



FORUM GURU BESAR
INSTITUT TEKNOLOGI BANDUNG



Orasi ilmiah Guru Besar Institut Teknologi Bandung



INTEGRITAS SUMUR MIGAS DAN GEOTERMAL DI INDONESIA

Profesor Bonar Tua Halomoan Marbun
Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan
Institut Teknologi Bandung

Aula Barat ITB
17 Februari 2024

Orasi Ilmiah Guru Besar
Institut Teknologi Bandung

**INTEGRITAS SUMUR MIGAS
DAN GEOTERMAL DI INDONESIA**

Orasi Ilmiah Guru Besar
Institut Teknologi Bandung

INTEGRITAS SUMUR MIGAS DAN GEOTERMAL DI INDONESIA

Bonar Tua Halomoan Marbun

17 Februari 2024
Aula Barat ITB



Hak cipta © pada penulis dan dilindungi Undang-Undang

Hak penerbitan pada ITB Press

Dilarang memperbanyak sebagian atau seluruh bagian dari buku ini tanpa izin tertulis dan resmi dari penerbit

Orasi ilmiah Guru Besar Institut Teknologi Bandung:

INTEGRITAS SUMUR MIGAS DAN GEOTERMAL DI INDONESIA

Penulis : Bonar Tua Halomoan Marbun

Reviewer : Prof. Purnomo Yusgiantoro

Editor Bahasa : Rina Lestari

Cetakan I : 2024

ISBN : 978-623-297-401-2

e-Book : 978-623-297-402-9 (PDF)



📍 Gedung STP ITB, Lantai 1,
Jl. Ganesa No. 15F Bandung 40132

☎ +62 22 20469057

🌐 www.itbpress.id

✉ office@itbpress.id

Anggota Ikapi No. 043/JBA/92
APPTI No. 005.062.1.10.2018

PRAKATA

Orasi ilmiah “Integritas Sumur Migas dan Geotermal di Indonesia“ ini adalah resume dari proses pengajaran, penelitian, dan pengabdian masyarakat dari penulis selama menjadi dosen di Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan, Institut Teknologi Bandung, sejak 2010.

Review dan revisi dilakukan oleh Bapak Prof. Ir. Purnomo Yusgiantoro, M.Sc., MA, Ph.D. Terima kasih banyak dihaturkan untuk bantuan Beliau. Terima kasih banyak dihaturkan kepada Forum Guru Besar Institut Teknologi Bandung, Pimpinan Rektorat Institut Teknologi Bandung, Pimpinan Dekanat Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan Institut Teknologi Bandung, serta Program Studi Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung atas dukungan dan bantuan hingga terbitnya buku ini.

Terima kasih sebesar-besarnya dihaturkan kepada Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, PT Pertamina, PT Geo Dipa Energi, PT Elnusa, Halliburton, Schlumberger, dan semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu per satu, yang telah mendukung kegiatan penelitian ini.

Semoga buku ini bisa bermanfaat untuk pengembangan integritas sumur migas dan geotermal di Indonesia.

Bandung, 19 Januari 2024

Bonar Tua Halomoan Marbun

SINOPSIS

Berdasarkan Kamus Besar Bahasa Indonesia (KBBI), sumur adalah lubang yang sengaja dibuat menembus lapisan tanah untuk memperoleh air, minyak, atau gas bumi. Lubang merupakan hasil pengeboran, baik pada tahap pencarian/eksplorasi maupun produksi/eksploitasi. Sedangkan integritas, berasal dari bahasa latin *integritatem*, berarti mutu, sifat, atau keadaan yang menunjukkan kesatuan yang utuh sehingga memiliki potensi dan kemampuan penuh dan menyeluruh. Terminologi “integritas sumur” mempunyai beberapa definisi. Berdasarkan Organisasi Standardisasi Internasional (ISO), integritas sumur adalah "Usaha menahan dan mencegah keluarnya fluida, baik cair maupun gas, ke formasi di bawah tanah atau ke permukaan tanah". Standar Norwegia (Norsok) yang pertama kali membuat konsep, definisi dan petunjuk tentang integritas sumur, mendefinisikan integritas sumur sebagai: "Penerapan solusi teknis, operasional dan organisasi untuk mengurangi risiko keluarnya fluida formasi yang tidak terkendali di seluruh siklus hidup sumur".

Integritas sumur merupakan pendekatan multidisiplin. Setiap institusi dan personil dengan berbagai disiplin ilmu, seperti teknik pengeboran sumur, teknik penyelesaian sumur, teknik reservoir, teknik produksi, geologi, geokimia, dan geofisik, kesehatan, keselamatan, lingkungan, akuntansi, hukum, dll. yang terlibat dalam integritas sumur, berinteraksi intensif dalam mendefinisikan, mendesain, dan mengaplikasikan integritas sumur. Semua pihak terlibat: Pemerintah (baik pusat maupun daerah), perusahaan operator, perusahaan penyedia jasa, perguruan tinggi, dll. dalam integritas sumur, baik migas maupun geotermal. Siklus hidup sumur terdiri atas enam fase: desain dasar, desain, konstruksi, operasional, intervensi, dan penutupan sumur.

Terminologi integritas sumur kemudian berkembang. Bukan lagi sekedar mencegah atau mengurangi risiko kebocoran yang tidak terkendali sesuai undang-undang, peraturan, atau standar. Pembuatan sumur yang tidak efektif atau efisien, perawatan dan perbaikan sumur yang mahal, kehilangan produksi, penghentian produksi, dan dampaknya terhadap keuntungan serta reputasi, makin diprioritaskan pada era kebutuhan energi yang semakin

besar dan harga migas yang fluktuatif, serta cadangan dan produksi migas yang menipis. Berdasarkan statistik, umumnya biaya pembuatan, perawatan, dan perbaikan sumur menyerap minimum 40 persen pada fase eksplorasi dan eksploitasi wilayah kerja migas atau geotermal. Nilai sumur di sebuah wilayah kerja sangat memengaruhi nilai keseluruhan wilayah kerja tersebut.

ISO, Norsok, dll. adalah standar fungsional dan menetapkan persyaratan minimum untuk peralatan maupun solusi yang akan digunakan dalam sumur. Namun demikian, perusahaan yang mengoperasikan sumur bebas untuk memilih, selama memenuhi persyaratan standar tersebut. Perusahaan operator bertanggung jawab sepenuhnya. Institusi dan personel yang terlibat dalam pengeboran, penyelesaian sumur, operasional penggunaan, perawatan, perbaikan, dan penutupan sumur harus mampu mengidentifikasi dan menerapkan solusi yang aman, ekonomis, dan memenuhi persyaratan standar minimum. Setiap alat, barang, sumber daya manusia, dan prosedur harus memenuhi standar. Standar selalu mengalami perbaikan dan improvisasi yang disesuaikan dengan pengetahuan, pengalaman, dan teknologi yang selalu berkembang. Bisa saja ada penyimpangan dari standar. Penyimpangan ini harus setara atau lebih baik dari syarat yang ditetapkan standar.

Usia sumur akan bertambah dan membutuhkan perawatan serta perbaikan. Potensi, mekanisme, dan biaya integritas sumur berubah secara dinamis. Hal ini menimbulkan tantangan dalam memahami dan memperkirakan serta memitigasi kegagalan integritas sumur dan konsekuensinya. Proses pengelolaan integritas sumur harus dipahami dengan benar, tepat, dan berkelanjutan.

Buku ini menceritakan beberapa kejadian pada berbagai fase sumur migas dan geotermal di Indonesia. Sumur milik perusahaan operator, seperti PT Pertamina dan PT Geo Dipa Energi, yang mendapat jasa pelayanan dari perusahaan seperti PT Elnusa dan Lemigas, dan didukung oleh perguruan tinggi seperti Institut Teknologi Bandung, dan tentu saja seizin Pemerintah Pusat melalui Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Satuan Kerja Khusus

Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, maupun pemerintah daerah.

Tentu saja buku ini jauh dari sempurna. Dengan penuh kerendahan hati, penulis memohon maaf sebesar-besarnya atas kekurangan, kesalahan, dan ketidaksempurnaan. Segala masukan, saran perbaikan, dan kritik akan selalu diterima dengan tangan terbuka.

Semoga buku ini bermanfaat bagi para pembaca.

DAFTAR ISI

PRAKATA.....	v
SINOPSIS	vii
DAFTAR ISI.....	xi
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL.....	xv
1. PENDAHULUAN	1
1.1 Faktor-Faktor yang Memengaruhi Waktu dan Biaya	3
1.2 Manajemen Terpadu Desain Pengeboran dan Operasional Sumur.....	5
1.3 KASUS LAPANGAN.....	11
2. IDENTIFIKASI MASALAH INTEGRITAS SUMUR.....	15
2.1 Identifikasi Penyebab Umum Kegagalan Integritas Sumur Geotermal	15
2.2 Penentuan Kedalaman dan Desain <i>Casing</i> Sumur Produksi Geotermal	17
2.3 Desain Sumur Injeksi Geotermal.....	20
2.4 Improvisasi terhadap Standar Selandia Baru – Penerapan pada <i>Perforated Liner</i> Sumur Geotermal	22
3. EVALUASI INTEGRITAS SUMUR.....	25
3.1 Sumur injeksi CCS/CCUS.....	25
3.2 Prediksi Korosi dan Pemilihan Material Tubing yang Sesuai Melalui Simulasi	27
3.3 Prediksi Korosi dan Pemilihan Material Pipa	36
3.4 Investigasi Kebocoran Awal	38
3.4 Sebelum Drainase <i>Cellar</i>	39
3.5 Setelah Drainase <i>Cellar</i>	39
3.6 Evaluasi Kualitas Ikatan Semen	41
3.7 Evaluasi Tubular (<i>Casing</i> dan <i>Liner</i>).....	43
4. PEMBELAJARAN DARI PERENCANAAN KONVERSI SUMUR	51
5. DETAIL INTEGRITAS SUMUR sebagai basis pengambilan KESIMPULAN	65
5.1 Penilaian Lubang Bor Injeksi CO ₂ untuk CCS/CCUS Berbasis Sumuran	65
DAFTAR PUSTAKA.....	73
PROFIL PENULIS.....	101

