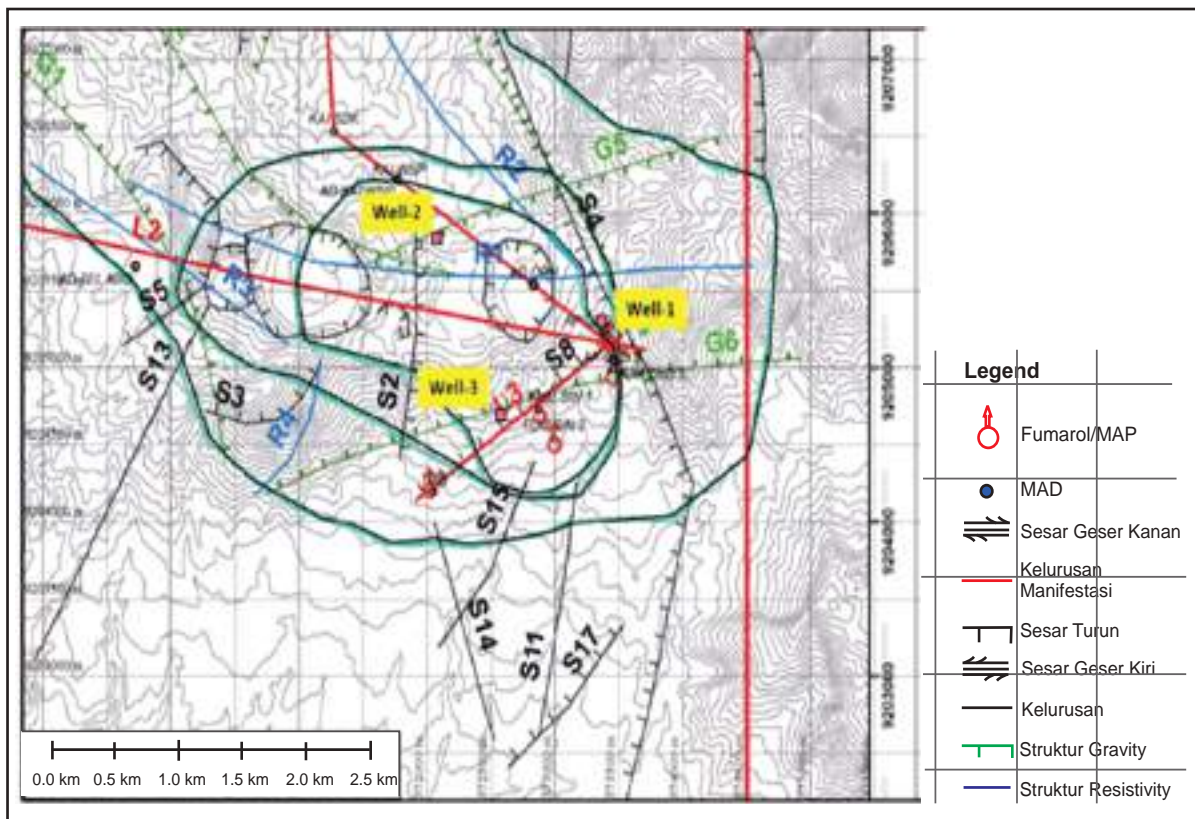
Batasan masalah pada penelitian ini adalah hanya berfokus pada desain sumur pemboran eksplorasi panas bumi secara vertikal menggunakan metode *slimhole continuous coring*.

BAHAN DAN METODE

Metodelogi penelitian adalah menggunakan data lapangan X untuk melakukan desain program pemboran eksplorasi seperti penentuan kedalaman casing, performa casing, penyemenan dan fluida pemboran yang akan digunakan. Untuk memastikan desain yang tepat, peneliti menggunakan acuan standar (Standards New Zealand, 2015).

Informasi Lapangan

Sumur well-1 merupakan sumur eksplorasi pertama pada lapangan X. Apabila pengeboran pada sumur well-1 berhasil, data yang didapat pada sumur well-1 akan digunakan sebagai rujukan untuk pengeboran sumur well-2 dan well-3 sebelum dilakukan pengembangan pada lapangan X. Pada Gambar 1 menunjukan 3 sumur yang akan dilakukan pengeboran eksplorasi pada lapangan X. Sumur



Gambar 1
Lokasi sumur well-1.

well-1 akan dilakukan pengeboran dengan ukuran *casing* konduktor 9 5/8" dengan kedalaman total 2000 m. Kedalaman Reservoir pada lapangan X diprediksi mulai dari 1250 meter dengan ketebalan sekitar 1000 meter. Berdasarkan model konseptual, temperatur reservoir sekitar 250°C dengan minimum dan maksimum temperatur adalah 220°C dan 280°C.

Gambar 2 menunjukkan terdapat 5 patahan yang akan dijumpai pada pengeboran sumur well-1, yaitu L1, L2, L3, S4, dan S8. Dimana patahan dimulai pada kedalaman 850.

HASIL DAN DISKUSI

Penentuan kedalaman *Casing* dan kepala sumur

Penentuan kedalaman *casing* menggunakan standar NZ 2015 dengan menggunakan data

kurva *boiling point pressure* dan *temperature*, kemudian menarik garis vertikal antara *effective containment pressure* yaitu tekanan rekah terhadap kedalaman dan *maximum design pressure* yaitu tekanan hidrostatik pada saat *boiling point depth* terhadap kedalaman. Tabel 1 menunjukkan data dibawah permukaan mengikuti standar NZ 2015 yang digunakan untuk mendesain kurva yang digunakan untuk menentukan kurva *boiling point pressure* dan *temperature* seperti Gambar 3.

Tabel 2 menunjukkan kedalaman pemasangan casing yang akan dilakukan pada lapangan X berdasarkan analisa Gambar 3 dengan menggunakan sumur *slimhole* dengan diameter *casing* konduktor 9 5/8 inch.

