

ANALISIS KEGAGALAN SUMUR *TIEBACK* DI LAPANGAN XYZ

Miftahul 'Alim Muslim^{1*}, Arya Dwi Chandra¹, Charlotte T. Mandagi²,
Redha Bhawika Putra², Abilati Monika W.²

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu 58315, Indonesia

²PT Arka Data Pratama, Jakarta Selatan 12140, Indonesia

*E-mail: miftahulmuslim1012@gmail.com

ABSTRAK

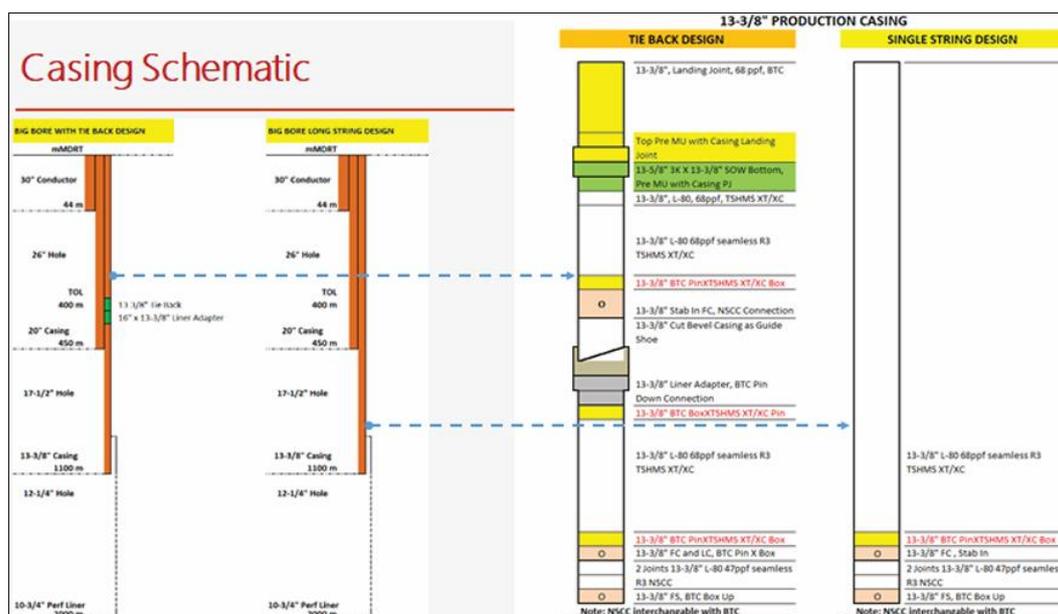
Geothermal Drilling memiliki peran yang penting pada pengembangan industri *geothermal*. Salah satu aspek penting di dalamnya adalah perencanaan dan konstruksi sumur yang bertujuan untuk menjaga *well integrity* dan menjadikan sumur mampu beroperasi dalam jangka waktu lama. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis kegagalan sumur-sumur *tieback* yang terjadi di Lapangan XYZ. Dari 10 sumur *tieback* yang dianalisis, 6 di antaranya mengalami kegagalan *casing* dengan masalah seperti *collapse* dan kebocoran pada area *liner lap*. Hasil analisis menunjukkan bahwa kedalaman *casing tieback* yang lebih dangkal dari rekomendasi berakibat pada kolom semen yang lebih pendek dan tidak cukup kuat untuk menahan beban termal, hal ini akan meningkatkan risiko *channeling* dan migrasi fluida. Selain itu, penggunaan *casing K-55* dengan *Butress Thread Connection (BTC)* terbukti kurang efektif untuk kondisi sumur dengan tekanan dan temperatur tinggi dengan persentase kesuksesan hanya 14%. Operasi penyemenan yang dilakukan juga ditemukan tidak memenuhi standar, terutama pada *liner lap* sehingga berpengaruh pada *well integrity* yang tidak baik. Penelitian ini menyarankan pengaturan kedalaman untuk *casing permukaan* yang sesuai (300-500 meter), penggunaan *casing L-80* dan *premium connection* serta perbaikan pada operasi penyemenan untuk meningkatkan ketahanan *casing* pada kondisi operasi yang lebih ekstrem sehingga operasi aman dilakukan pada pengembangan sumur selanjutnya.

Kata kunci: *Casing Failure, Geothermal Drilling, Tieback, Well Integrity*

1. PENDAHULUAN

Geothermal drilling berperan krusial dalam pengembangan dan pemanfaatan energi *geothermal* yang semakin mendapat perhatian sebagai sumber energi terbarukan yang berkelanjutan. Seiring dengan meningkatnya kebutuhan global akan energi yang ramah lingkungan, teknologi pengeboran *geothermal* telah berkembang pesat untuk memungkinkan pemanfaatan energi panas dari dalam bumi dengan lebih efisien [1]. Dengan kapasitas produksi listrik *geothermal* global yang meningkat pesat, pada kenyataannya jumlah sumur *geothermal* yang dibor masih sangat kecil. Hal ini terjadi karena adanya beberapa tantangan yang harus dihadapi ketika mengeksekusi suatu proyek *geothermal* [2].