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1	Pengetahuan dasar teknik pengeboran (Bourgoyne, 1986)	1
Gambar 2	Alur desain dan operasi pengeboran (Adams, 1985)	2
Gambar 3	Contoh deskripsi elemen-elemen pengeboran (Bourgoyne, 1986)	2
Gambar 4	Diagram alir evaluasi pengeboran geotermal.	8
Gambar 5	Rencana dan waktu pengeboran aktual	12
Gambar 6	Grafik waktu vs. Kedalaman	12
Gambar 7	Persentase perincian waktu.....	13
Gambar 8	Grafik waktu produktif vs. Waktu tidak produktif	13
Gambar 9	Metodologi	17
Gambar 10	Contoh penerapan Metode Philipina (Marbun, 2013)	19
Gambar 11	<i>Overburden changing due to injection operation</i>	21
Gambar 12	<i>Cross-section schematic of the lower injection liner</i>	22
Gambar 13	Skema Sumur JPN-1 pada saat berstatus ditinggalkan tahun 2008.....	27
Gambar 14	Prosedur operasional evaluasi integritas sumur di Sumur JPN-1.	29
Gambar 15	Titik kebocoran yang terdeteksi di kotak <i>cellar</i> dan kepala sumur permukaan.....	29
Gambar 16	Kebocoran gas hidrokarbon terdeteksi di sekitar permukaan kepala sumur dengan menggunakan kamera inframerah pendeteksi gas. Kebocoran gas diindikasikan oleh spektrum merah dan kuning.	29
Gambar 17	Hasil pengukuran LEL pada titik kebocoran (a) #4 dan (b) #5 di kepala sumur permukaan.	30
Gambar 18	Perbandingan CBL (akuisisi CBL lama vs CBL baru).....	31
Gambar 19	Contoh log inspeksi casing pada kedalaman 840m - 860m.....	32
Gambar 20	Fenomena kenaikan temperatur di bawah 800 m.....	33
Gambar 21	<i>Dynamic down log</i> pada ketinggian 400-470 m (sebelum <i>squeeze cementing</i>).....	33
Gambar 22	<i>Dynamic down log</i> at 830-900 m (sebelum <i>squeeze cementing</i>)	34
Gambar 23	<i>Dynamic down log</i> at 400-470 m (sesudah <i>squeeze cementing</i>)	34
Gambar 24	<i>Dynamic down log</i> at 830-900 m (setelah <i>squeeze cementing</i>).	35

Gambar 25 *Standing and Katz's compressibility factor of natural gas*
(Standing and Katz, 1941; Bellarby, 2009).....35

Gambar 26 Metodologi evaluasi integritas sumur JPN-1.....59

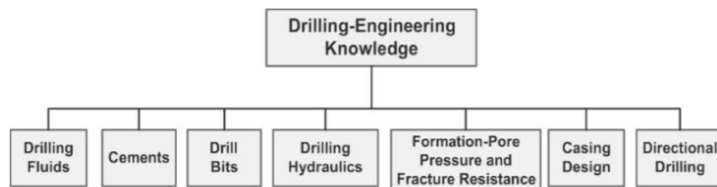
DAFTAR TABEL

Tabel 1	Contoh Evaluasi, Pembelajaran, dan Rekomendasi Dari Sebuah Sumur Geotermal.....	9
Tabel 2	Aspek-aspek prosedural dalam perencanaan	9
Tabel 3	Aspek pengeboran untuk evaluasi.....	10
Tabel 4	Analisis dan Improvisasi NZS2403:2015	23
Tabel 5	Pemodelan Kebocoran dan Integritas Sumur JPN-1	28
Tabel 6	Hasil pengukuran laju aliran kebocoran gas menggunakan <i>Alat Hi Flow Sampler</i>	30
Tabel 7	Kalibrasi data CBL-VDL untuk selubung semen di luar <i>casing</i> 9-5/8" dan <i>liner</i> 7".....	30
Tabel 8	Hasil perhitungan kualitas ikatan semen pada jarak 300-950m..	32
Tabel 9	Rangkuman hasil log produksi	32
Tabel 10	Perhitungan laju alir gas pada titik kebocoran.....	36
Tabel 11	Hasil setelah evaluasi integritas sumur dan operasi kerja ulang yang dilakukan di Sumur JPN-1.....	36
Tabel 12	Program penyemenan <i>squeeze</i> di Sumur JPN-1.....	42
Tabel 13	Standar internasional yang terkait dengan integritas sumur injeksi CO ₂	54
Tabel 14	Pelajaran yang dipetik dari pengalaman lapangan di berbagai negara.....	55
Tabel 16	Tujuan intervensi dan investigasi di sumur JPN-1.	59
Tabel 17	Ringkasan tinjauan integritas sumur dan pemeriksaan sumur JPN-1 sesuai dengan standar internasional.....	60
Tabel 18	Persyaratan tambahan untuk sumur injeksi CO ₂	61
Tabel 19	Standar ISO yang terkait dengan pemilihan material untuk injeksi CO ₂ dan sumur	70
Tabel 20	Simulasi injeksi CO ₂ dan rencana produksi (Kelly et al., 2019) (hlm. 46).....	70
Tabel 21	Perbandingan aspek tinjauan dan evaluasi studi Battelle (Kelly et al., 2019) dan penelitian ini.....	71

1. PENDAHULUAN

Pembengkakan biaya bisa terjadi selama konstruksi sumur karena masalah-masalah pengeboran yang tidak terduga, seperti sirkulasi fluida pengeboran yang hilang dan pipa pengeboran yang terjepit. Sering kali, praktik pengeboran terbaik secara konvensional yang digunakan untuk mengatasi masalah-masalah ini mempunyai rentang efektivitas yang sempit. Untuk mengatasi hal ini, diperlukan pemahaman terintegrasi dalam melakukan evaluasi kinerja pengeboran. Hasil evaluasi akan membantu mendeteksi opsi-opsi baru, mengukur dan mengurangi Waktu Tidak Produktif, serta menganalisis masalah-masalah utama secara komprehensif dan terstruktur. Sebuah contoh kasus Waktu Tidak Produktif yang terjadi pada operasi pengeboran di sumur eksplorasi pertama di sebuah wilayah kerja geotermal Indonesia Timur akan ditunjukkan di bagian akhir bab ini.

Teknik pengeboran dibagi menjadi beberapa spesialisasi yang dijelaskan pada Gambar 1.

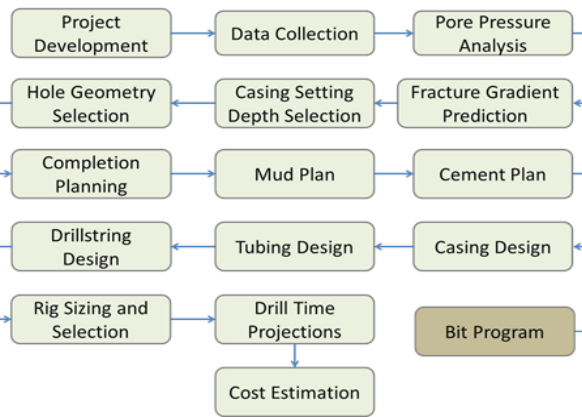


Gambar 1 Pengetahuan dasar teknik pengeboran (Bourgoyne, 1986)

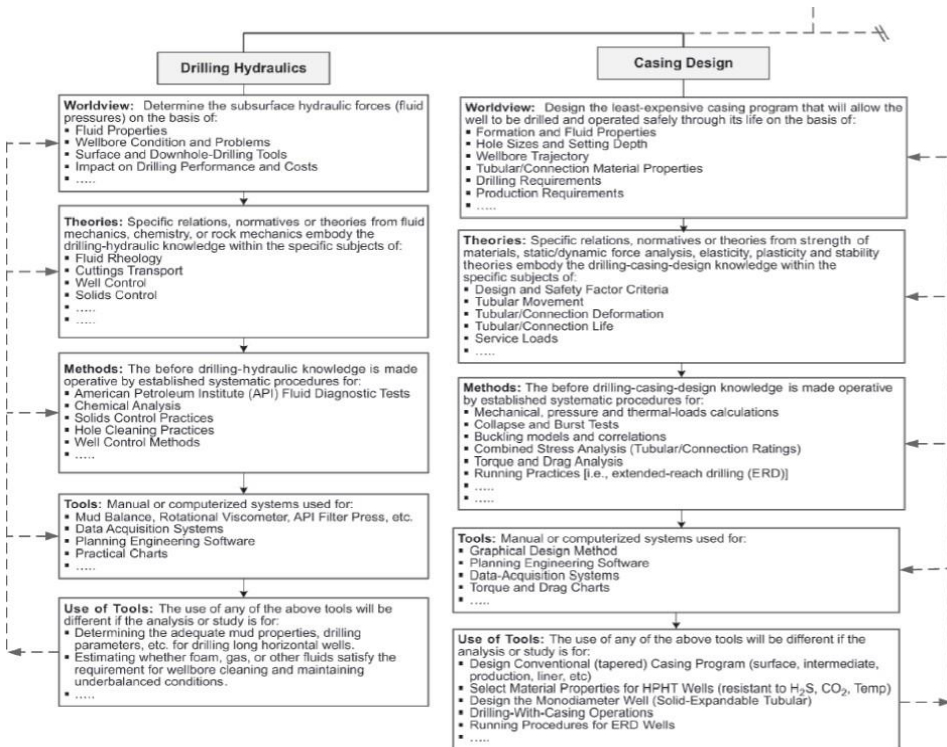
Setiap bagian dari segmen teknik pengeboran saling terhubung dan berdampak satu sama lain dalam alur desain dan operasi pengeboran.