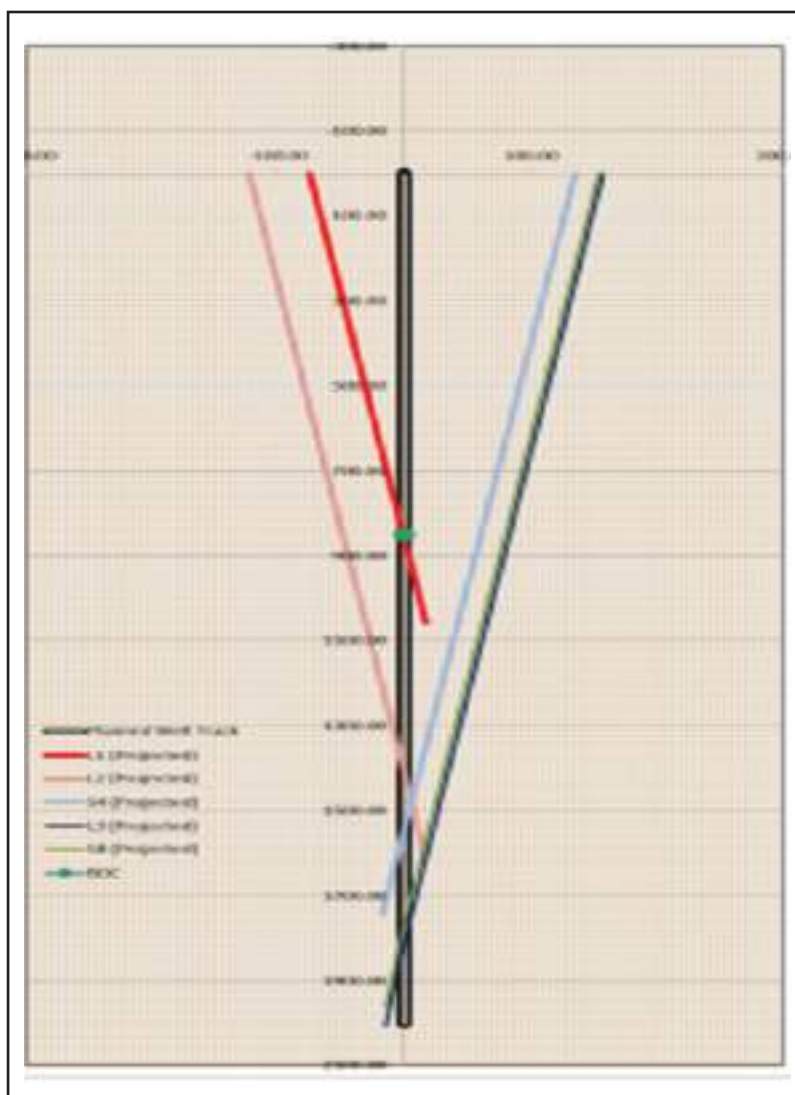
Temperatur maksimum reservoir lapangan X adalah 250°C. Dengan desain faktor 80%, maka temperatur maksimum kepala sumur adalah 312.5°C. Pemilihan kepala sumur dengan menggunakan Gambar 4 menunjukkan bahwa tekanan kepala sumur well-1 pada lapangan X adalah 12.8 Mpa dengan desain ANS 900.

Desain *Casing* Performa

Penentuan desain performa *casing* pada sumur well-1 lapangan X sangat penting untuk mencegah kerusakan *casing* pada saat penyemenan ataupun produksi. Dalam penelitian ini, peneliti menggunakan persamaan dan faktor keamanan (*safety factor*) dari NZ 2015 akan digunakan untuk menentukan minimal desain yang akan digunakan (Petrică, 2016).

Berat Axial sebelum dan selama Penyemenan Berlangsung

Penentuan berat axial pada saat penyemenan dimana campuran semen didalam *casing* dan fluida di dalam anulus dipengaruhi oleh gaya tarik menarik antara anulus dan *casing* dengan mempertimbangkan berat bersih *casing* di udara, berat *casing* yang dipengaruhi fluida, dan berat *casing* yang dipengaruhi



Gambar 2
Patahan pada sumur well-1.

oleh gaya apung yang disebabkan oleh dorongan fluida dari arah *axial* (Maina, 2018).

$$F_{Hookload} = F_{csg\ air\ wt} + F_{csg\ content} - F_{displaced\ fluid}$$

$$F_{csg\ air\ wt} = L_z \times W_p \times g \times 10^{-3}$$

$$F_{csg\ content} = \sum \rho_{if} \times \rho_{if} \frac{\pi d^2}{4} \times g \times 10^{-3}$$

$$F_{displaced\ fluid} = \sum \rho_{ef} \times \rho_{ef} \frac{\pi d^2}{4} \times g \times 10^{-3}$$

Berat Axial setelah Penyemenan

Penentuan berat *axial* setelah melakukan penyemenan harus tetap diatas minimal desain faktor yang telah ditetapkan untuk mencegah kerusakan pada *casing string* (Khaemba, 2014). Sumur well-1 memiliki temperatur reservoir sebesar 250°C dengan maksimal temperatur sekitar 280°C, dengan asumsi temperatur *casing* akan menurun menjadi 20.5°C ketika fluida pendingin melalui *casing*, dimana asumsi untuk temperatur *casing* setelah dilakukan penyemenan sekitar 30°C sampai 75°C.

- Perubahan berat *axial* pada *casing* akibat Kenaikan temperatur dihitung dengan dengan formula:

$$F_c = E \times \alpha (T_2 - T_1) \times A_p \times 10^{-3}$$

$$F_r = F_p + F_c$$

- Perubahan berat *axial* pada *casing* akibat penurunan temperatur pada *casing* disebabkan oleh injeksi fluida pemboran selama pemboran berlangsung.

$$F_t = E \times \alpha (T_1 - T_3) \times A_p \times 10^{-3}$$

$$F_r = F_p + F_t$$

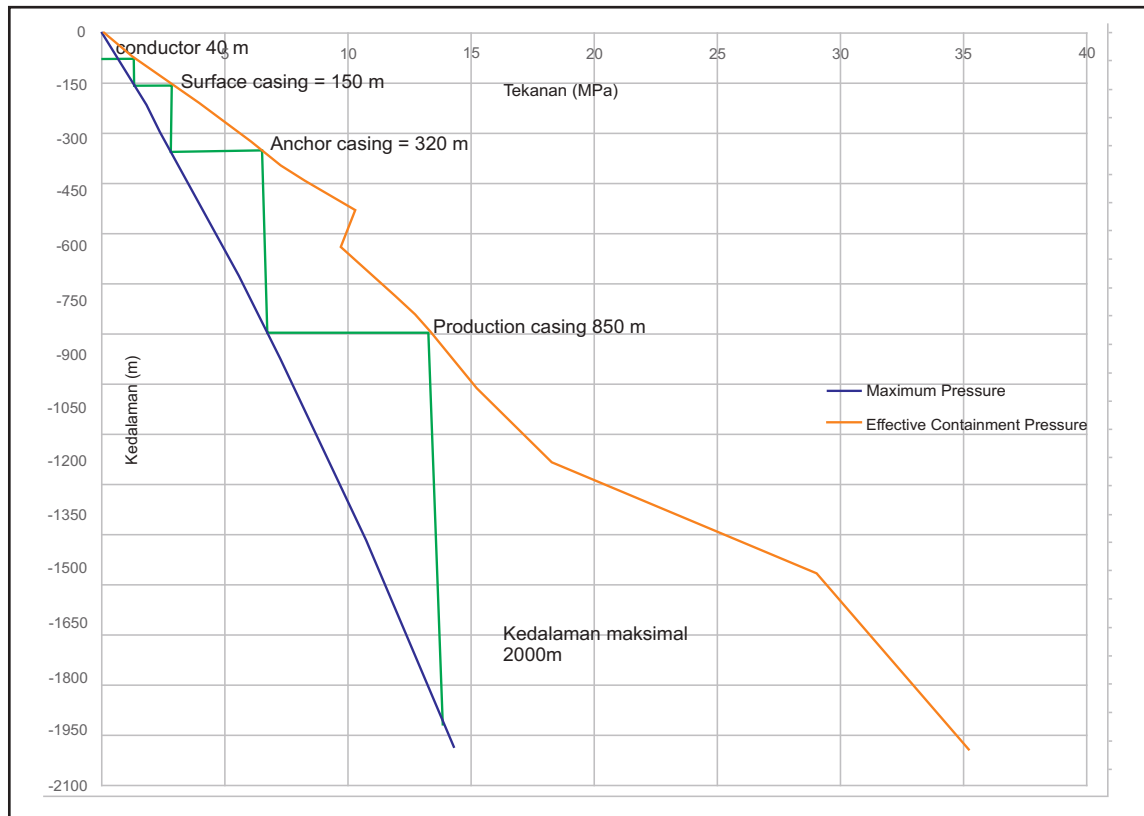
- Tegangan yang diberikan pada *anchor casing* disebabkan pengaruh oleh berat kepala sumur karena adanya dorongan fluida dari bawah. Dengan mengetahui desain kepala sumur ANSI 900 memiliki tekanan maksimum sebesar 12.8 Mpa.