Rata-rata umur efektif dari suatu sumur *geothermal* di Indonesia ialah 20 tahun, sehingga di beberapa lapangan angka ini juga dijadikan referensi. Hal ini merupakan tantangan untuk para operator lapangan panas bumi untuk bisa mengembangkan dan mengelola sumur-sumurnya agar bisa beroperasi dengan baik sesuai dengan targetnya [3]. Dalam setiap operasi pengeboran *geothermal*, perancangan dan konstruksi sumur menjadi langkah awal yang krusial. Tujuan utamanya adalah untuk memastikan sumur dapat beroperasi dalam jangka panjang dengan menjaga *well integrity*. *Well integrity* merujuk pada kemampuan sumur untuk berfungsi tanpa masalah kebocoran tekanan, baik internal maupun eksternal. Tiga komponen utama yang menentukan *well integrity* adalah *wellhead*, desain *casing*, dan operasi penyemenan. Ketiganya harus saling melengkapi untuk menjaga sumur tetap aman selama beroperasi [4].



Gambar 1. Casing Schematic Tieback vs Single String

Pada proyek pengeboran *geothermal*, desain casing adalah salah satu fokus awal. Ada dua konfigurasi casing yang umum dipakai, yaitu *longstring* (*single string*) dan *tieback* (*dual string*). Keduanya dibedakan oleh konfigurasi casing produksinya (Gambar 1). Pada sistem *single string*, casing produksinya terdiri atas 1 rangkaian casing dengan sekali instalasi (sekali penyemenan) sedangkan pada sistem *tieback*, digunakan 2 rangkaian casing dengan ukuran yang sama dengan skema 2 kali instalasi (2 kali penyemenan). Casing dipilih berdasarkan faktor-faktor seperti kedalaman, diameter sumur, sifat batuan, dan fluida formasi [5].

Pemilihan casing properties juga harus dipertimbangkan dengan baik, terutama pemilihan grade dan connection [6]. Di Indonesia, umumnya sumur *geothermal* terbagi menjadi dua kategori yaitu *standard hole* dan *big hole*. Keduanya dibedakan atas ukuran outer diameter dari casing produksinya. *Standard hole* memiliki ukuran casing produksi 9-5/8” dan dilengkapi dengan perforated liner 7”. Sumur jenis ini relatif lebih kecil, sehingga akan lebih murah dalam operasinya. Akan tetapi produktifitas yang dihasilkan cenderung lebih kecil. Dengan demikian, sumur jenis ini akan lebih cocok pada project *geothermal* dengan cadangan yang menengah. Pada lapangan *geothermal* yang memiliki cadangan besar, akan lebih cocok menggunakan jenis sumur *big hole*. Sumur jenis ini menggunakan casing produksi berukuran 13-3/8” yang dilengkapi dengan perforated liner 10-3/4” . Tentunya sumur ini akan menghasilkan rate produksi yang lebih besar, dengan biaya yang sebenarnya hanya sedikit lebih mahal dari *standard hole* [7]. Pemilihan grade casing seperti K-55 dan L-80 dilakukan dengan bergantung pada kondisi sumur tersebut. K-55 lebih sering digunakan untuk kondisi yang tidak terlalu ekstrem, sedangkan L-80 digunakan pada sumur dengan tekanan dan korosi yang lebih tinggi. Connection merupakan penghubung sekaligus penyegel di setiap casing joint agar dapat membentuk rangkaian casing yang kuat. Jenisnya dipilih berdasarkan pertimbangan yang serupa dengan pemilihan casing grade. Pada sumur *geothermal*, jenis connection yang umum digunakan ialah *Butress thread connection* (BTC) dan *Premium Connection*. BTC memiliki harga yang lebih rendah dan banyak tersedia sehingga mudah dalam pengadaan dan perawatannya. Kekuatannya juga cukup memadai, walau tidak sekuat premium connection untuk mengatasi masalah erosi dan penyegelan. Premium connection cenderung memiliki integritas seal dan kekuatan struktural yang lebih baik karena kompleksitasnya [8]. Pengujian pernah dilakukan pada BTC yang menunjukkan bahwa jenis ini akan mengalami thread

jumping dan kehilangan kemampuan penyegelannya jika temperatur diatas 200° C sedangkan pada jenis *premium connection* hal seperti ini cenderung tidak terjadi [5].

Proses penyemenan memegang peran krusial dalam keberhasilan suatu proyek *geothermal*, terutama pada sistem *tieback* yang dianggap lebih cocok untuk sumur *geothermal*. Tekanan hidrostatik yang dihasilkan pada saat penyemenan lebih rendah 278 psi (1,7 ppg) sehingga resiko kehilangan sirkulasi selama proses operasi penyemenan akan lebih kecil. Selain itu, pada sistem ini proses penyemenan yang terbagi menjadi 2 tahapan membuat proses perbaikan (remedial) semen menjadi lebih mudah jika diperlukan. Pada sistem *single string*, proses penyemenan hanya dilakukan satu kali. Hal ini berakibat pada kesulitan yang dialami saat melakukan proses perbaikan semen, karena harus memperbaiki semen sepanjang *section 20"* (350-500 m) ditambah dengan panjang anulus *open hole 13-3/8"* casing liner nya. Instalasi sistem *tieback* dimulai dari liner casing yang dipasang dari dasar lubang hingga 30-50 meter diatas casing surface shoe lalu dilakukan proses penyemenan yang pertama. Setelah itu, semen dibersihkan pada bagian *top of liner* (TOL) dan di dalam *receptacle*. Uji tekanan sebesar 0,86 psi/ft dilakukan pada *liner lap* untuk memastikan tidak ada kebocoran. Selanjutnya casing *tieback* pun dipasang dan disemen hingga permukaan. Biasanya, proses penyemenan pada sistem *tieback* menggunakan bubuk semen yang lebih berat yaitu 16,2 ppg sehingga lebih mudah dalam men-*displace* air atau lumpur yang ada di dalam anulus [9]. Dengan demikian, proses penyemenan pada sumur *tieback* ini harus dieksekusi dengan baik karena kesuksesan dari sumur jenis ini ditentukan oleh keberhasilan operasi ini [10].