Ada banyak faktor dan kejadian yang memengaruhi waktu dan biaya untuk mengebor sumur. Faktor-faktor tersebut dapat diklasifikasikan sebagai faktor yang dapat diamati atau tidak dapat diamati (Kaiser, 2007). Faktor-faktor yang dapat diukur meliputi karakteristik fisik, geologi, dan parameter pengeboran sumur, sedangkan karakteristik tidak langsung, seperti pengalaman operator dan kualitas lubang bor, akan diwakili oleh variabel proksi. Faktor-faktor seperti perencanaan dan pelaksanaan sumur, komunikasi tim, kepemimpinan, dan keterampilan manajemen proyek juga akan berdampak pada kinerja pengeboran, tetapi untuk mengumpulkan dan mengidentifikasi pengaruh variabel-variabel ini sering kali berada di luar

cakupan analisis. Tidak ada satu cara tunggal yang relevan untuk mengidentifikasi semua variabel pengeboran sumur, tetapi banyak faktor yang dapat diidentifikasi. Dalam praktiknya, perlu untuk mengidentifikasi dan menetapkan variabel-variabel yang menggambarkan elemen utama dari proses tersebut.



Gambar 2 Alur desain dan operasi pengeboran (Adams, 1985)



Gambar 3 Contoh deskripsi elemen-elemen pengeboran (Bourgoyne, 1986)

1.1 Faktor-Faktor yang Memengaruhi Waktu dan Biaya

Faktor-faktor yang memengaruhi waktu dan biaya untuk mengebor sumur adalah (Lagreca, 2008):

Karakteristik Sumur

Sumur bor adalah struktur tubular 3D yang dapat digambarkan secara geometris dengan memperhatikan panjang, diameter, dan kelengkungan lintasan lubang. Interval bor (DI) adalah selisih antara kedalaman total (TD) dan kedalaman spud (SD), sedangkan interval vertikal (VI) didefinisikan sebagai selisih antara kedalaman vertikal (VD) dan kedalaman spud.

Kompleksitas sumur

Sumur yang kompleks muncul dari beragam faktor, termasuk sifat formasi geologi, kedalaman target, lintasan lubang sumur, pengalaman kontraktor, dan teknologi yang diterapkan. Kompleksitas sumur tidak mudah untuk diukur dan sering kali bersifat ambigu, karena praktik, pendapat, dan pengalaman di antara kontraktor pengeboran sangat bervariasi.

Karakteristik lokasi

Karakteristik sumur utama meliputi lokasi geografis dan kondisi lingkungan. Wilayah di mana sumur berada merupakan pertimbangan penting dalam memperoleh izin sesuai peraturan pemerintah pusat dan daerah serta penanganan logistik dan transportasi. Kapasitas dan kapabilitas layanan dukungan infrastruktur, misalnya, dengan pengetahuan dan pengalaman operator (yang diukur, misalnya, dengan jumlah sumur yang dibor di wilayah tersebut dalam 5 tahun terakhir) juga akan berperan dalam menentukan biaya pengeboran.

Preferensi operator

Operator tidak hanya memutuskan di mana akan mengebor, tetapi juga bagaimana cara mengebor dan cara melaksanakan operasi pengeboran. Pemilihan rig bergantung pada faktor teknis seperti jenis sumur yang dibor, kriteria lingkungan, dan target lokasi dan kedalaman pengeboran. Pemilihan peralatan harus adaptif terhadap risiko cuaca dan semua potensi yang bisa membuat kegiatan tertunda.

Karakteristik pengeboran

Berbagai jenis dan ukuran mata bor digunakan sesuai dengan kekerasan formasi, rezim tekanan, dan rencana pengeboran.

Evaluasi formasi

Evaluasi formasi merupakan hal yang penting, karena pada tahap inilah informasi tentang ada atau tidaknya cadangan dibuktikan. Waktu yang dihabiskan untuk melakukan *coring*, *logging*, *reaming*, dan pengujian adalah waktu yang sifatnya wajib dan tidak boleh diganggu-gugat. Tidak jarang terjadi, waktu tambahan dalam fase evaluasi formasi dinilai bukan hal yang positif bagi tim pengeboran sumur. Matriks kinerja pengeboran kadang dilihat hanya berdasarkan dari waktu konstruksi sumur dan bukan dari nilai dan kualitas sumur itu sendiri.

Secara historis, sudah menjadi praktik umum bagi perusahaan operator di wilayah kerja untuk mengandalkan seluruh personel yang terlibat dalam konstruksi sumur, yaitu insinyur pengeboran, pengawas operasial, kru di *rig floor*, dll. untuk bekerja sama dengan penyedia barang, alat, dan jasa dalam mencatat, mendokumentasikan, serta menyelidiki kegagalan terkait alat dan lubang sumur (Hubbard, 2010). Umumnya, koordinasi kerja sama ini berjalan baik dan efektif. Pada beberapa kasus investigasi peristiwa Waktu Non-Produktif yang tinggi dan melibatkan alat dan operasi yang kompleks, biasanya dibutuhkan waktu pelaksanaan di lapangan lebih banyak dibandingkan dengan kalkulasi waktu dalam perencanaan dan pengadaan barang dan jasa. Tanpa pengawasan dan dukungan yang memadai dari pihak operator, penyedia barang, alat, dan jasa kadang tidak fokus pada investigasi kegagalan dan upaya mitigasi risiko. Ini merupakan hal yang mendasar. Munculnya satu masalah kegagalan yang tidak teridentifikasi dan tidak dimitigasi akan menyebabkan kegagalan tambahan berikutnya dan berlanjutnya tingkat Waktu Tidak Produktif yang tinggi yang berujung pada biaya yang membengkak. Oleh karena itu, penting bagi operator dan vendor untuk memprioritaskan investigasi kegagalan dan rencana mitigasi risiko, mendedikasikan sumber daya yang sesuai, membangun infrastruktur yang sesuai dengan tujuan, dan memungkinkan hal ini semua menjadi bagian integral dari proses desain dan pembuatan sumur dan alat/layanan. Hal ini akan menguntungkan semua pihak. Melalui dukungan aktif dan keterlibatan dalam investigasi kegagalan yang menurunkan Waktu Tidak Produktif,

penyedia alat, barang, dan jasa dapat menunjukkan kemampuan dan kompetensinya, tidak hanya berdasarkan harga alat, barang dan jasa, tetapi juga harga tidak langsung yang terkait dengan NPT.

Teknologi

Dampak teknologi terhadap kinerja pengeboran sangat besar dan berbiaya tinggi, tetapi akan selalu dipertimbangkan (Kaiser, 2007). Teknologi dapat bersifat "memungkinkan" atau "meningkatkan" atau keduanya, dan biasanya akan bergeser dari memungkinkan menjadi meningkatkan, seiring berjalannya waktu. Teknologi baru memang mahal, namun jika teknologi tersebut mengurangi waktu pengeboran atau meningkatkan efisiensi atau keselamatan dan keamanan operasi dan diadopsi secara luas, biaya akan berkurang, dan efisiensi kinerja akan meningkat dan terserap ke dalam proses. Sejarah pengembangan teknologi pengeboran menunjukkan hal ini. Namun, dampak teknologi tidak selalu mudah untuk dievaluasi secara kualitatif maupun kuantitatif, bahkan dalam eksperimen lapangan yang dikontrol dengan cermat.

1.2 Manajemen Terpadu Desain Pengeboran dan Operasional Sumur

1.2.1 Metodologi Manajemen Terpadu Desain Pengeboran dan Operasional Sumur

Seiring dengan meningkatnya kebutuhan energi, pencarian dan pengembangan sumber energi alternatif baru diupayakan. Salah satunya adalah energi geotermal. Meskipun pengeboran energi geotermal sangat mirip dengan pengeboran minyak dan gas, ada beberapa aspek yang unik. Tantangan utama yang terkait dengan pengeboran geotermal sebagian besar terkait dengan kekerasan batuan beku dan metamorf yang sedang dibor dan temperatur formasi yang tinggi (Marbun et al., 2012). Selain itu, ada tantangan lain yang dihadapi dalam operasi pengeboran termasuk hilangnya sirkulasi total, tingkat penetrasi yang rendah, kerusakan komponen alat pengeboran berarah dan motor lumpur, kerusakan struktur fluida pengeboran pada temperatur tinggi, torsi *drill string* yang tinggi, hilangnya bubuk semen dan lain-lain (Zhang et al., 2012).

Tujuan pengeboran sumur geotermal adalah untuk membuat lubang secepat mungkin dengan adanya batasan teknologi, operasional, kualitas, dan keselamatan, serta biaya yang terkait dengan proses tersebut. Tujuan tersebut sering kali bertentangan dan bergantung pada faktor-faktor yang saling terkait, dan bervariasi dalam hal waktu, lokasi, dan personel, serta tunduk pada ketidakpastian intrinsik dan ketidakpastian lainnya.

Keberhasilan dalam membuat konstruksi sumur, yang mengandung potensi menghadapi zona bermasalah, bergantung pada analisis akurat dari data yang tersedia. Kadang, data dan pembelajaran dari hasil konstruksi sumur sebelumnya diabaikan. Desain sumur berikutnya dibiarkan tidak berubah dan sumur dibor dengan pola pikir yang sama dengan yang digunakan pada upaya sebelumnya yang gagal, dengan mengharapkan hasil yang berbeda (York, dkk., 2009). Pendekatan ini kadang dilakukan dalam perencanaan dan operasional pengeboran.

Setelah sumur selesai dibor, evaluasi merupakan langkah penting untuk memperbaiki operasi pengeboran berikutnya. Untuk mendapatkan pembelajaran yang baik dan meningkatkan perencanaan operasi yang lebih baik, dibutuhkan pengalaman dari operasi sebelumnya. Hal yang paling penting adalah mengidentifikasi dan menganalisis masalah yang terjadi selama proses pengeboran. Manajemen operasi pemboran yang baik harus menerapkan perencanaan, eksekusi dan evaluasi yang baik secara terus menerus untuk mencapai hasil optimum. Perbaikan terhadap desain dan operasi pengeboran dilakukan dengan mempertimbangkan kondisi geologi dan target produksi. Data perencanaan sumur dikumpulkan dan dibandingkan dengan kondisi aktual. Ini bertujuan untuk menemukan kesesuaian antara desain dengan kondisi sumur seperti litologi dan temperatur formasi. Variabel yang dianalisis haruslah meliputi semua aspek: pembersihan lubang, pemilihan pahat, desain casing, dll.. Analisis penyebab masalah pengeboran, desain yang tepat untuk menghindari masalah, dan rekomendasi operasi prosedural untuk kegiatan pengeboran berikutnya. Penerapan hal ini bisa menghasilkan penghematan biaya operasi secara optimum.