$$f_w = \frac{\pi}{4} \times P_w \times d^2 \times 10^{-3} - F_m$$

$$Desain\ faktor = \frac{tegangannya\ tarik\ anchor\ casing}{gaya\ dorong\ fluida}$$

- Gaya angkat *anchor casing* akibat ekspansi termal yang terjadi pada produksi *casing string* dimana secara desain mekanikal terhubung dengan kepala sumur sehingga akan mempengaruhi desain kepala sumur.

$$Desain\ faktor = \frac{tegangannya\ tarik\ anchor\ casing}{Kekuatan\ kompresif\ anchor\ casing}$$



Gambar 3 Kurva boiling point pressure dan temperature pada sumur well-1.

Berat Axial pada Casing Linear

Casing linear atau perforasi merupakan *casing* yang tidak dilakukan penyemenan dimana *casing linear* harus digantung dari atas secara linear atau dapat ditahan oleh *shoe* dari arah bawah (Marbun, dkk., 2020). Temperatur yang tinggi dan pengaruh tekanan reservoir dapat mengakibatkan tegangan tekan pada *casing*, sehingga *casing* menjadi melekok atau biasa disebut *helical buckling* pada *casing open hole*, sebesar:

$$f_c = (L_z \times W_p \times g \left(\frac{1}{A_p} + \frac{OD \ e}{2I_p} \right))$$

$$\text{Desain faktor} = \frac{\text{minimum yield strength} \times R_j}{f_c}$$

Perbedaan t ekanan selama Penyemenan Berlangsung

Pada saat penyemenan berlangsung pada *casing string* diisi dengan asumsi campuran densitas semen 1.87 kg/l yang terjadi dekat dengan *casing shoe* dan anulus diisi oleh air dengan temperatur 50°C dan densitas 0.98 kg/l (Hole, 2008a). Perbedaan tekanan internal tubular yang terjadi akibat adanya tekanan hidrostatik dalam *casing* yang diisi oleh campuran semen dan tekanan dari pompa terhadap tekanan hidrostatik didalam anulus yang diisi oleh air (Nzayisenga, 2016) adalah:

$$\Delta P_{\text{internal}} = [L_z \rho_c - L_f \rho_f] \times g \times 10^{-3}$$

$$\text{Desain faktor} = \frac{\text{internal yield pressure}}{\text{perbedaan internal pressure}}$$

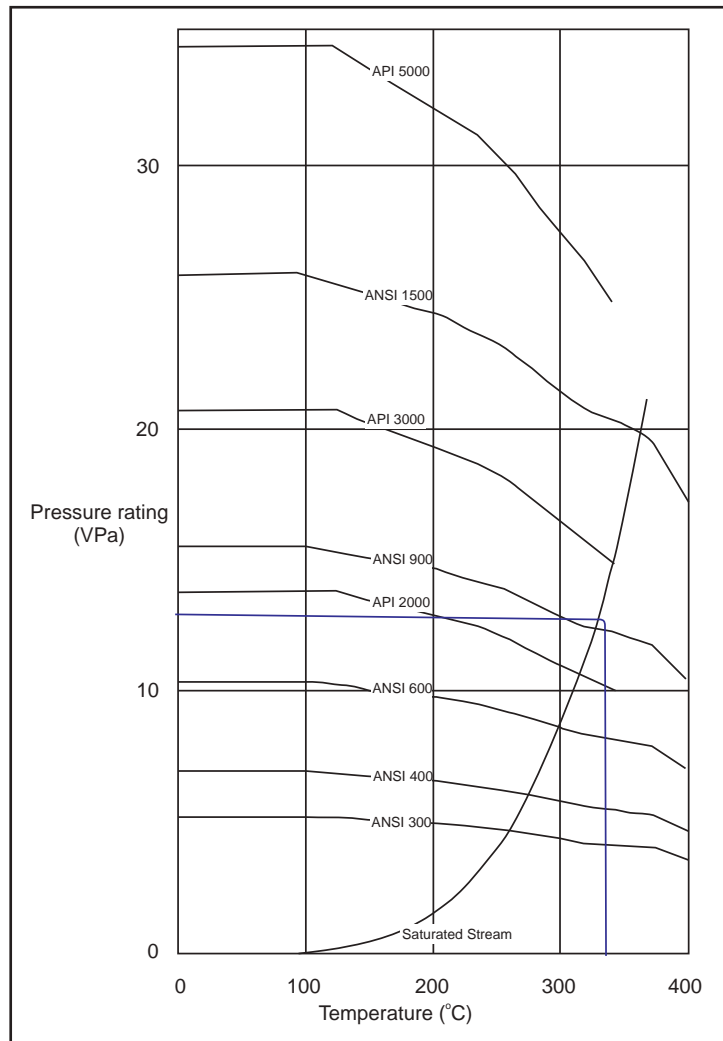
Perbedaan t ekanan Internal setelah Penyemenan

Setelah dilakukan penyemenan, perbedaan tekanan internal yang terjadi di permukaan dengan mempertimbangkan adanya uap panas di kepala sumur dan gas dingin pada kepala sumur adalah:

$$\text{Desain faktor} = \frac{\text{internal yield pressure} \times R_i}{\text{wellhead pressure}}$$

t egangan Biaxial pada kepala sumur

Tegangan *biaxial* terjadi akibat adanya beban secara *axial* dalam dua arah yang saling tegak lurus dan arah tangensial terhadap area pipa dimana kepala sumur dipasang dengan *anchor casing* (Hole, 2008), sebesar:



Gambar 4
Pemilihan tekanan kepala sumur.

$$F_t = \frac{\sqrt{5}}{2} \times \frac{P_w ID}{(OD - ID)}$$

$$\text{Desain faktor} = \frac{\text{yield strength pipa}}{\text{maksimum tensile strength}}$$

Perbedaan Tekanan Eksternal selama Penyemenan

Bagian terakhir dari desain semen pada *casing* adalah tekanan eksternal. Selama penyemenan berlangsung, perbedaan tekanan maksimum dipengaruhi oleh campuran semen yang mengisi anulus dan air yang mengisi *casing* adalah:

$$\Delta P_{\text{internal}} = [L_z \rho_c - L_z \rho_z] \times g \times 10^{-3}$$

$$\text{Desain faktor} = \frac{\text{internal yield pressure}}{\text{perbedaan internal pressure}}$$

Tabel 1
Asumsi tekanan dibawah permukaan menggunakan standar NZ 2015

Depth below water level (M)	Tekanan hidrostatik pada 20°C (MPa)	Tekanan hidrostatik pada BPD (MPa)	BPD Temperature (°C)	Kedalaman (M)	Batuan	Poisson ratio ν	Tekanan overburden (MPa)	Tekanan Rekah (MPa)	Densitas batuan ($\times 10^3 \text{ Kg/m}^3$)
0	0	0	100	0	Andesit	0.35	0	0	2.61
10	0.1	0.09	119	10	Andesit	0.35	0.26	0.18	2.61
20	0.19	0.19	132	20	Andesit	0.35	0.51	0.36	2.61
40	0.39	0.36	149	40	Andesit	0.35	1.02	0.72	2.61
60	0.58	0.54	162	60	Andesit	0.35	1.53	1.08	2.61
80	0.78	0.72	172	80	Andesit	0.35	2.05	1.43	2.61
100	0.98	0.89	180	100	Andesit	0.35	2.93	1.99	2.99
150	1.47	1.32	196	150	Andesit	0.35	4.4	2.98	2.99
200	1.95	1.75	208	200	Andesit	0.35	5.86	3.96	2.99
300	2.93	2.57	227	300	Basalt	0.35	8.79	5.92	2.99
400	3.91	3.37	242	400	Basalt	0.35	11.72	7.87	2.99
500	4.89	4.16	254	500	Sandy clay	0.37	14.65	10.32	2.99
600	5.87	4.93	264	600	Sandy clay	0.37	12.99	9.67	2.21
800	7.82	6.43	281	800	Basalt	0.37	17.33	12.83	2.21
1000	9.78	7.87	295	1000	Basalt	0.35	21.66	15.29	2.21
1200	11.7	9.26	306	1200	Basalt	0.35	25.99	18.27	2.21
1500	14.7	11.27	321	1500	Andesit	0.35	43.95	28.87	2.99
2000	19.6	14.4	330	2000	Andesit	0.32	58.6	35.2	2.99

Tabel 2
Penentuan kedalaman casing dan pemilihan ukuran casing

Depth	Casing	Hole size	OD	ID
0 – 40	Conductor casing	12- 1/4"	9 5/8	8.92
0 – 150	Surface casing	12- 1/4"	7	6.36
0 – 320	Anchor casing	6 - 1/8 "	5 1/2	4 8/9
270 – 850	Production linear	4.8 "	4 1/2	4
820 - 2000	Perforated	3.7 "	3 1/2	3

Tabel 3
Berat Axial sebelum dan selama penyemenan berlangsung

Casing	Grade	F hookload	Min.Tensile Strength	Cal.DF	Min.DF	Remakrs
Conductor	K-55	33.36	4779.04	143.3	1.8	Adequate
Surface	K-55	67.3	2611.82	38.8	1.8	Adequate
Anchor	K-55	102.95	2112.17	20.5	1.8	Adequate
Production	K-55	189.79	1502.31	7.9	1.8	Adequate

Perbedaan Tekanan Eksternal selama Produksi

Tekanan eksternal selama produksi dapat menyebabkan runtuhnya casing ketika fluida uap berada di dalam casing produksi dan tekanan

reservoir yang terjadi pada casing shoe (Kaldal, dkk., 2013).

$$\text{Desain faktor} = \frac{\text{internal yield pressure}}{\text{perbedaan internal pressure}}$$

Desain Program Pengeboran Eksplorasi Lapangan Panas Bumi
Menggunakan Metode *Slimhole Continuous Coring* (Hasibuan, dkk.)

Tabel 4
Perubahan berat *axial* pada *casing* akibat kenaikan temperatur

Casing	T1	T2	Fc	Fr	DF	Min.DF	Remakrs
Conductor	23	90	1271	1304.36	3.66	1.2	Adequate
Surface	30	120	933.1	1000.37	2.61	1.2	Adequate
Anchor	50	160	922.3	1025.21	2.06	1.2	Adequate
Production	75	220	864.7	1054.48	1.42	1.2	Adequate

Tabel 5
Perubahan berat *axial* pada *casing* akibat penurunan temperatur

Casing	FT	Fr	DF	Min.DF	Remakrs
Conductor	47.43	80.78	59.16	1.2	Adequate
Surface	98.49	165.79	15.75	1.2	Adequate
Anchor	247.33	350.29	6.03	1.2	Adequate
Production	325	514.8	2.92	1.2	Adequate

Tabel 6
Tegangan pada *anchor casing*

Casing	ID	Fm	Fw	DF	Min. DF	Remarks
Anchor	4 8/9	19.6	154.82	13.64	1.8	Adequate

Tabel 7
Gaya angkat pada *anchor casing* akibat ekspansi termal

Casing	Compressive strength	Min.Tensile Strength	Cal.DF	Min. DF	Remarks
Anchor	1078.11	2112.2	1.96	1.4	Adequate

Tabel 8
Berat *axial* pada *casing linear*

Grade	Casing	Fc	Min.Yield Stress	Cal.DF	Min. DF	Remarks
K-55	Perforated	617.22	379.64	0.584	1	Inadequate
T-95	Perforated	617.22	655	1.008	1	Adequate

Tabel 9
Perbedaan Tekanan Internal Selama Penyemenan

Casing	Yield P internal	Cal. DF	Min. DF	Remarks
Conductor	27.23	bnv	1.5	Adequate
Surface	30.05	16.9	1.5	Adequate
Anchor	33.16	11.2	1.5	Adequate
Production	36.87	5	1.5	Adequate

Berdasarkan analisa diatas terkait masing-masing berat casing, maka desain berat casing dan ukuran casing berdasarkan grade casing yang akan digunakan pada well-1 lapangan X dapat dilihat pada lampiran Tabel Pembahasan dan Hasil. Berdasarkan

analisa perhitungan bahwa pemilihan casing sangat mempengaruhi desain yang akan digunakan. Sehingga pada pemilihan casing well-1 lapangan X menggunakan casing jenis K-55 untuk casing konduktor hingga produksi. Namun pada casing