Meskipun perancangan dan konstruksi sumur telah dilakukan, seringkali masih terjadi masalah pada sumur yang disebabkan oleh kegagalan casing. Masalah ini biasanya terjadi karena beberapa faktor seperti tekanan tinggi, korosi, perubahan temperatur yang ekstrem, serta masalah pada proses penyemenan. Deformasi termal, di mana casing mengalami ekspansi dan kontraksi karena siklus panas-dingin yang ekstrem, dapat menyebabkan retakan atau *buckling* pada casing. Korosi juga menjadi penyebab utama kegagalan, terutama karena fluida *geothermal* sering mengandung zat korosif seperti CO₂ dan H₂S yang dapat mempercepat kerusakan material casing. Selain itu, masalah pada penyemenan yang tidak sempurna dapat menyebabkan migrasi fluida antar lapisan formasi, sehingga casing kehilangan kemampuannya untuk melindungi sumur dari kebocoran atau runtuhnya dinding sumur. Faktor lain yang sering menyebabkan kegagalan adalah *annular pressure buildup* (APB), di mana tekanan terperangkap di antara lapisan casing dan semen, menyebabkan casing gagal menahan beban yang dihasilkan. Kegagalan casing dapat mengakibatkan kebocoran, keruntuhan, dan bahkan penutupan operasi sumur [11].

Lapangan XYZ merupakan lapangan *geothermal* yang terletak di Sumatera Utara. Lapangan ini memiliki beberapa sumur dengan konfigurasi *tieback* yang mengalami kegagalan casing. Akan tetapi, di area yang berdekatan terdapat beberapa sumur *tieback* yang tidak mengalami masalah. Hal ini memicu pihak operator lapangan XYZ untuk melakukan analisa terhadap kegagalan casing yang terjadi pada sumur-sumurnya dengan membandingkan beberapa parameter yang ada di beberapa sumur *tieback* pada Lapangan XYZ dan lapangan sekitarnya yaitu Lapangan DEF dan GHI. Berdasarkan analisa yang dilakukan, penyebab kegagalan casing yang terjadi di beberapa sumur mungkin terjadi karena desain casing dan operasi penyemenan yang kurang baik. Analisa secara lebih mendalam akan dibahas pada paper ini agar bisa menemukan skema terbaik untuk mengembangkan sumur-sumur lain di Lapangan XYZ dengan lebih efisien dan bisa beroperasi jangka panjang.

2. METODE

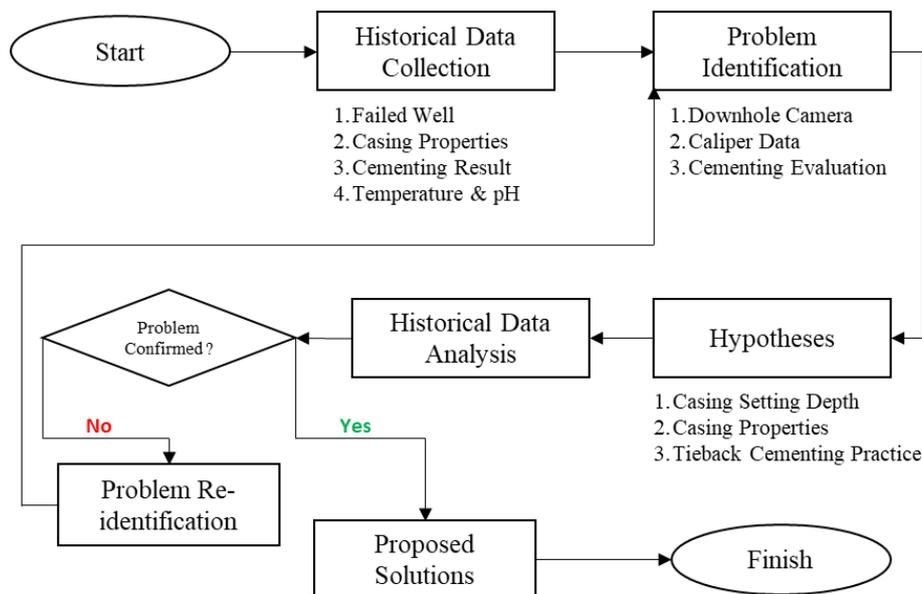
A. Pendekatan Studi Literatur

Penelitian ini diawali dengan dengan pengumpulan referensi terkait sebagai studi literatur. Referensi yang digunakan meliputi jurnal ilmiah, buku, dan artikel dari konferensi terkait topik penelitian. Literatur yang dikaji mencakup konsep-konsep terkait *Geothermal Drilling*, *Geothermal Well Integrity*, *Desain Casing*, *Operasi Penyemenan*, dan materi terkait lainnya. Studi literatur ini dilakukan dengan tujuan untuk mengidentifikasi kesenjangan penelitian dan metode yang telah digunakan sebelumnya.