Subbab berikut menjelaskan metodologi baru yang lebih baik untuk mengevaluasi sumur geotermal yang telah dibor untuk menghindari

kegagalan yang sama dan biaya yang berlebihan untuk proyek pengeboran berikutnya.

1.2.2 Perencanaan dan Evaluasi yang Baik dan Benar

1.2.2.1 Perencanaan yang baik

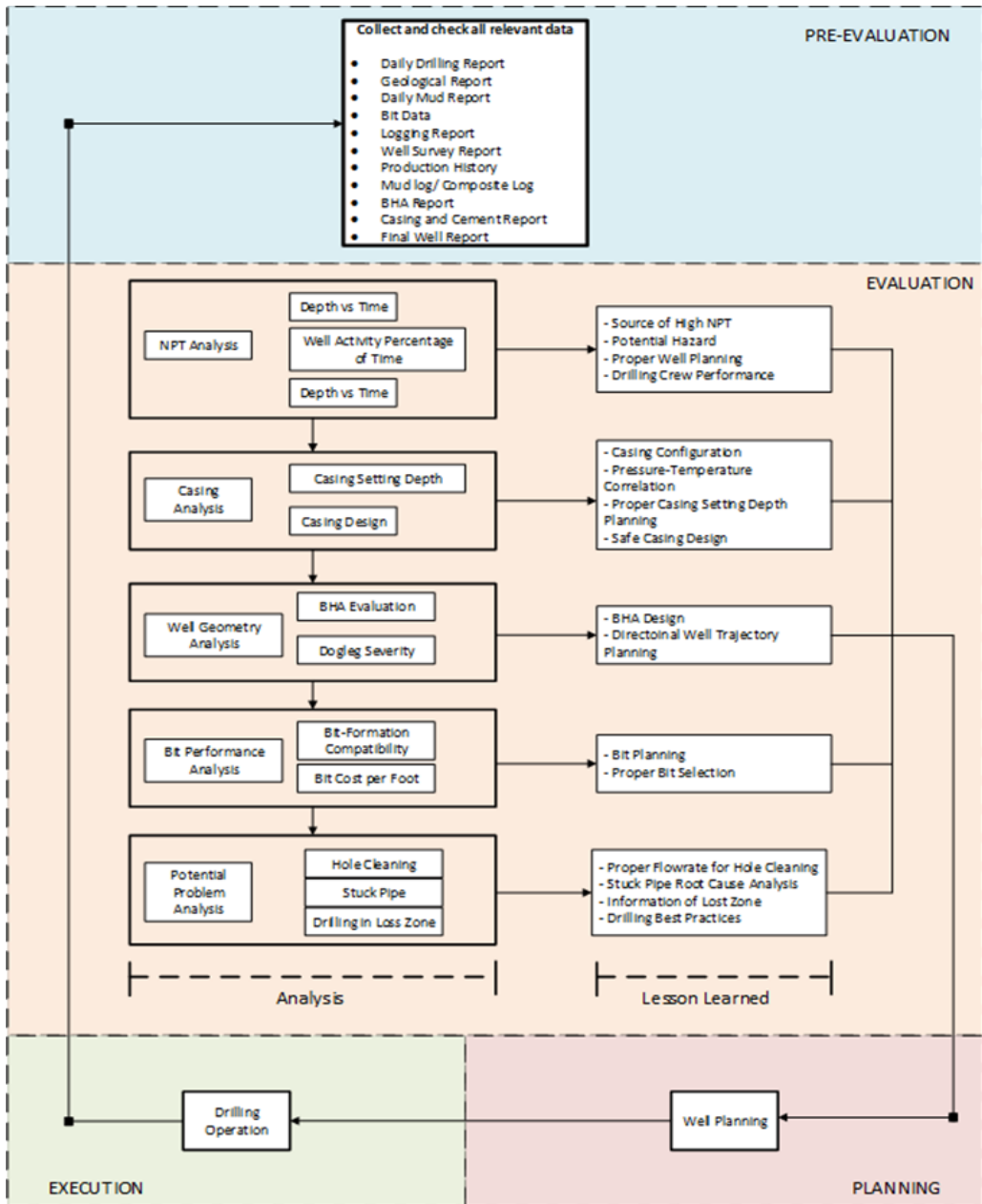
Perencanaan sumur merupakan aspek yang paling menuntut dalam teknik pengeboran. Hal ini membutuhkan prinsip-prinsip teknik yang terintegrasi, filosofi, kompetensi, serta kapabilitas perusahaan operator dan personilnya, dan faktor pengalaman (Adams, 1985). Meskipun metode dan praktik perencanaan sumur dapat bervariasi dalam industri pengeboran, hasil akhirnya haruslah berupa lubang yang dibor dengan aman, berkualitas, dan berbiaya minimum yang memenuhi persyaratan reservoir dan produksi (Gambar 1).

1.2.2.2 Evaluasi kinerja pengeboran

Ada banyak faktor dan kejadian yang memengaruhi waktu dan biaya untuk mengebor sumur. Faktor-faktor tersebut dapat diklasifikasikan sebagai faktor yang dapat diamati atau tidak dapat diamati (Kaiser, 2007). Faktor-faktor yang dapat diukur meliputi karakteristik fisik, geologi, dan parameter pengeboran sumur, sedangkan karakteristik tidak langsung, seperti pengalaman operator dan kualitas lubang bor, merupakan variabel proksi. Beberapa faktor seperti perencanaan dan pelaksanaan sumur, komunikasi tim, kepemimpinan, dan keterampilan manajemen proyek juga akan berdampak pada kinerja pengeboran. Namun, untuk mengumpulkan dan mengidentifikasi pengaruh variabel-variabel ini sering kali berada di luar cakupan analisis. Tidak ada cara untuk mengidentifikasi semua karakteristik pengeboran yang relevan, tetapi banyak faktor yang dapat diidentifikasi dan dalam praktiknya perlu untuk mengidentifikasi hanya faktor-faktor yang ditetapkan yang menggambarkan elemen utama dari proses tersebut.

1.2.3 Metodologi

Metodologi yang dikembangkan dan digunakan dalam bab ini adalah seperti yang ditunjukkan oleh diagram alir pada Gambar 4.



Gambar 4 Diagram alir evaluasi pengeboran geotermal.

Metodologi ini telah diterapkan di berbagai lapangan geotermal. Sebagai contoh, pada tabel di bawah ditunjukkan potensi perbaikan yang bisa dilakukan secara realistis dan terukur.

Tabel 1 Contoh Evaluasi, Pembelajaran, dan Rekomendasi Dari Sebuah Sumur Geotermal

Evaluation	Lessons Learned	Recommendations
Non Productive Time	Analysis of NPT shows that well X-34 is not well drilled with NPT above 10%. The amount of NPT is dominantly caused by stuck pipe problem. Equipment failure is also contributed into NPT as found in every well.	Designing the well, particularly preparation in time, equipment and procedures are critical issue. Drilling tools and equipment should be maintained routinely to prevent sudden failure while drilling operation. Best practices for stuck pipe problem should be done when the incident occurred.
Casing Setting Depth	Improper casing setting depth was found at well X-34 design. Production casing shoe was set shallower than it should be. Thus, it would lead to influx of cooler formation fluid into the wellbore and decrease the production.	Integrative study of geology, geochemist and reservoir should be conducted to have a pressure-temperature profile for the X field, in purpose of determining the point depth of top of reservoir. Therefore, Philippine Method should be used to determine the casing point.
Casing Design	Analysis of casing design for production casing considers temperature as it would reduce casing yield strength in axial and radial direction. This well is not safe due to casing design calculation. However, the evaluation only considers loads experienced by the casing during drilling operation, complete evaluation should be calculate production load too.	Higher grade and pounder of casing than L-80 casing should be set for the next drilling operation to overcome the temperature problem. Using of anti-corrosion material for casing is recommended due to H ₂ S encountered while drilling
Bit Performance	Broken teeth were commonly found in drilling using 435 and 517 IADC Codes. It indicates incompatibility between bit and formation drilled.	Bits used for drilling in X field should be able to drilled very hard formation. 537 bit code should be good to be used to avoid broken teeth problem and to get higher ROP
Well Geometry	Dogleg severity more than 2°/30 m is commonly found in well X-34. High DLS would cause casing wear and excessive stress to the casing	To avoid high DLS, a good planning trajectory should be performed. Also, survey has to be conducted as often as well to ensure there is no sudden change in azimuth or inclination while drilling.
Hole Cleaning	Hole cleaning problem is found in well X-34. Actual flow rate below minimum flow rate by calculation would cause slow ROP, cutting settling and stuck pipe problem.	Minimum flow rate to transport cutting should be calculated. Calculation should also consider high well inclination as found in well X-34. Pumping hi-vis routinely is recommended to clean the hole.
Stuck Pipe	All stuck pipe problems encountered in this well were caused by inadequate hole cleaning.	Stuck pipe can be avoided with proper planning of well trajectory and hole cleaning. If stuck pipe occurred, best practices to free the string should be done.