Tabel 10
Perbedaan tekanan internal setelah penyemenan

Casing	YP internal	Cal. DF	Min. DF	Remarks
Conductor	27.23	1.807	1.8	Adequate
Surface	30.05	1.995	1.8	Adequate
Anchor	33.16	2.201	1.8	Adequate
Production	36.87	2.448	1.8	Adequate

Tabel 11
Tegangan biaksial pada anchor casing

Casing	OD	Ft	Min.Yield Stress	Cal.DF	Min. DF	Remarks
Anchor	5 ½	114.09	379.64	3.32	1.5	Adequate

Tabel 12
Perbedaan tekanan eksternal selama penyemenan

Casing	ΔP external	Collapse Pressure	Cal.DF	Min. DF	Remarks
Conductor	0.61	17.29	28	1.2	Adequate
Surface	1.78	20.5	11.49	1.2	Adequate
Anchor	2.96	24.03	8.11	1.2	Adequate
Production	17.35	28.37	1.63	1.2	Adequate

Tabel 13
Perbedaan tekanan eksternal selama produksi

Casing	ΔP external	Collapse Pressure	Cal.DF	Min. DF	Remarks
Production	15.59	28.25	3.8	1.2	Adequate

Tabel 14
Desain casing sumur well-1 lapangan X

CASING	GRADE	OD	WEIGHT	DEPTH
Conductor	K-55	9 5/8	40	40
Surface	K-55	7	23	150
Anchor	K-55	5 1/2	15 1/2	320
Production	K-55	4 1/2	11 3/5	850
Perforated	T-95	3 1/2	5 5/7	2000

perforasi menggunakan T-95 agar memenuhi standar desain faktor karena memiliki nilai *yield stress* yang lebih besar dari pada K-55 yaitu 655 MPa.

Desain Program Penyemenan

Desain program penyemenan merupakan suatu hal yang sangat penting untuk menjaga *casing* tetap dalam kondisi melekat dengan lubang sumur (Bett, 2010). Campuran semen dicampur dengan air dan zat adiktif (Division & Kukacka, 1979), dimana program desain penyemenan harus dilakukan sebelum proses penyemenan berlangsung karena waktu yang dibutuhkan tidak akan cukup untuk melakukan perhitungan desain penyemenan (Muharram, 2015). *Vexcess* merupakan volume dari *Vopenhole* dikali dengan desain faktor 50% (Bett, 2010). Pada well-1. Berikut desain program penyemenan untuk well-1 pada lapangan X.

Desain Volume Campuran Semen

Perhitungan desain campuran semen berdasarkan setiap program *casing* dilakukan, dimana perhitungan volume semen sebagai berikut.

$$V_s = V_{shoetrack} + V_{rathole} + V_{openhole} + V_{csg} + V_{excess}$$

kalkulasi Desain Penyemenan

Program desain penyemenan sumur well-1 lapangan X menggunakan semen jenis kelas G karena semen tersebut dapat digunakan bersamaan dengan *accelerator* dan *retarder* diberbagai kedalaman dan temperatur yang cukup tinggi (Khalid, dkk., 2020; Samura, 2018). Uji laboratorium sangat dibutuhkan untuk melakukan desain program penyemenan tersebut (Samura & Zabidi, 2017), dimana pada sumur well-1 dengan berat semen 14.0 – 15.8 ppg dimana berat dari densitas semen harus lebih besar dari densitas fluida pemboran (Bett, 2010), dan adiktif *slica flour* untuk *casing anchor* dan *casing produksi*. *Slica flour* atau biasa disebut *strength retrogation* berfungsi untuk menjaga agar tekanan tidak menurun drastis pada temperatur tinggi ketika penyemenan (Rumbang, dkk., 2020).

Hasil perhitungan campuran semen pada sumur well-1 lapangan X dapat dilihat di dalam lampiran Tabel 15 dan desain program penyemenan pada lampiran Tabel 16.

Desain Fluida Pemboran

Untuk mendesain program fluida pemboran dengan tepat, desain harus disesuaikan dengan

masing-masing *casing* sesuai dengan ukuran *bit* dan kedalaman sumur (Ngugi, 2014; Nzayisenga, 2016). Desain fluida pemboran untuk sumur well-1 pada lapangan X dengan menggunakan *unweighted gel/polimer/freewater* dengan berat lumpur mulai dari 8.4 - 8.8 ppg dan pH sebesar 8.5 - 9.5 dengan kandungan pasir dibawah 1%, dan *funnel viscosity* 10-15 cc. Tabel 18 dan 20 merupakan hasil yang akan digunakan dalam pengeboran dan *coring* yang akan dilakukan pada sumur well-1 lapangan X.

Program Pengeboran dengan *Continuous Coring*

Hasil desain sumur *slimhole* well-1 lapangan X untuk pengeboran eksplorasi akan digunakan sebagai referensi untuk pengeboran sumur well-2 dan well-3. Pada pengeboran sumur well-1 menggunakan metode *continuous coring* dimana pengeboran dapat dilakukan dalam waktu yang sama untuk mendapatkan *core* yang akan digunakan sebagai interpretasi data dibawah permukaan (Ashena & Thonhauser, 2018; Delahunty, dkk., 2012). Pemboran sumur *slimhole* biasanya menggunakan *diamond bit* (Finger, dkk., 1997; Randolph & Jourdan, 1991), dimana jenis *bit* yang digunakan adalah *diamond PQ* dan *HQ* yaitu dengan *core diameter* masing-masing 85mm dan 63.5mm. Berikut desain program pengeboran untuk setiap kedalaman *casing* yang telah ditentukan.

Konduktor 9 5/8 ‘‘

- Lakukan *coring* menggunakan *diamond bit PQ* menggunakan metode *core barrel* setiap 3 meter sampai kedalaman 41 meter dengan WOB (*weight on bit*) sekitar 23 - 45 kN. RPM sekitar 600-1000 dengan laju alir lumpur 125.16 gpm dan kecepatan anular 1.28 m/hr
- Kemudian lubang diperbesar sedalam 41 meter menggunakan *bit* dengan ukuran 12 1/4’’ dan WOB sekitar 2.2 - 5 kN. RPM sekitar 40-100 dengan laju alir lumpur 255.96 gpm dan kecepatan anular 7.5 m/hr
- *Casing* dipasang hingga kedalaman 40 meter, dengan ukuran diameter luar 9 5/8’’ dengan memiliki tekanan maksimum sekitar 17.08 MPa. Semen yang digunakan adalah semen kelas G dengan berat semen 14 ppg dan kandungan campuran semen sekitar 5.68 m³.