B. Pengumpulan Data Lapangan

Selain studi literatur, dilakukan pengumpulan data primer dikumpulkan melalui arsip laporan lapangan XYZ, DEF, dan GHI seperti *End of Well Report* dan *Daily Drilling Report*. Data dikumpulkan dari 3 *Well Pad*, yaitu Pad XYZ, DEF, GHI dengan jumlah sumur 10 yang semuanya merupakan sumur *tieback*. Beberapa data yang dikumpulkan meliputi *Casing Properties*, *Fluida Formasi*, *Operasi Penyemenan*, *Uji Tekanan*, *Well Schematic*, dan lain-lain.

C. Bagan Penelitian



Gambar 2. Bagan Penelitian

Gambar 2 menggambarkan tahapan penelitian setelah dilakukannya studi literatur. Penelitian akan berlanjut ke pengumpulan data historis, seperti data sumur yang mengalami kegagalan, *casing properties*, hasil semen, dan informasi terkait data reservoir. Kemudian, proses berlanjut menuju identifikasi masalah pada sumur menggunakan data hasil dari kamera *downhole*, *caliper log*, serta evaluasi hasil semen untuk menemukan kemungkinan penyebab kegagalan sumur. Berdasarkan hasil identifikasi ini, disusun beberapa hipotesis yang kemudian diuji kebenarannya. Analisa data dilakukan untuk membuktikan hipotesis. Jika hipotesis terbukti benar, maka diberikan solusi serta rekomendasi untuk perbaikan sumur di operasi selanjutnya. Namun, jika hipotesis tidak terbukti, proses dilanjutkan dengan identifikasi ulang pada aspek lain yang mungkin menjadi sumber masalah. Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat menjadi acuan dalam meningkatkan operasi pengeboran sumur di masa mendatang.

3. PEMBAHASAN

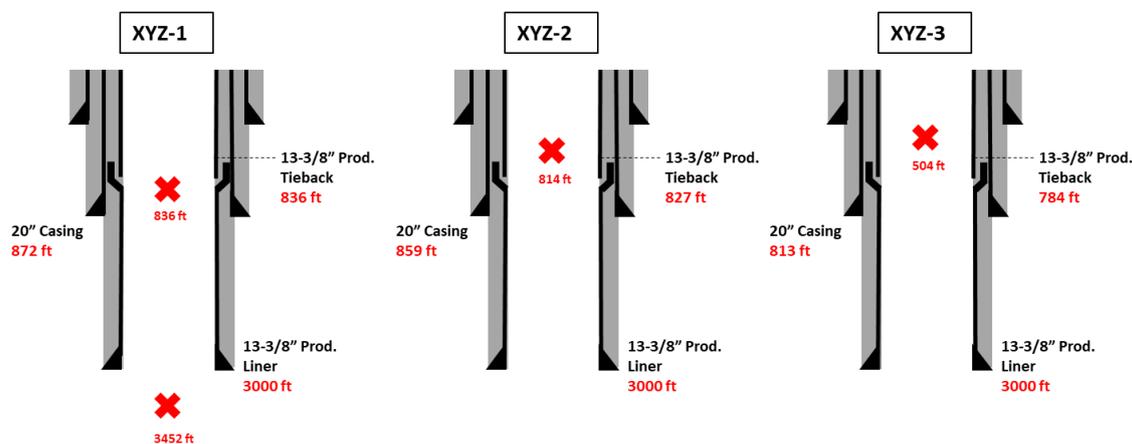
Lapangan XYZ merupakan satu dari 4 area lapangan *geothermal* yang dikembangkan dan dikelola oleh satu operator yang sama. Total ada lebih dari 30 sumur yang telah dikembangkan di keempat area ini. Penelitian ini akan fokus untuk membahas anomali yang terjadi pada sumur dengan sistem *tieback* yang jumlahnya ada 10 sumur tersebar di lapangan XYZ, DEF, dan GHI. Ada beberapa asumsi mengenai penyebab kegagalan beberapa sumur *tieback* di area ini yang akan dikaji dan dibandingkan dengan Standar Operasi dan *Engineering Best Practice* yang sudah biasa dilakukan. Harapannya, evaluasi bisa dilakukan sebagai referensi untuk pengembangan sumur-sumur selanjutnya.