Tabel 2 Aspek-aspek prosedural dalam perencanaan

Sebelum Pengeboran	Saat Pengeboran	Setelah Pengeboran	Masalah Pengeboran
Hal-hal ini harus dipertimbangkan sebelum melakukan pengeboran di lapangan geotermal. 1. Pemenuhan peralatan pengeboran 2. Sertifikasi kru dan peralatan 3. Administrasi, perizinan, dan	Hal-hal ini harus dipertimbangkan saat melakukan pengeboran di lapangan geotermal. 1. Prosedur milling sidetrack 2. Persiapan spud-in 3. BHA 4. Sling utilization 5. Pengeboran formasi	Hal ini harus dipertimbangkan setelah melakukan pengeboran di lapangan geotermal. 1. Sistem pelaporan pengeboran 2. Sistem laporan harian 3. Rehabilitasi area area 4. Wellhead installation 5. Changing master valve with packer 6. Valve installation	Masalah-masalah ini harus dipertimbangkan dalam melakukan pengeboran di lapangan geotermal. 1. Sirkulasi lumpur yang hilang 2. Pengeboran lumpur aerasi

Sebelum Pengeboran	Saat Pengeboran	Setelah Pengeboran	Masalah Pengeboran
4. Pemenuhan persyaratan pengeboran di area	6. Pemantauan parameter pengeboran	7. Waste management	3. Blind drilling dengan air
5. Transportasi	7. Pull out-in of drillstring	8. Pemasangan kepala sumur	4. Pengukuran tingkat sirkulasi yang hilang
6. Peralatan dan transportasi rig, persiapan rig	8. Sirkulasi	9. Changing master valve with packer	5. Pengeboran dengan sirkulasi yang hilang sebagian
7. Rig skid	9. Coring	10. Valve installation	6. H ₂ S
8. Orienta	10. Running casing dan conductor	Waste management	7. Kick: uap gas-cairan
8. Orientasi area pengeboran	11. Running perforated liner		8. Stuck pipa Stabilitas lubang sumur dan integritas sumur
9. Program pengeboran	12. Running adaptor liner		
10. Teknologi pengeboran	13. Pemasangan Tieback		
11. Alat Pemadam Kebakaran	14. Pac-N-Pic Bridge Plug		
12. Buletin K3LH	15. Cementing conductor casing and liner		
	16. Cementing two stage		
	17. 17. BOP stack		
	18. Diverting and evacuation		
	19. Logging		
	20. Running caliper log		
	21. XMRI FWS logging		
	22. Survey operation (Gyro Survey)		
	23. Downhole camera Operation Logging GR, Resistivity, PTS		

Tabel 3 Aspek pengeboran untuk evaluasi

Fase Pengeboran	Analisis Kegiatan Pengeboran
Conductor	Conductor
	Rig moving/skidding
	Spud in preparation
	Drilling-Milling
26"	Diverter
	P/U DP - BHA - RIH - Change mud - DOC - FIT/LOT
	Drilling
	Hole conditioning
	POOH
	Casing 20"
	Cementing, WOC, POOH, Lay down stinger
	Wellhead-BOP
	P/U DP - BHA - RIH - Change mud - DOC - FIT/LOT
	Drilling

Fase Pengeboran	Analisis Kegiatan Pengeboran
17 1/2"	Coring operation
	Hole conditioning
	POOH
	Logging operation
	Casing 13 3/8"
	Cementing, WOC, POOH, Lay down stinger
	Well Head - BOP
12 1/4"	P/U DP - BHA - RIH - Change mud - DOC - FIT/LOT
	Drilling
	Coring operation
	Hole conditioning
	POOH
	Logging operation
	Liner 10 3/4 "
9 7/8"	Well Head – BOP
	P/U DP - BHA - RIH - Change mud - DOC - FIT/LOT
	Drilling
	Coring operation
	Hole conditioning
	POOH
	Logging operation
Penyelesaian	Liner 8 5/8"
	Well Head – BOP
	Persiapan
	Well clean-up
	Christmas tree-wellhead

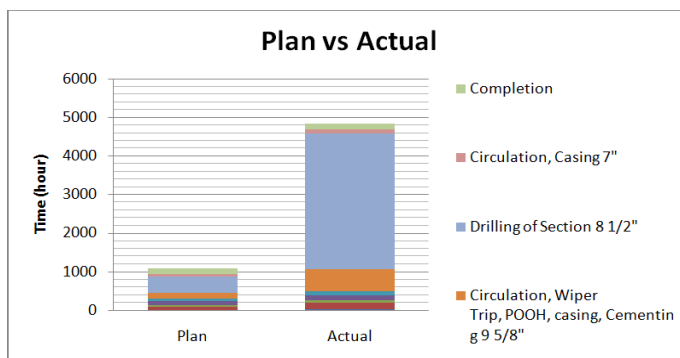
1.3 KASUS LAPANGAN

Gambar 5 menunjukkan studi kasus pengeboran sumur eksplorasi pertama pada sebuah lapangan geotermal di Indonesia. Kejadian pipa terjepit mendominasi Waktu Tidak Produktif. *Pack off* terjadi saat operasi pengeboran, yang secara dominan disebabkan oleh program pembersihan lubang yang tidak tepat, peralatan pengeboran, dan respons personil. Selain itu, operasi *fishing* dilakukan sebagai upaya untuk mendapatkan kembali bagian *drillstring* yang hilang di dalam lubang. Pipa yang tersangkut dan operasi *fishing* untuk mendapatkan kembali rangkaian pengeboran tersangkut merupakan penyebab utama Waktu Tidak Produktif.

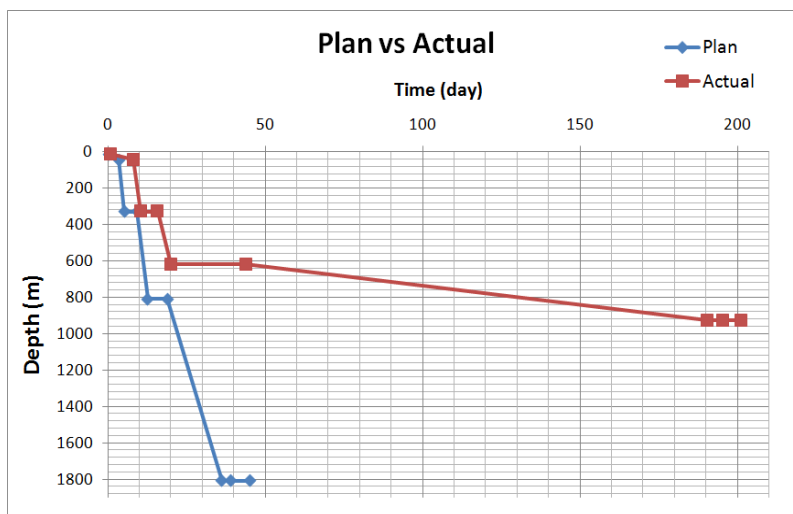
Aspek teknik dianalisis seperti pembersihan lubang, kinerja peralatan, kinerja proses pengeboran dan penyelesaian, masalah dan kejadian lain dari kegiatan pengeboran, untuk membuat rencana yang lebih baik untuk sumur berikutnya di masa mendatang.

Fokus utama pada kegiatan pengeboran adalah persiapan dan perencanaan operasi pengeboran. Lokasi yang terpencil ditambah dengan

persiapan dan komunikasi yang tidak tepat menimbulkan masalah akses untuk mengangkut peralatan dan personil. Selain itu, estimasi yang tidak tepat menyebabkan kurangnya sumber daya saat melakukan pengeboran, sehingga menyebabkan hilangnya waktu. Masalah peralatan, terkait dengan ketersediaan, kondisi dan kinerja menyebabkan hilangnya waktu saat pengeboran dan penyelesaian sumur. Sebagian besar waktu yang hilang dianalisis berdasarkan sistem perencanaan prosedur yang baku di industri. Perencanaan dan persiapan yang tepat adalah elemen utama untuk menyelesaikan masalah. Analisis kinerja dimasukkan ke dalam perencanaan prosedur untuk operasi pengeboran sumur selanjutnya, sehingga risiko terjadinya *lost time* dapat dikurangi.

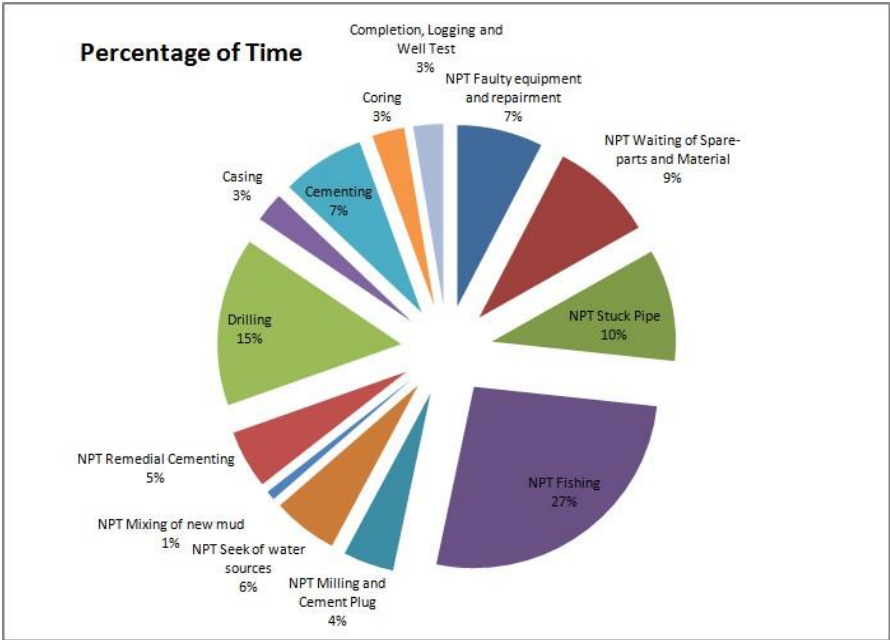


Gambar 5 Rencana dan waktu pengeboran aktual

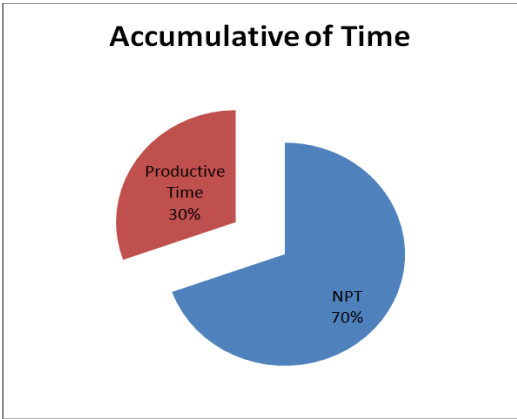


Gambar 6 Grafik waktu vs. Kedalaman

Merancang sumur, terutama persiapan waktu, peralatan dan prosedur merupakan hal yang sangat penting. Pengeboran dan operasi penyelesaian harus dilakukan dengan benar sesuai dengan rencana. Dengan perencanaan yang tepat, eksekusi yang tepat, dan evaluasi pengeboran yang cermat, risiko dan kesalahan operasi akan berkurang. Meminimalisasi risiko dan kesalahan operasi akan mengurangi Waktu Tidak Produktif, sehingga mengurangi biaya non produktif secara signifikan.