Surface 7’’

- Lakukan *coring* menggunakan *diamond bit PQ* menggunakan metode *core barrel* setiap 3 meter

Tabel 15
Desain campuran semen

Casing	Size	Keterangan	Volume m3
		Volume shoetrack	1.58
		Volume Ratehole	0.08
Conductor K-55	9 5/8	Volume open hole	2.68
		Volume casing	0.01
		Safety Factor 100% (open hole)	1.34
		Total Slurry Volume	5.68
		Surface	
K-55	7	Volume shoetrack	1.24
		Volume Ratehole	0.08
		Volume open hole	7.89
		Volume casing	0.2
		Safety Factor 100% (open hole)	3.94
Anchor	5 1/2	Total Slurry Volume	13.35
		Volume shoetrack	0.37
		Volume Ratehole	0.08
		Volume open hole	12.4
		Volume casing	4.64
Production K-55	4 1/2	Safety Factor 100% (open hole)	6.2
		Total Slurry Volume	23.69
		Volume shoetrack	0.07
		Volume Ratehole	0.02
		Volume open hole	8.92
		Volume casing	15.42
		Safety Factor 100% (open hole)	4.46
		Total Slurry Volume	28.88
TOTAL VOLUME DARI SLURRY SEMEN			
WELL-1			71.6

sampai kedalaman 151 meter dengan WOB sekitar 23 - 45 kN. RPM sekitar 600-1000 dengan laju alir lumpur 125.16 gpm dan kecepatan anular 1.28 m/hr

- Kemudian lubang diperbesar sedalam 151 meter menggunakan *bit* dengan ukuran 8 1/2'' dan WOB sekitar 2.2 - 5 kN. RPM sekitar 40-100 dengan laju alir lumpur 255.96 gpm dan kecepatan anular 7.26 m/hr
- *Casing* dipasang sampai kedalaman 150 meter dengan ukuran diameter luar 7'' dan memiliki tekanan maksimum sekitar 18.76 MPa. Semen yang digunakan adalah semen kelas G dengan berat semen 14 ppg dan kandungan campuran semen sekitar 13.35 m³.

Anchor 5 1/2 ''

- Lakukan *coring* menggunakan *diamond bit* PQ menggunakan metode *core barrel* setiap 3 meter sampai kedalaman 321 meter dan WOB sekitar 23 - 45 kN. RPM sekitar 600-1000 dengan laju alir lumpur 2.98 bbl/min dan kecepatan anular 1.28 m/hr
- Kemudian lubang diperbesar sedalam 321 meter menggunakan bit dengan ukuran 6 1/8'' dengan WOB sekitar 2.2 - 5 kN. RPM sekitar 40-100 dengan laju alir lumpur 255.96 gpm dan kecepatan anular 5.22 m/hr
- *Casing* dipasang sampai kedalaman 320 meter dengan ukuran diameter luar 5 1/2'' dan memiliki tekanan maksimum sekitar 18.82 MPa. Semen yang digunakan adalah semen kelas G dan adiktif

Desain Program Pengeboran Eksplorasi Lapangan Panas Bumi
Menggunakan Metode *Slimhole Continuous Coring* (Hasibuan, dkk.)

Tabel 16
Desain program penyemenan

Casing	Size	Keterangan	Nilai	Satuan
Conductor K-55	9 5/8	<i>Displacement volume</i>	0.43	m3
		<i>Placement Duration</i>	51.79	menit
		Tekanan Maksimum di Permukaan	17.19	MPa
		Jumlah semen yang dibutuhkan	172.56	sack
		<i>Fresh Water</i>	17.05	bbl
		Additif yang dibutuhkan	0	gal
Surface K-55	7	<i>Displacement volume</i>	2.06	m3
		<i>Placement Duration</i>	62.12	menit
		Tekanan Maksimum di Permukaan	19.64	MPa
		Jumlah semen yang dibutuhkan	405.78	sack
		<i>Fresh Water</i>	40.09	bbl
		Additif yang dibutuhkan	0	gal
Anchor K-55	5 1/2	<i>Displacement volume</i>	3.81	m3
		<i>Placement Duration</i>	75.56	menit
		Tekanan Maksimum di Permukaan	21.44	MPa
		Jumlah semen yang dibutuhkan	720	sack
		<i>Fresh Water</i>	71.14	bbl
		Additif yang dibutuhkan	252	gal
Production K-55	4 1/2	<i>Displacement volume</i>	6.9	m3
		<i>Placement Duration</i>	84.77	menit
		Tekanan Maksimum di Permukaan	20.9	MPa
		Jumlah semen yang dibutuhkan	877.86	sack
		<i>Fresh Water</i>	86.74	bbl
		Additif yang dibutuhkan	307.25	gal

slifca flour sebanyak 252 gallon dengan berat semen 15.8 ppg dan kandungan campuran semen sekitar 23.69 m³.

Production 4 1/2"

- Lakukan *coring* menggunakan *diamond bit* PQ menggunakan metode *core barrel* setiap 3 meter sampai kedalaman 851 meter dengan WOB sekitar 23 - 45 kN. RPM sekitar 600-1000 dengan laju alir lumpur 125.16 gpm dan kecepatan anular 1.28 m/hr
- Kemudian lubang diperbesar sedalam 851 meter menggunakan bit dengan ukuran 6 1/8" dengan WOB sekitar 2.2 - 5 kN. RPM sekitar 40-100 dengan laju alir lumpur 257.04 gpm dan kecepatan anular 4.83 m/hr.

- *Casing* dipasang sampai kedalaman 320 meter dengan ukuran diameter luar 5 1/2" dan memiliki tekanan maksimum sekitar 13.35 MPa. Semen yang digunakan adalah semen kelas G dan adiktif *slifca flour* sebanyak 160.57 gallon dengan berat semen 15.8 ppg dimana kandungan campuran semen sekitar 15.10 m³.

Perforated 3 1/2"

- Lakukan *coring* menggunakan *diamond bit* HQ menggunakan metode *core barrel* setiap 3 meter sampai kedalaman 2000 meter dengan WOB sekitar 23 - 45 kN. RPM sekitar 600-1000 dengan laju alir lumpur 161.28 gpm dan kecepatan anular 1.08 m/hr
- Kemudian lubang diperbesar sedalam 2000 meter menggunakan bit dengan ukuran 3.7"

Tabel 17
Kapasitas *annular* pada *coring*

Coring Method	OD	ID	TVD meter	Berat Lumpur ppg	Annular Capacity Ft/min
Core PQ	4 5/6	3 1/3	40	8.4	0.123
Core PQ	4 5/6	3 1/3	495.41	8.4	0.048
Core PQ	4 5/6	3 1/3	1053.15	8.4	0.014
Core PQ	4 5/6	3 1/3	2791.99	8.8	0.007
Core HQ	3 7/9	2 1/2	6561.68	8.8	0.002