A. Overview Sumur Tieback

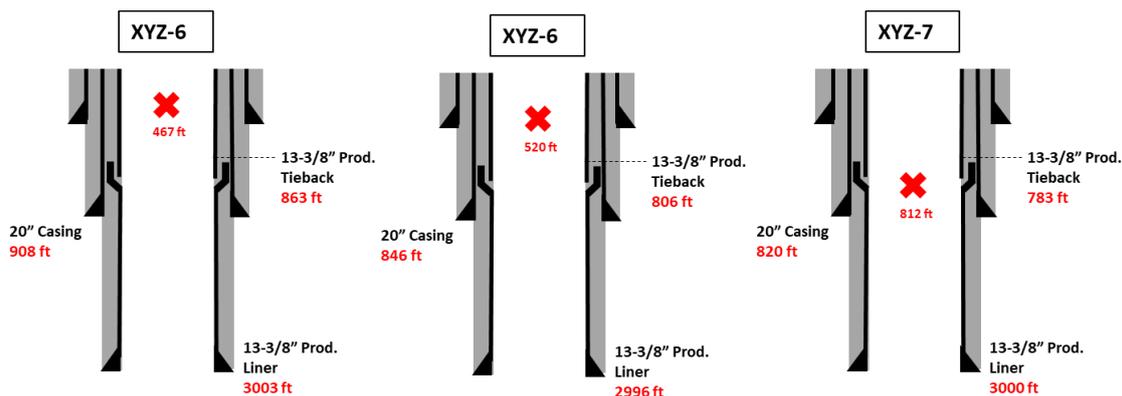
Tabel 1. Data Sumur Tieback

Pad	Well	Prod Casing Type	Prod. Casing Size	Prod Casing Depth (ft)	Casing Damage	Description
XYZ	XYZ-5	Tieback	13-3/8	783	No	
XYZ	XYZ-1	Tieback	13-3/8	836	Yes	Kebocoran fluida pada tieback receptacle di 836-840 ft
XYZ	XYZ-2	Tieback	13-3/8	827	Yes	terdapat lubang diatas area tieback pada 814 ft
XYZ	XYZ-3	Tieback	13-3/8	784	No	Terjadi Collapse di 499-504 ft
XYZ	XYZ-4	Tieback	13-3/8	863	Yes	Terjadi collapse pada 467 ft
XYZ	XYZ-6	Tieback	13-3/8	806	Yes	Terjadi collapse pada 520 ft
XYZ	XYZ-7	Tieback	13-3/8	783	Yes	Terdapat lubang pada 812 ft
DEF	DEF-3	Tieback	13 3/8	721	No	Reinjection Well
GHI	GHI-4	Tieback	13 3/8	776	No	
GHI	GHI-6	Tieback	9 5/8	685	No	Reinjection Well

Berdasarkan data Tabel 1, sumur *tieback* pada lapangan ini memiliki kedalaman total rata-rata pada 5758-6886 ft dengan 8 sumur produksi dan 2 sumur *reinjection*. 6 dari 10 sumur yang ada mengalami kegagalan *casing* yang terbagi atas *collapse*, *leaking*, dan 1 lubang pada *casing*. 3 dari 5 sumur tersebut mengalami masalah pada kedalaman yang berada diantara *casing tieback* dan *liner* atau di sekitar *liner lap* yang merupakan bagian dudukkan sekaligus sambungan antara *casing tieback* dengan *casing liner*.



Gambar 3. Persebaran Kegagalan Casing di Sumur-Sumur Lapangan XYZ [1]



Gambar 4. Persebaran Kegagalan Casing di Sumur-Sumur Lapangan XYZ [2]

Sumur-sumur yang mengalami kegagalan *casing* semuanya berasal dari Lapangan XYZ. Berdasarkan jenis kegagalan yang terjadi dan titik kedalamannya, terdapat beberapa asumsi penyebab kegagalan *casing* pada sumur tersebut.

- XYZ-1

Sumur ini sebenarnya memiliki 2 masalah, terkait dengan kegagalan *casing* pada kedalaman 836 ft dan keberadaan *obstruction* pada 3452 ft. Fokus analisis akan diarahkan pada masalah kegagalan *casing* pada sumur ini di mana terdapat semen dan butir air di sekitar kedalaman 836-840 ft dan dicurigai sebagai kebocoran fluida dari formasi. Beberapa observasi telah dilakukan, dari data kaliper yang diperoleh menunjukkan adanya anomali di mana kemungkinan casing *tieback* tidak duduk pada bagian bawah *liner adapter*. Hal ini mengakibatkan ruang kosong sekitar 6,5 ft yang kemudian terisi semen. Namun seiring berjalannya operasi produksi semen pun mulai terkikis dan menimbulkan kebocoran fluida. Permasalahan ini kemungkinan terjadi karena operasi yang kurang baik pada instalasi *casing* dan operasi penyemenan.

- XYZ-2

Sumur ini memiliki masalah pada *casing* di mana terdapat lubang pada kedalaman sekitar 814 ft. Lubang ini kemudian terisi oleh rangkaian *tubes* sehingga menjadi sebuah *obstruction* yang menghalangi operasi sumur. Operasi *fishing* harus dilakukan untuk mengambil *tubes* tersebut. Permasalahan ini kemungkinan bisa terjadi karena kemampuan *casing* yang tidak cukup untuk menahan tekanan dari formasi.

- XYZ-3

Sumur ini mengalami *collapse* pada casing *tieback*. Terdapat deformasi casing pada kedalaman 499-504 ft, tepatnya pada area *connection casing*. Hal ini mungkin saja terjadi karena kemampuan *connection* yang tidak cukup untuk menahan tekanan yang ada. Pemilihan *connection* pada casing *tieback* ini kurang tepat dengan kondisi sumur yang ada.

- XYZ-4

Sumur ini mengalami *collapse* pada casing *tieback*. Terdapat casing *bulge* atau bagian yang menonjol kearah dalam di kedalaman 467 ft. Hal ini berarti kemampuan casing ini masih kurang untuk menahan tekanan yang ada, kemungkinan kurang tepat pada pemilihan casing *grade* dan *connection* jika melihat posisi *collapse* yang berada di tengah rangkaian casing *tieback*.

- XYZ-6

Sumur ini mengalami kegagalan *casing* pada kedalaman 520 ft. Terdapat bagian casing yang menonjol pada badan casing serta kebocoran yang terjadi di area *connection* sekitar 520-524 ft. Berdasarkan deskripsi masalah yang ada, penyebabnya sama seperti sumur

sebelumnya yang mengarah pada kemampuan casing menahan tekanan. Hal ini berarti pemilihan grade casing dan connection yang masih kurang tepat untuk kondisi sumur ini.