Gambar 7 Persentase perincian waktu



Gambar 8 Grafik waktu produktif vs. Waktu tidak produktif

2. IDENTIFIKASI MASALAH INTEGRITAS SUMUR

2.1 Identifikasi Penyebab Umum Kegagalan Integritas Sumur Geotermal

Umur efektif sumur geotermal di Indonesia sekitar 20 tahun (Marbun dkk., 2013). Masalah integritas menciptakan tantangan untuk mempertahankan produksi sumur, terutama sumur-sumur tua. Masalah ini cenderung terjadi pada sumur yang dirancang, dibuat, atau dioperasikan tidak sesuai dengan standar baku. Akibatnya, integritas sumur terganggu atau bahkan gagal. Komponen sumur yang paling banyak mengalami kegagalan dan sulit diperbaiki adalah *casing*. Kegagalan *casing* banyak dialami lapangan geotermal di Indonesia. Banyak sumur mengalami penurunan laju produksi, akibat tersumbat *scale*, atau bahkan harus ditutup.

Mekanisme kegagalan *casing* yang umum terjadi pada sumur geotermal meliputi *burst*, *collapse*, dan *tension* (Southon 2005). Kerusakan semen seperti retak, *micro-anulus*, dan penyemenan yang buruk, serta korosi juga sering terjadi dan dapat menyebabkan kebocoran sumur.

Temperatur geotermal yang tinggi memiliki dampak signifikan terhadap kekuatan *casing* (Dench 1970; Capuano Jr. 2016). Ketika *casing* terpapar pada lingkungan bertemperatur tinggi, *yield strength* akan menurun (Nicholson 1984). Selain itu, perubahan temperatur di dalam sumur dalam kondisi dinamis (produksi dan injeksi) dan dalam kondisi statis (*shut-in*) menyebabkan sumur mengalami perubahan tegangan kompresi akibat beban termal, yang menyebabkan kelelahan *casing* (Nicholson 1984).

Untuk meningkatkan kapasitas produksi, operator geotermal mempunyai dua opsi, yaitu pengeboran sumur baru atau mengaktifkan kembali sumur produksi geotermal yang sudah tua, rusak, dan terbengkalai. Berdasarkan studi eksplorasi dan pengeboran pengembangan geotermal di Indonesia, pengeboran sumur baru membutuhkan biaya yang cukup besar dengan berbagai asumsi seperti rasio keberhasilan, faktor teknis, faktor ekonomi, perizinan administratif, dan peraturan (Wahjosoedibjo dan Hasan, 2018; Purwaningsih dkk., 2017). Sebaliknya, penelitian lain menunjukkan bahwa mengaktifkan kembali sumur-sumur yang telah ditinggalkan, bisa bermanfaat dan biayanya lebih murah dibandingkan dengan mengebor

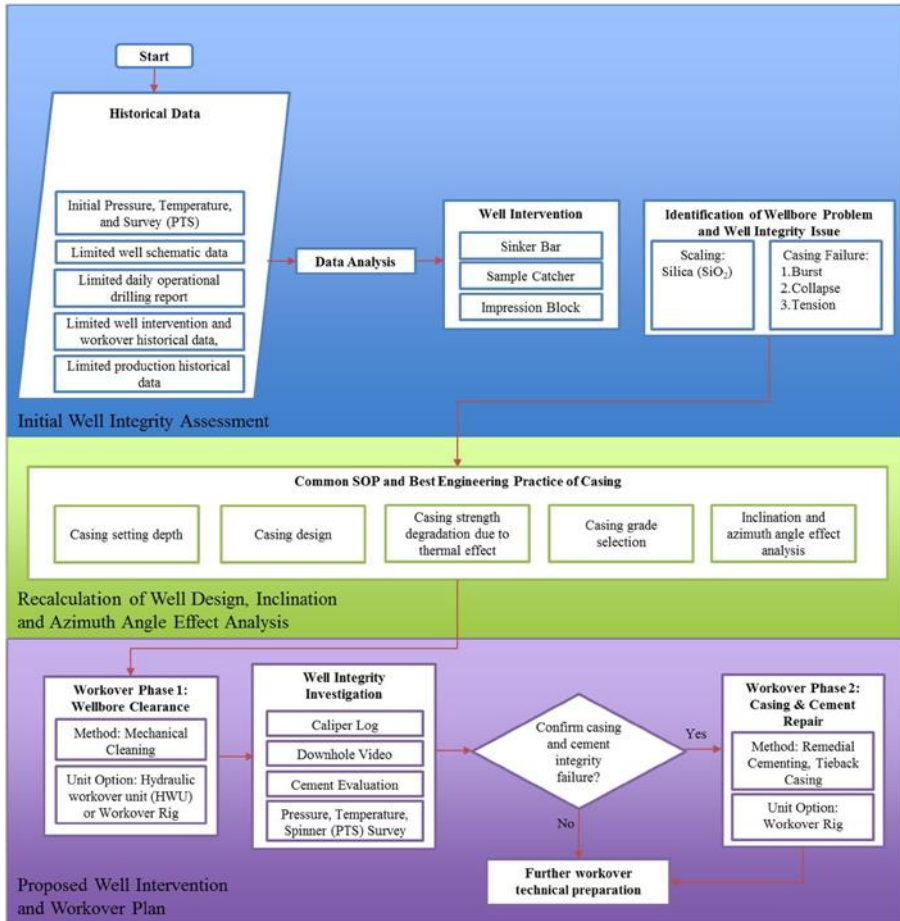
sumur baru jika perbaikan dan perawatan dilakukan dengan benar (Caulk dan Tomac 2017; Røksland dkk. 2017; Nian dan Cheng 2018a, b; Capuano Jr. 2016). Namun, integritas sumur merupakan aspek penting yang harus dievaluasi sebelum memulai kembali produksi dari sumur yang tua, rusak, atau telah ditutup dan ditinggalkan. Selain itu, sumur yang ditinggalkan kadang tidak memiliki akses karena tersumbat *scale*. *Scale* silika dan karbonat merupakan hal yang umum ditemukan dalam sistem geotermal (Thorhallsson 2006; McGee dan Smith 2016; Von Hirtz 2016). Berdasarkan statistik data sumur di industri, intervensi sumur dan operasi kerja ulang dengan pembersihan mekanis merupakan salah satu opsi realistis yang bisa dipertimbangkan untuk mendapatkan akses ke dalam sumur dan untuk menilai integritas sumur dari sumur yang ditinggalkan.

Perencanaan operasi sumur geotermal, baik pengeboran maupun intervensi sumur dan kerja ulang, lebih menantang, terutama untuk sumur-sumur tua yang telah ditutup selama bertahun-tahun. Selain lingkungan geotermal yang ekstrem, studi yang dilakukan oleh Marbun dkk. (2013) di lapangan geotermal di Indonesia menunjukkan bahwa kadang terjadi pembengkakan biaya dan waktu yang tidak produktif, terutama karena perencanaan dan manajemen yang tidak selalu tepat (Marbun dkk. 2015). Intervensi sumur dan perencanaan kerja ulang menjadi lebih kompleks dan sangat mahal ketika sumur tidak dipelihara dan dipantau dengan baik sebelum berhenti berproduksi, sehingga menimbulkan kesulitan untuk mengidentifikasi masalah sumur (Thorhallsson 2003). Tantangan lain yang umum dihadapi adalah terbatasnya data yang valid.

Gambar di bawah ini menjelaskan metodologi dalam melakukan penilaian awal untuk mengidentifikasi kegagalan *casing* pada sumur geotermal yang telah lama ditinggalkan sebelum diaktifkan kembali sebagai bagian dari intervensi sumur dan strategi perencanaan kerja ulang. Metodologi terdiri dari penilaian integritas sumur terkini dan perhitungan ulang konstruksi sumur aktual. Hasilnya akan digunakan untuk membuat usulan intervensi sumur dan rencana kerja ulang yang memenuhi faktor keteknikan dan keekonomian secara realistis dan terukur.

Metodologi ini membantu operator geotermal untuk memastikan bagaimana kondisi aktual sumur dan kemudian memilih keputusan, bagaimana cara untuk mengaktifkan sumur kembali. Rencana intervensi

sumur dan kerja ulang dapat dirancang dengan baik sesuai dengan hasil yang disajikan metode ini.



Gambar 9 Metodologi

2.2 Penentuan Kedalaman dan Desain *Casing* Sumur Produksi Geotermal

Casing mempunyai dua variabel dasar: penentuan kedalaman *casing* dan desain *casing*. *Casing* merupakan salah satu elemen pembatas sumur yang memainkan peran penting untuk integritas sumur geotermal. Semua beban internal dan eksternal yang dialami oleh *casing* sejak instalasi ke dalam sumur hingga fase akhir sumur, yang disebut *plug and abandonment (P&A)*, harus dihitung dengan tepat. Selain itu, *casing* harus mampu menahan lingkungan geotermal: temperatur tinggi, batuan dengan *compressive strength*

besar, formasi rekah, fluida korosif, dan tekanan di bawah jenuh. Oleh karena itu, spesifikasi *casing* harus ditentukan dengan tepat berdasarkan pertimbangan teknis dan ekonomis untuk mencapai integritas dan ketahanan sumur yang berkualitas tinggi mulai dari pengeboran dan penyelesaian, produksi, pemeliharaan (intervensi sumur, dan kerja ulang), konversi menjadi sumur injeksi atau sebaliknya, dan P&A. Kegagalan *casing* harus dihindari (Standards New Zealand, 2015; Kaldal dkk., 2015).