Tabel 18
Hasil desain fluida *coring* sumur Well-1 lapangan X

	Conductor	Surface	Anchor	Production	Perforated	Satuan
Gradient Tekanan	0.4368	0.4368	0.4368	0.4576	0.4576	ppg
Tekanan Hidrostatik	57.3228	216.39	460.02	1277.62	3002.6	psi
SG Lumpur	1.0084	1.01	1.01	1.06	1.06	
Flowrate	125.16	125.16	125.16	125.16	69.72	Gpm
Annular Velocity	1.28	1.28	1.28	1.28	1.08	m/hr

Tabel 19
Kapasitas *annular* pada pemboran

Casing	Hole	Drill Pipe	TVD	Berat Lumpur	Annular Capacity
Conductor	12 1/4	4 1/2	131.23	8.4	0.126
Surface	8 1/2	4 1/2	495.41	8.4	0.051
Anchor	6 1/8	4 1/2	1053.15	8.4	0.017
Production	5 1/2	4 4/5	2791.99	8.8	0.007
Perforated	4 1/2	3 4/5	6561.68	8.8	0.006

Tabel 20
Hasil desain fluida pemboran sumur Well-1 lapangan X

	Conductor	Surface	Anchor	Production	Perforated	Satuan
Gradient Tekanan	0.4368	0.4368	0.4368	0.4576	0.4576	ppg
Tekanan Hidrostatik	57.3228	216.39	460.02	1277.62	3002.6	psi
SG Lumpur	1.0084	1.01	1.01	1.06	1.06	
Flowrate	255.96	255.96	255.96	257.04	161.28	gpm
Annular Velocity	0.22	0.54	1.63	4.44	3.46	m/hr

dengan WOB sekitar 2.2 - 5 kN. RPM sekitar 40-100 dengan laju alir lumpur 2.39 bbl/min dan kecepatan anular 3.85 m/hr.

Berdasarkan analisa perhitungan desain program pengeboran yang dilakukan akan digunakan dalam pengeboran sumur well-1 lapangan X. Analisa merupakan acuan yang akan digunakan selama

proses pengeboran pada sumur well-1. Namun, keadaan yang tidak terduga di lapangan akan mengakibatkan perubahan desain yang terjadi.

KESIMPULAN DAN SARAN

Desain program pemboran merupakan sesuatu kegiatan yang harus dilakukan sebelum pemboran

dilakukan, hal tersebut dikarenakan terbatasnya waktu ketika pemboran berlangsung. Pada sumur *slimhole* well-1 lapangan X, desain program mengacu pada standar *NZ code* 2015 dimana sumur well-1 menggunakan *casing grade* K-55 untuk konduktor hingga produksi, namun pada perforasi *casing string* yang digunakan adalah jenis T-95 hal tersebut berdasarkan tegangan kompresif *casing* akibat adanya temperatur dan tekanan reservoir yang tinggi terhadap nilai *yield stress* pada jenis *casing*.

Program penyemenan pada sumur well-1 memiliki tekanan maksimum 18.82 Mpa dimana jumlah campuran semen kelas-G sebanyak 71.60m³ dengan desain *safety factor* 50%. Aditif yang digunakan pada sumur well-1 adalah *slica flour* untuk penyemenan *casing anchor* dan produksi sebanyak 559.25 gallon.

Fluida pemboran yang digunakan adalah *unweighted gel/polimer/free water* dengan berat fluida mulai dari 8.4 - 8.8 ppg. Untuk melakukan *coring* pada sumur well-1 *flowrate* yang dibutuhkan sekitar 69.72 - 125.16 gpm dengan kecepatan *annular* sekitar 1.08 sampai 1.28 m/hr. Sedangkan untuk pemboran *flowrate* sekitar 161.28 - 255.96 gpm dengan kecepatan *annular* sebesar 3.85 - 7.55 m/hr.

Metode pemboran yang digunakan adalah *continuous coring* menggunakan *diamond bit* dengan *diameter core* PQ 85mm dan HQ 63.5mm dimana pengambilan *core barrel* setiap 3 m dengan WOB 23-45 kN dan 600 - 1000 RPM. Sedangkan pada mode pemboran dilakukan setelah pengambilan *core* dengan memperbesar lubang sumur dengan menggunakan bit tertentu. Dimana WOB sebesar 2.2 - 5 kN dengan RPM sekitar 40-100.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Universitas Islam Riau dan PT Rigsis Energi Indonesia atas izin dan dukungan yang diberikan sehingga penelitian ini bisa diselesaikan.

DAFTAR ISTILAH / SINGKATAN

Simbol	Definisi	Satuan
$F_{buoyancy}$	Gaya buyancy (kN)	
$F_{csg\ air\ wt}$	Berat casing di udara (kN)	
$F_{csgcontent}$	Berat internal casing (kN)	

Simbol	Definisi	Satuan
$F_{csgcontent}$	Berat internal casing (kN)	
$F_{hookload}$	Berat casing karena gravitasi dan statik hidraulik (kN)	
L_z	Kedalaman casing (m)	
W_p	Berat Casing (kg/m)	
g	gravitas (9.8 m/s ²)	
OD	Diamter luar casing (inch)	
ID	Diamter dalam casing (inch)	
ρ_{if}	Densitas fluida didalam casing (kg/l)	
ρ_{ef}	Densitas fluida didalam annulus (kg/l)	
L_{if}	Panjang vertikal fluida didalam casing (kg/l)	
L_{ef}	Panjang vertikal fluida didalam annulus (kg/l)	
L_f	Ketinggian kolom semen didalam casing diatas casing shoe (m)	
F_p	Gaya tarik casing dipermukaan (kN)	
L_w	Kedalaman level air didalam sumur (m)	
A_p	Luas area permukaan casing (mm ²)	
F_c	Gaya kompresif akibat temperatur naik (kN)	
E	Modulus elastitas (MPa)	
α	Koefisien ekspansi termal (°C ⁻¹)	
T_1	Temperatur alami casing (°C)	
T_2	Temperatur maksimum (°C)	
T_3	Minimum temperatur akibat fluida pemboran (°C)	
F_r	Gaya axial casing (kN)	
F_t	Gaya tarik akibat pendinginan casing (°C)	
L_w	Kedalaman level air didalam sumur (m)	
A_p	Luas area permukaan casing (mm ²)	

Simbol	Definisi	Satuan
F_c	Gaya kompresif akibat temperatur naik (kN)	
E	Modulus elastisitas (MPa)	
α	Koefisien ekspansi termal ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)	
T_1	Temperatur alami casing ($^{\circ}\text{C}$)	
T_2	Temperatur maksimum ($^{\circ}\text{C}$)	
T_3	Minimum temperatur akibat fluida pemboran ($^{\circ}\text{C}$)	
F_r	Gaya axial casing (kN)	
F_t	Gaya tarik akibat pendinginan casing ($^{\circ}\text{C}$)	