- XYZ-7

Sumur ini mengalami kebocoran di kedalaman 812 ft yang mengakibatkan aliran fluida formasi yang masuk kedalam casing. Posisi lubang yang terbentuk berada pada casing liner, sedikit dibawah area sambungan dengan casing tieback. Hal ini ini mungkin saja diakibatkan oleh casing liner yang tidak mampu menahan tekanan.

B. Data Casing Properties pada Sumur Tieback

Tabel 2. Data Casing Properties Sumur Tieback Lapangan XYZ

Remarks	Well Name	Hole Size (inch)	Casing Type	Casing Size (inch)	Start Depth (ft)	End Depth (ft)	Grade	PPF	Connection
Failed	XYZ-1	26	Surface	20	0	872	K-55	94	BTC
		17-1/2	Prod Tieback	13-3/8	0	836.51	K-55	54.5	BTC
		17-1/2	Production	13-3/8	836.51	3000	K-55	54.5	BTC
	XYZ-2	26	Surface	20	0	859	K-55	94	BTC
		17-1/2	Prod Tieback	13-3/8	0	827	K-55	54.5	BTC
		17-1/2	Prod Liner	13-3/8	827	3000	K-55	54.5	BTC
	XYZ-4	26	Surface	20	0	908	K-55	94	BTC
		17-1/2	Prod Tieback	13-3/8	0	863	K-55	54.5	BTC
		17-1/2	Prod Liner	13-3/8	863	3003	K-55	54.5	BTC
	XYZ-6	26	Surface	20	0	846	K-55	94	BTC
		17-1/2	Prod Tieback	13-3/8	0	806	K-55	54.5	BTC
		17-1/2	Prod Liner	13-3/8	806	2996	K-55	54.5	BTC
	XYZ-7	26	Surface	20	0	820	K-55	94	BTC
		17-1/2	Prod Tieback	13-3/8	0	783	K-55	54.5	BTC
		17-1/2	Prod Liner	13-3/8	783	3000	K-55	54.5	BTC
	XYZ-3	26	Surface	20	0	813	K-55	94	BTC
		17-1/2	Prod Tieback	13-3/8	0	784	K-55	54.5	BTC
		17-1/2	Prod Liner	13-3/8	784	3000	K-55	54.5	BTC
Success	XYZ-5	26	Surface	20	0	904	K-55	94	BTC
		17-1/2	Prod Tieback	13-3/8	0	783	K-55	54.5	BTC
		17-1/2	Prod Liner	13-3/8	783	1453	K-55	54.5	BTC
	GHI-4	26	Surface	20	0	813	K-55	94	BTC
		17-1/2	Prod Tieback	13-3/8	0	776	L-80	68	TSH
		17-1/2	Prod Liner	13-3/8	776	3500	L-80	68	TSH
	GHI-6	17-1/2	Surface	13-3/8	0	810	K-55	54.5	BTC
		12-1/4	Prod Tieback	9-5/8	0	685	K-55	40	BTC
		12-1/4	Prod Liner	9-5/8	685	2995	K-55	40	BTC
	DEF-3	17-1/2	Surface	13-3/8	0	838	K-55	54.5	BTC
		12-1/4	Prod Tieback	9-5/8	0	721	K-55	40	BTC
		12-1/4	Prod Liner	9-5/8	721	2998	K-55	40	BTC

Berdasarkan data Tabel 2, casing tieback di atur pada kedalaman rata-rata 685-863 ft atau 209-263 meter. Kombinasi casing grade dan connection yang digunakan juga hampir sama untuk keseluruhan sumur, yaitu menggunakan kombinasi casing K-55 dengan Butress thread connection (BTC). Hanya ada satu sumur dengan kombinasi berbeda, yaitu sumur GHI-4 yang menggunakan casing L-80 dengan premium connection merk TSH. Semua sumur yang mengalami kegagalan casing merupakan sumur dengan kombinasi casing K-55 dengan BTC.

C. Hasil Operasi Penyemenan pada Sumur di Lapangan XYZ

Tabel 3. Data Operasi Penyemenan Sumur *Tieback* Lapangan XYZ

Remarks	Well Name	Delta Temp (degF)	pH	Free Water Content (%)	Cement Density (ppg)		Cement Return (ppg)	Liner Lap Test
					Lead	Tail		
Failed	XYZ-1	233	-	0	13.2	15.8	15.7	hold 500 psi surface pressure for 10 minutes
	XYZ-2	354	2.29	0	12.5	15.8	15.8	hold 1000 psi surface pressure for 30 min
	XYZ-4	362	2.73	-	13.2	15.8	15.8	1,6 bph loss
	XYZ-6	382	6.06	0	13.2	15.8	15.8	lost 10 psi/min
	XYZ-7	360	2.56	0	13.2	15.8	15.8	hold 500 psi surface pressure for 30 min
	XYZ-3	-	-	5.88	-	13.2	15.8	-
Success	XYZ-5	-	-	0	13.2	15.8	15.8	hold 800 psi surface pressure for 10 min
	GHI-4	-	-	0	13.2	15.8	15.8	hold 1000 psi surface pressure for 30 min
	GHI-6	-	-	0	13.2	15.8	15.8	hold 415 psi surface pressure for 15 min
	DEF-3	-	-	0	13.2	15.8	15.8	Pressure Test of liner lap was good (no specific pressure & time)