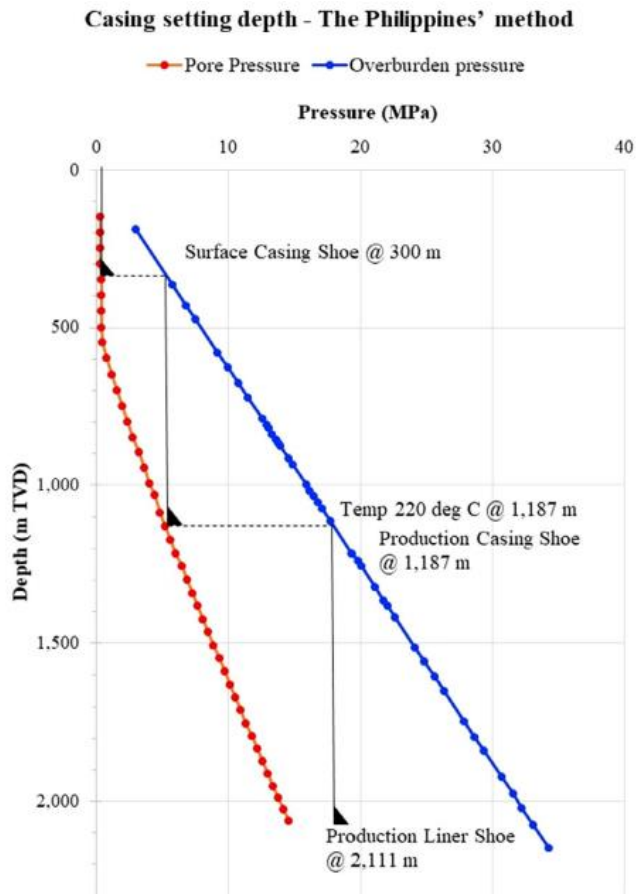
Terdapat tiga metode pengaturan kedalaman *casing* yang berbeda berdasarkan karakteristik sumur geotermal. Tiga metode tersebut adalah metode Selandia Baru, Islandia, dan Filipina.

Metode Selandia Baru diterapkan dengan asumsi bahwa sumur terisi uap, dan penentuan kedalaman minimum *casing* ditentukan berdasarkan kurva kedalaman titik didih (BPD) dan tekanan lapisan tudung (Standards New Zealand, 1991; Hossein-Pourazad, 2005). Metode lain - metode Iceland - digunakan pada sumur yang mengalir dengan mengasumsikan aliran dua fase di dasar sumur (Standards New Zealand, 1991; Hossein-Pourazad, 2005). Penentuan kedalaman minimum *casing* ditentukan berdasarkan kurva BPD dan tekanan fluida pengeboran. Kedua, metode Iceland mempertimbangkan kondisi yang paling mungkin terjadi untuk tekanan dan temperatur *downhole* sumur (Standards New Zealand, 1991; Hossein-Pourazad, 2005). Aliran dua fase terjadi di dalam lubang. Kedalaman pengaturan minimum *casing* ditentukan berdasarkan kurva BPD dan tekanan dari air murni.

Metode umum lainnya adalah metode Filipina. Metode ini digunakan pada reservoir geotermal dengan karakteristik dominasi air. *Casing shoe* zona produksi dipasang di bagian atas reservoir untuk mengisolasi reservoir dari akuifer dingin karena dapat menyebabkan kesulitan dalam memulai aliran fluida geotermal melalui sumur akibat penurunan tekanan yang cukup besar (Sarmiento, 2007).

Untuk mencegah hal ini, *casing shoe* produksi ditetapkan pada kedalaman dengan temperatur minimum 220 °C. Untuk mendesain penentuan kedalaman *casing*, tekanan pori dan lapisan batuan tudung diplot dalam grafik sebagai batas bawah dan atas. Selanjutnya, kedalaman dengan temperatur 220 °C ditentukan berdasarkan survei temperatur dari sumur sekitar atau simulasi temperatur dari sumur eksplorasi. Metode Filipina

hanya mempertimbangkan temperatur reservoir 220 °C untuk pengaturan kedalaman *casing* seperti yang dapat dilihat pada Gambar 10.



Gambar 10 Contoh penerapan Metode Philipina (Marbun, 2013)

Dapat dilihat pada Gambar 10 bahwa *surface casing* dan *production liner* ditetapkan dengan cara mengekstrapolasi garis ke atas dan ke bawah dari kedalaman casing produksi.

Beberapa lapangan geotermal Indonesia menggunakan metode Filipina. Namun, setelah studi secara komprehensif, disimpulkan bahwa metode ini tidak cukup cukup untuk diterapkan karena hanya mempertimbangkan satu parameter - suhu reservoir 220 °C, tetapi tanpa memperhitungkan faktor-faktor lain seperti kondisi geologi, litologi, risiko dan bahaya, potensi korosi, produksi, dan berbagai beban dalam setiap fase selama siklus hidup sumur.

Oleh karena itu, Marbun dkk. melakukan penelitian penentuan kedalaman dan desain *casing* yang lebih baik di lapangan geotermal di Indonesia, yang saling bergantung satu sama lain dan dilakukan secara iteratif berdasarkan pelajaran yang dipetik dari sejarah sumuran. Integritas sumur dapat menjadi lebih baik dan waktu pakai sumur dapat bertambah.

2.3 Desain Sumur Injeksi Geotermal

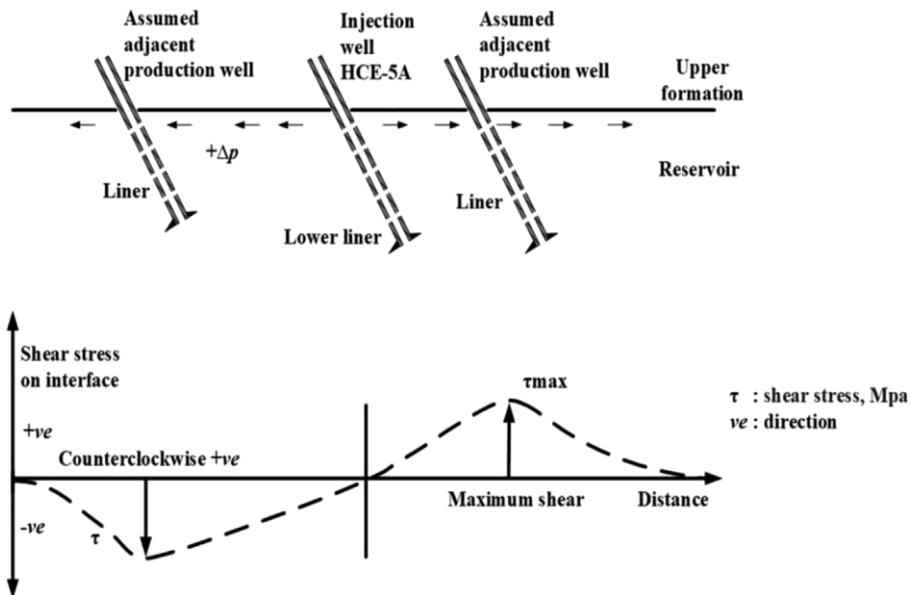
Casing atau *liner* adalah salah satu komponen integritas sumur dalam sumur injeksi geotermal. Gambar 10 menjelaskan berbagai beban dinamis bekerja pada *casing/liner*, termasuk beban internal seperti kondisi lubang sumur (misalnya, tingkat keparahan *dogleg/DLS*, sirkulasi yang hilang) dan beban eksternal seperti litologi dan dampak dari sumur sekitar, baik sumur produksi maupun sumur injeksi. Beban internal dan eksternal saling memengaruhi dan harus dihitung secara tepat, iteratif, dan terus-menerus untuk desain *casing/liner* selama masa pakai sumur. Gambar 12 menunjukkan skema penampang melintang dari lapisan injeksi bawah sumur injeksi dari atas dan samping.

Air dingin diinjeksikan dari permukaan ke dalam reservoir bertemperatur tinggi. Terjadi perpindahan air, gaya-gaya, dan tekanan akibat proses injeksi melalui *lower injection liner*, reservoir, hingga ke *liner* atau *casing* sumur produksi. Proses perpindahan panas terjadi antara air yang diinjeksikan dingin dengan formasi panas di sepanjang *lower injection liner* pada bagian reservoir dengan panjang, misalnya, 1301 m. Proses ini berpengaruh terhadap beban yang ditanggung oleh *liner*. Ketika operasi injeksi berhenti dan sumur ditutup sementara, temperatur sumur meningkat dan mencapai kesetimbangan. Tekanan terinduksi termal dan menyebabkan degradasi kekuatan *liner* injeksi bagian bawah hingga melebihi kekuatan luluh material dan menyebabkan deformasi plastis. Proses pemanasan-pendinginan dan perubahan temperatur yang tiba-tiba dan ekstrim pada sumur injeksi dapat menyebabkan kegagalan *liner* injeksi bagian bawah, termasuk pada bagian sambungan.

Selain beban akibat perubahan temperatur, faktor-faktor lain juga memengaruhi beban, seperti perbedaan tekanan (P_{iw} dan P_H), sifat korosif air yang diinjeksikan (pH dan zat korosif), dan beban lapisan tudung. Hal ini diperparah oleh dampak dari tingkat keparahan *dogleg* yang tinggi (DLS) dan

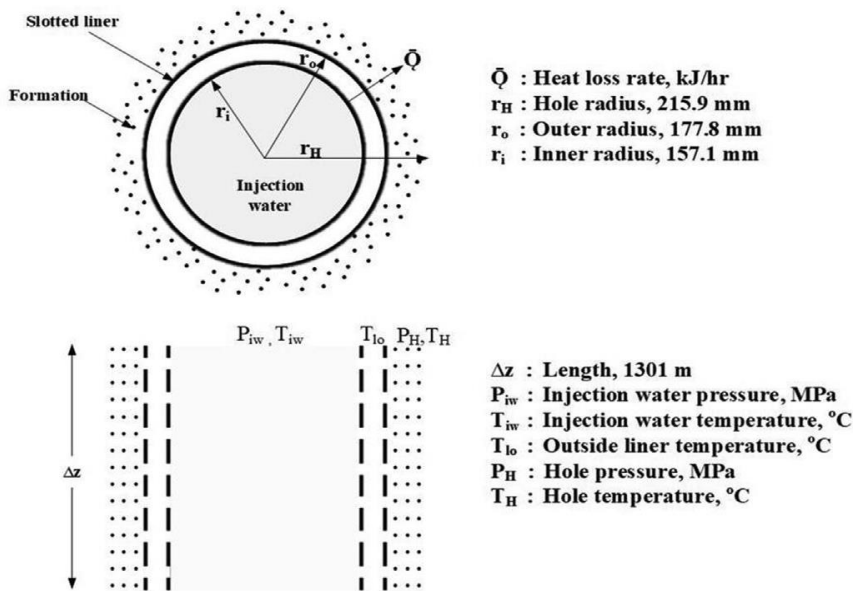
masalah pengeboran (seperti lubang yang sempit) yang meningkatkan beban yang dialami oleh lapisan injeksi bawah dan menurunkan kekuatan luluh.