KEPUSTAKAAN

- Adityatama, D. W., Purba, D., Muhammad, F., Agustino, F., Wiharlan, H., & Pasmeputra, k.**, 2020. *Slim Hole Drilling Overview For Geothermal Exploration In Indonesia: Potential And Challenges*. Stanford, California, Stanford University, pp. 10-12.
- Ashena, R. & Thonhauser, G.**, 2018. *Coring Methods And Systems*. Switzerland: Springer, Cham.
- Bett, E. K.**, 2010. *Geothermal Well Cementing, Materials And Placement Techniques*, Reykjavik, Iceland: Geothermal Training Programme.
- Delahunty, C., Nielson, D. & Shervais, J. W.**, 2012. *Deep core drilling of three slim geothermal holes, Snake River Plains, Idaho*. Reno, NV, United States, Transactions - Geothermal Resources Council, pp. 641-647.
- Dumas, P., Antics, M. & Ungemach, P.**, 2013. *Report On Geothermal Drilling*, Europe Union: GeoElec.
- Edaigbini, P. I. & Maikobi, A. A.**, 2015. Casing Design For High Pressure/High Temperature Wells. *IISTE*, 6(3).
- Finger, J. & Jacobson, R.**, 1999. *Slimhole Drilling, Logging, And Completion Technology-An Update*. Albuquerque, USA, Geothermal Research Department, Sandia National Laboratories.
- Finger, J. T., Jacobson, R. D. & Hickox, C. E.**, 1997. *Newberry Exploratory Slimhole: Drilling And Testing*, Albuquerque, NM (United States): Sandia National Laboratories.
- Hole, H.**, 2008. *Geothermal Well Cementing. Petroleum Engineering Summer School*, Dubrovnik, Croatia: Petroleum Engineering Summer School.
- Hole, H.**, 2008. *Geothermal Well Design-Casing And Wellhead. Petroleum Engineering Summer School*, Dubrovnik, Croatia: Petroleum Engineering Summer School.
- Kaldal, G. S., Jónsson, M. Þ., Pálsson, H. & Karlsdóttir, S. N.**, 2013. *Collapse Analysis Of The Casing In High Temperature Geothermal Wells*. California, Stanford University.
- Khaemba, A. W.**, 2014. *Well Design, Cementing Techniques And Well Work-Over To Land Deep Production Casings In The Menengai Field*, Nakuru, Kenya: Geothermal Development Company, Ltd.
- Khalid, I., Musnal, A., Novriansyah, A. & sitanggang, K.**, 2020. Aplikasi Bentonite Lokal Terhadap Nilai Compressive Dan Shear Bond Strength Suspensi Semen Sumur Minyak. *Jurnal Saintis*, 20(02).
- Kruszewski, M., Thorhallsson, S., Assadi, M. & Śliwa, T.**, 2017. Slimhole Well Casing Design For High-Temperature Geothermal Exploration And Reservoir Assessment. *AGH Drilling, Oil, Gas*, 34(2), pp. 465-493.
- Kukacka, L., Zeldin, A., Steinberg, M., Fontana, J., & Carciello, N.**, 1978. *Cementing Of Geothermal Wells*, Upton, New York: Springfield.
- Lubuva, J.**, 2018. *Design Of Slim Well Drilling Programme For Geothermal Exploration: Case Of Ngozi, Tanzania*, Dar es Salaam, Tanzania: Tanzania Geothermal Development Company - TGDC.
- Mackenzie, K., Ussher, G.N.H., Libbey, R.B., Quinlivan, P.F., Dacanay, J.U. & Bogie, I.**, 2017. *Use Of Deep Slimhole Drilling For Geothermal Exploration*. Jakarta, Indonesia, Indonesia International Geothermal Convention And Exhibition.
- Marbun, B., Ridwan, R.H., Nugraha, H.S., Sinaga, Z., & Purbatuna, B.A.**, 2020. Casing Setting Depth And Design Of Production Well In Water-Dominated Geothermal System With 330 $^{\circ}\text{C}$ Reservoir Temperature. *Energy Reports*, Volume 6, pp. 582-593.
- Murigu, M. M. K.**, 2017. *Design Of Deep Geothermal Well Using The African Union Code Of Practice For Geothermal Drilling: A Case Study Of Olkaria, Kenya*, Naivasha, Kenya: UNU-Geothermal Training Programme.

- Ngigi, A. N.**, 2015. *Geothermal Well Design Using The New 2015 NZ Standard And 1991 Standard: A Case Of MW-20A In Menengai, Nukuru County, Kenya*, Nairobi, Kenya: UNU-Geothermal Training Programme.
- Ngugi, P.**, 2014. *Geothermal Well Drilling. Short Course III On Exploration For Geothermal Resources, Lake Naivasha, Kenya*, Naivasha, Kenya: Geothermal Training Programme.
- Nzayisenga, T.**, 2016. *The Basis For Well Design And Drilling Programme For Geothermal Exploration In Kinigi, Rwanda*, Kigali, Rwanda: UNU-Geothermal Training Programme.
- Petrică, V. C.**, 2016. *ommon Geothermal Well Design And A Case Study Of The Low-Temperature Geothermal Reservoir In Otopeni, Romania*, Medias, Romania: UNU-Geothermal Training Programme.
- Randolph, S. & Jourdan, A.**, 1991. *Slimhole Continuous Coring And Drilling In Tertiary Sediments.*. Amsterdam, Netherlands, SPE/IADC.
- Rumbang, M., Satiyawira, B. & Wastu, A. R. R.**, 2020. Studi Laboratorium Dampak Penambahan Zat Aditif Lignosulfonate Dan Silica Flour Terhadap Nilai Compressive Strength Dan Thickening Time Pada Semen Pemboran Kelas G. *Petro*, 9(1).
- Sahbudin, S., Komar, S. & Amin, M.**, 2014. Perencanaan Penyemenan Casing 7 Inch Dengan Metode Dual Stage Cementing Pada Sumur Nr-X Lapangan Limau Di Pt. Pertamina Drilling Services Indonesia Area Sumbagsel, Prabumulih. *Jurnal Ilmu Teknik*, 2(1).
- Samura, L. & Zabidi, I.**, 2017. Pengujian Compressive Strength Dan Thickening Time Pada Semen Pemboran Kelas G Dengan Penambahan Aditif Retader. *PETRO. Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 6(2).
- Standards New Zealand**, 2015. *Code Of Practice For Deep Geothermal Wells*. Wellington, New Zealand: Standards New Zealand.
- Thorhallsson, S. & Gunnsteinsson, S. S.**, 2012. *Slim Wells For Geothermal Exploration. Short Course On Geothermal Development And Geothermal Wells*, Reykjavík, Iceland: UNU-GTP.
- van der Meer, F, Hecker, C., van Ruitenbeek, H., Wijkerslooth, C., & Weschler, C.**, 2014. Geologic Remote Sensing For Geothermal Exploration: A Review. *International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation*, Volume 33, pp. 255-269.