Beberapa sumur yang mengalami kegagalan *casing* beroperasi pada kondisi temperatur dengan rata-rata 233-382 derajat fahrenheit dan masuk kategori *High Temperature Geothermal Energy* (HTGE) untuk XYZ-1, sisanya yang diatas 300 derajat fahrenheit masuk kategori *Very High Temperature Geothermal Energy* (VHTGE) [12]. Sumur-sumur tersebut juga memiliki fluida formasi yang cenderung asam, paling rendah pH nya ada pada sumur XYZ-2 dengan 2,29. Hasil operasi penyemenan yang dilakukan pada semua sumur relatif baik. Hampir seluruh sumur mengalami *cement return* dengan kadar yang sama dengan semen yang diinjeksikan yaitu 15,8 ppg. Akan tetapi, hasil uji tekanan menunjukkan bahwa terdapat 2 sumur yang tidak lolos. Keduanya juga merupakan sumur yang memang mengalami kegagalan *casing*, yaitu XYZ-4 dan XYZ-6. Dari 10 sumur *tieback* yang tersedia, 2 sumur merupakan sumur reinjeksi. Meskipun tidak terdapat data terkait delta temperatur pada kedua sumur tersebut, bisa diasumsikan bahwa nilai nya tidak akan setinggi sumur produksi.

D. Analisis Kegagalan *Casing* di Lapangan XYZ

Berdasarkan beberapa data yang tersedia, terdapat beberapa faktor yang kemungkinan menjadi penyebab kegagalan *casing* yang terjadi pada 6 sumur yang ada di lapangan XYZ. Berdasarkan hipotesis yang ada, faktor penyebab kegagalan sumur *tieback* ini meliputi aspek desain *casing* dan operasi penyemenan yang dianggap tidak sesuai dengan standar ataupun *best practice* yang telah di publikasikan di beberapa referensi.

- **Kedalaman *Casing Tieback***

Dari 10 sumur *tieback* yang ada, kedalaman *casing tieback* berkisar antara 685-863 ft (209-263 meter). Kedalaman ini lebih dangkal dibandingkan dengan rekomendasi yang ada, yaitu pemasangan *casing tieback* pada kedalaman 350-500 meter [9]. Kedalaman yang terlalu dangkal ini dapat menyebabkan kolom semen menjadi lebih pendek, sehingga tidak cukup kuat untuk menahan beban termal yang dihasilkan selama operasi sumur. Secara alami, semen akan mengalami kerusakan seiring waktu, namun kedalaman *casing* yang dangkal semakin melemahkan ikatan semen. Hal ini meningkatkan risiko terjadinya *channeling* pada *liner lap*, yang dapat memicu migrasi fluida dan berpotensi menyebabkan kebocoran. Seiring melemahnya ikatan semen, berat *casing* saja tidak akan cukup untuk

menahan tekanan *shut-in*, yang berisiko mengangkat *wellhead* selama fase produksi. Dengan demikian, hipotesis pertama dianggap sesuai jika melihat data yang tersedia.

- **Pemilihan *Casing Properties***

Mayoritas sumur beroperasi pada delta temperatur yang tinggi dan fluida formasi yang bersifat asam. Kondisi sumur yang relatif asam bisa mengikis semen, terutama jika tidak digunakan aditif yang sesuai. Hal ini tentunya akan berdampak pada ketahanan *casing* dalam menahan tekanan formasi dan berpotensi mengalami *collapse* [11]. Secara teori, *casing* L-80 seharusnya lebih tahan terhadap kondisi ini dibandingkan dengan K-55. Selain itu, penggunaan *premium connection* juga dinilai lebih kuat untuk menjaga keutuhan rangkaian *casing* dalam kondisi temperatur tinggi. Namun, dari seluruh sumur yang ada, hanya satu sumur yang menggunakan kombinasi *casing* L-80 dengan *premium connection*. Sementara itu, sebagian besar sumur lainnya menggunakan *casing* K-55 dengan *Buttress Thread Connection* (BTC). Dari sumur-sumur tersebut, terdapat 6 sumur dengan kombinasi K-55 dan BTC mengalami kegagalan *casing*. Khusus pada sumur DEF-3 dan GHI-6 yang merupakan sumur reinjeksi, keduanya tidak mengalami kegagalan *casing* dengan konfigurasi *casing* K-55 dan BTC. Hal ini bisa terjadi karena delta temperatur pada sumur reinjeksi yang relatif lebih rendah daripada sumur produksi sehingga dengan konfigurasi yang sama pada sumur produksi mengalami kegagalan. Jika 2 sumur ini dieliminasi, maka hanya ada 1 sumur dengan konfigurasi K-55 dan BTC yang masih aman, yaitu XYZ-5. Tidak terdapat data spesifik terkait delta temperatur dan pH pada sumur ini. Namun, jika dibandingkan yang lain kemungkinan keberhasilan K-55 dan BTC hanya 1 dari 7 sumur produksi atau sekitar 14% persen. Dengan demikian, performa dari konfigurasi K-55 dan BTC dianggap buruk dan tidak direkomendasikan pada sumur-sumur di lapangan ini.

- **Hasil Operasi Penyemenan**

Berdasarkan data dari *Daily Drilling Report* (DDR), uji *liner lap* dilakukan dengan standar 1 psi/ft selama 30 menit. Jika hasilnya gagal, akan dilakukan operasi penyemenan *squeeze* hingga *liner lap integrity* tercapai. Dengan demikian, seharusnya hasil penyemenan akan bagus jika telah memenuhi kelayakan pada uji tekanan *liner lap* [13]. Akan tetapi, 2 dari 6 sumur yang mengalami kegagalan *casing* tidak lolos uji *liner lap* dan proses tetap dilanjutkan tanpa mencapai *liner lap integrity*. Meskipun *return cement* tercapai dengan densitas yang sesuai dengan yang diinjeksikan (15,8 ppg), operasi penyemenan pada *casing tieback* mungkin mengalami kekurangan semen karena *liner lap* yang lemah. Hal ini bisa menciptakan ruang kosong di anulus dan berpotensi menyebabkan kegagalan *casing tieback*. Selain itu jika mengacu pada rekomendasi yang ada pada EBTKE, seharusnya densitas semen yang digunakan pada operasi penyemenan *casing tieback* ialah 16,2 ppg agar lebih mudah men-*displace* fluida dan *mud* yang ada pada anulus serta lebih mudah mendapatkan *free water* dibandingkan bubur semen yang lebih ringan. Air yang terperangkap pada kolom semen adalah salah satu penyebab *collapse* pada *casing tieback*. Hal ini terjadi karena timbul *build up pressure* ketika *heating up* sumur [9].

4. SIMPULAN

Berdasarkan analisis yang telah dilakukan, sumur-sumur *tieback* yang ada pada lapangan XYZ mengalami kegagalan *casing* karena beberapa faktor yang tidak sesuai dengan standar dan kondisi sumur. *Casing tieback* memiliki kedalaman yang relatif dangkal dengan 209-263 meter, dengan rekomendasi dari EBTKE 350-500 meter. Selain itu pemilihan *casing properties*

pada sumur-sumur ini juga kurang tepat dengan kondisi yang ada. *Casing* K-55 dengan BTC dianggap kurang cocok pada sumur dengan temperatur tinggi dengan fluida formasi yang asam. kombinasi yang dianggap cukup kuat adalah *casing* L-80 dengan *premium connection*. Operasi penyemenan yang dilakukan pada sumur-sumur Lapangan XYZ belum sesuai dengan rekomendasi yang ada. Seharusnya digunakan bubuk semen 16,2 ppg agar semakin berat dan meningkatkan hasil penyemenan. Selain itu, semua operasi penyemenan harus dipastikan memenuhi nilai uji tekanan, terutama pada *liner lap*. Semua permasalahan yang terjadi di sumur yang mengalami kegagalan *casing* bisa digunakan sebagai acuan dan pembelajaran sehingga bisa dievaluasi pada pengembangan sumur-sumur berikutnya.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] P. Allahvirdizadeh, "A Review on Geothermal Wells : Well Integrity Issues," *Journal of Cleaner Production*, vol. 275, pp. 1-21, 2020.
- [2] J. Finger and D. Blankenship, *Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling*. California: Sandia National Laboratories, 2012.
- [3] Marbun *et al.*, "Casing Failure Identification of Long-Abandoned Geothermal Wells in Field Dieng, Indonesia", *Geothermal Energy*, vol. 7, no. 31, pp/ 1-17, 2019.
- [4] H. Hole, "Geothermal Well Design – Casing and Wellhead," Petroleum Engineering Summer School Workshop, Dubrovnik, Croatia, June 9-13, 2008.
- [5] J. N. A. Southon, "Geothermal Well Design, Construction and Failures," in Proc. World Geothermal Congress, Antalya, Turkey, Apr. 24-29, 2005.
- [6] SNI 9274:2024, Pengeboran Sumur Panas Bumi. Jakarta: Badan Standarisasi Nasional, 2024.
- [7] Alamsyah *et al.*, "Water Supply For Big Bore Geothermal Well Drilling: A Case Study In Indonesia," in Proc. Geothermal Reservoir Workshop, California, USA, Feb. 2020.
- [8] A. Rasyid, *Seleksi Material Untuk Casing Sumur Migas & Geothermal*. Jakarta Selatan: PT Cipta Gadhing Artha, 72 pp, 2021.
- [9] Direktorat Panas Bumi, Kementerian ESDM, dan JDS, *Pedoman Efisiensi Biaya Pengeboran Sumur Panas Bumi*. Jakarta: Dirjen EBTKE, Kementerian ESDM, 2022.
- [10] D. Irwansyah *et al.*, "Tie-back Cementing Operation Summary : Experience From Indonesia", in Iceland Geothermal Conference, Reykjavik, Iceland, 28-30 May 2024.
- [11] P. V. Suryanarayana, R. M. Krishnamurthy, U. B. Sathuvalli, and J. Bowling, "A review of casing failures in geothermal wells," in Proc. World Geothermal Congress, Reykjavik, Iceland, Apr.-Oct. 2021.
- [12] A. Piel *et al.*, "Casing Solutions in High or very High Temperature Geothermal Environment," in Proc. African Rift Geothermal Conference, Kigali, Rwanda, Oct.-Nov. 2018.
- [13] U. Hardiyanti, S. W. Reksalegora, and Ashadi, "Improving the procedure for production liner cementing in geothermal well to optimize overall drilling time," in Proc. The 8th IIGCE, Indonesia, 2022.