Beban yang dialami oleh *liner* injeksi bawah dikonstruksi ulang dan dihitung ulang, dan level kekuatan luluh *liner* dievaluasi. Beban maksimum pada setiap operasi dipertimbangkan, tidak hanya saat pengeboran, tetapi juga selama uji alir, uji injeksi, operasi injeksi, intervensi sumur, dan kerja ulang. Khususnya, beban akibat perbedaan suhu antara air yang diinjeksikan dingin dan reservoir bersuhu tinggi yang menyebabkan tekanan tinggi pada liner harus disertakan dalam desain. Operasi injeksi berubah secara dinamis dengan berbagai laju dan beban dinamis. *Liner* injeksi bawah harus dirancang sesuai dengan rencana masa pakai sumur injeksi atau operasi di dalam sumur harus dirancang agar tidak melebihi beban maksimum yang dapat ditahan oleh *liner*.



Gambar 11 Overburden changing due to injection operation

Secara teoretis, ada banyak panduan untuk perhitungan beban, seperti Standar Selandia Baru (NZS 2403:2015). Sayangnya, pedoman ini sangat umum dan tidak dapat langsung diterapkan dalam kasus-kasus di lapangan, khususnya di Indonesia, sehingga diperlukan improvisasi yang benar dan tepat pada penerapan Standar Selandia Baru.



Gambar 12 Cross-section schematic of the lower injection liner

2.4 Improvisasi terhadap Standar Selandia Baru – Penerapan pada *Perforated Liner* Sumur Geotermal

Integritas perforated liner sangat penting dalam sumur produksi geotermal dan harus dirancang dengan baik sesuai dengan aplikasi di lapangan. Standar geotermal yang tersedia, seperti Standar Selandia Baru, NZS2403:2015, memberikan pembahasan umum, tetapi kurang terperinci tentang pertimbangan desain sistem *perforated liner* geotermal. Tabel 4 menjelaskan isi dan keterbatasan dari Standar Selandia Baru serta improvisasi yang dilakukan Marbun dan tim.

Subbab ini menjelaskan improvisasi untuk meningkatkan batasan NZS2403:2015 dengan menghitung dan mengevaluasi beban dinamis *perforated liner* selama empat fase: pengeboran lubang bor dan pemasangan *liner*, pengujian aliran, produksi yang berdiri sendiri, dan produksi selama operasi injeksi.

Analisis, perhitungan, dan evaluasi dari improvisasi ini dapat digunakan untuk memprediksi dan memperkirakan kegagalan *perforated liner* berlubang di sumur-sumur produksi geotermal. Studi ini bisa digunakan sebagai dasar untuk desain *liner* berlubang pada sumur-sumur di masa depan, dengan mempertimbangkan berbagai beban pada setiap fase operasi.

Jenis, spesifikasi, dan pola desain *perforated liner* harus dicatat, dievaluasi, dan dipersiapkan dengan baik untuk sumur berikutnya karena faktor-faktor ini memengaruhi kekuatan dan kinerja *liner* secara signifikan.

Tabel 4 Analisis dan Improvisasi NZS2403:2015

No. Recommendations in NZS2403:2015 [14]	Limitation of NZS2403:2015 [14]	Improvement based on best practices in this research
1. The expected subsurface conditions are assessed in well design process, including temperature and pressure profile, geological formation, lost circulation formation, and problem zones.	Subsurface conditions considered is too general since the anticipated maximum load varied according to the type of operations during the life cycle of the geothermal well.	Different temperature and pressure profiles from the four different phases were considered in the liner strength evaluation: (1) the borehole drilling and installation of the liner. At this stage, lost circulation and drilling break were already considered, (2) the flow testing, (3) the stand-alone production, and (4) the production during the injection operation of a nearby well. The geological formation, including the problems zones, such as lost circulation and drilling break, were identified and included in the perforated liner strength evaluation [15].
2. Casing or liner performance is calculated based on American Petroleum Institute (API) TR 5C3 [16] which considers effects including temperature, wear, and potential damage during installation.	Other crucial effects, dogleg severity (DLS) and drilling break, during liner installation, are not defined in the consideration.	The effect of high temperature and specific effects from the downhole condition, DLS and drilling break, were included in the perforated liner evaluation of the installation phase.
3. Maximum anticipated internal (burst) and external (collapse) pressure experienced by casing or liner are considered.	The maximum anticipated internal and external pressure are not defined in detail.	The maximum anticipated internal (burst) and external (collapse) pressure were identified in more detail in four different phases in this study [17–19]. The expected internal pressure from installation up to the production operation was included in the liner strength evaluation. The expected highest external pressure from injection operation was also included in the liner strength evaluation.
4. Casing and liner material are selected according to API Spec 5CT [20] and API Spec 5L [21].	The yield strength of the perforated liner should not only be determined by API Spec 5CT [20] and API Spec 5L [21]. A correction factor should be applied to the yield strength of the perforated liner.	The knowledge and experience of perforated liner design in steam-assisted gravity drainage (SAGD) well were included in yield strength calculation and evaluation since this type of well has more similarity to the geothermal well [22–24].
5. Exclusions of the following aspects: • Reservoir engineering and condition changes of the reservoir. • Equipment related to drilling and well operation activities. • The design, construction, and maintenance of any thrust frame.	The excluded aspects are crucial in liner design and strength performance evaluation.	The current reservoir condition and existing wells in the field, particularly the changes, were considered in well design and operation, including the drilling equipment until the liner design and evaluation. Additionally, the location and distance of the actual production and injection wells were also accounted for. Based on this actual strength performance of the liner, the well operations including injection operation parameter are mandatory to be revised to accommodate the yield strength reduction of the perforated liner. All these processes were performed iteratively to adjust the well design and operation according to the current reservoir and wells condition in the field.

3. EVALUASI INTEGRITAS SUMUR

3.1 Sumur injeksi CCS/CCUS

Indonesia adalah salah satu penghasil emisi gas rumah kaca terbesar di dunia (Sari et al., 2007). Emisi CO₂ pada tahun 2015 diperkirakan mencapai 435,5 Mt dan diproyeksikan meningkat menjadi lebih dari 800 Mt pada tahun 2035 (Tharakan, 2015). Hal ini menarik perhatian pemerintah untuk mengambil beberapa tindakan dalam mengurangi emisi CO₂. Berdasarkan Peraturan Presiden nomor 61 tahun 2011, pemerintah Indonesia berkomitmen untuk mengurangi emisi CO₂ sebesar 40% pada tahun 2020 (Presiden Republik Indonesia, 2011). Penangkapan dan Penyimpanan Karbondioksida (CCS) adalah solusi untuk memenuhi capaian tersebut. Namun, Indonesia belum memiliki pengalaman dalam melaksanakan proyek CCS. Melalui Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, pemerintah menunjuk tim proyek multi-disiplin yang terdiri atas badan regulasi, perguruan tinggi, perusahaan migas nasional, perusahaan layanan jasa, dan lembaga teknis serta institusi keuangan asing untuk mengembangkan proyek percontohan CCS yang pertama di Indonesia. Keberhasilan proyek ini akan memengaruhi masa depan CCS di Indonesia.

Berdasarkan studi pendahuluan yang dilakukan oleh tim bawah permukaan, lapangan Gundih dipilih karena lapangan ini memiliki sumber daya CO₂ dan memiliki sumur yang potensial untuk dikonversi menjadi sumur injeksi CO₂. Berdasarkan studi karakterisasi lapangan untuk aplikasi CCS, aspek-aspek berikut diinvestigasi sebelum memilih lapangan ini: kapasitas penyimpanan dan injektivitas, fasilitas yang ada untuk mendukung injeksi CO₂, lingkungan dan peraturan, pertimbangan sosial ekonomi dan penggunaan lahan, serta risiko (Kaldi dkk., 2009; Grataloup dkk., 2009). Sejak tahun 2013, lapangan Gundih telah memproduksi 60 MMSCF gas alam per hari yang mengandung hingga 21% CO₂. Proyek percontohan CCS Gundih bertujuan untuk mengangkut sekitar 30 ton CO₂ per hari (0,57 MMSCFD) dari pabrik gas ke lokasi injeksi dan penyimpanan yang diusulkan di lapangan Gundih dalam waktu dua tahun (Asian Development Bank (ADB), 2015). Sumur JPN-1 (Gbr. 13), yang dibor secara vertikal pada tahun 2007 adalah sumur gas eksplorasi yang ditutup dan ditinggalkan pada tahun 2008, dipilih sebagai kandidat untuk dikonversi menjadi sumur injektor CO₂. Sumur ini

ditinggalkan karena tidak ditemukan akumulasi gas yang signifikan pada saat dilakukan uji produksi sumur. CO₂ direncanakan akan diinjeksikan di formasi Ngrayong pada kedalaman 854-862 m dan reservoir akan dipantau selama dan setelah operasi injeksi. Sumur ini dilengkapi dengan empat interval *casing*, yaitu 20" *konduktor*, 13 3/8" *surface casing*, 9 5/8" *production casing*, dan 7" *liner*. Semuanya mempunyai koneksi tipe *American Petroleum Institute Buttress Thread Connection (API BTC)*.

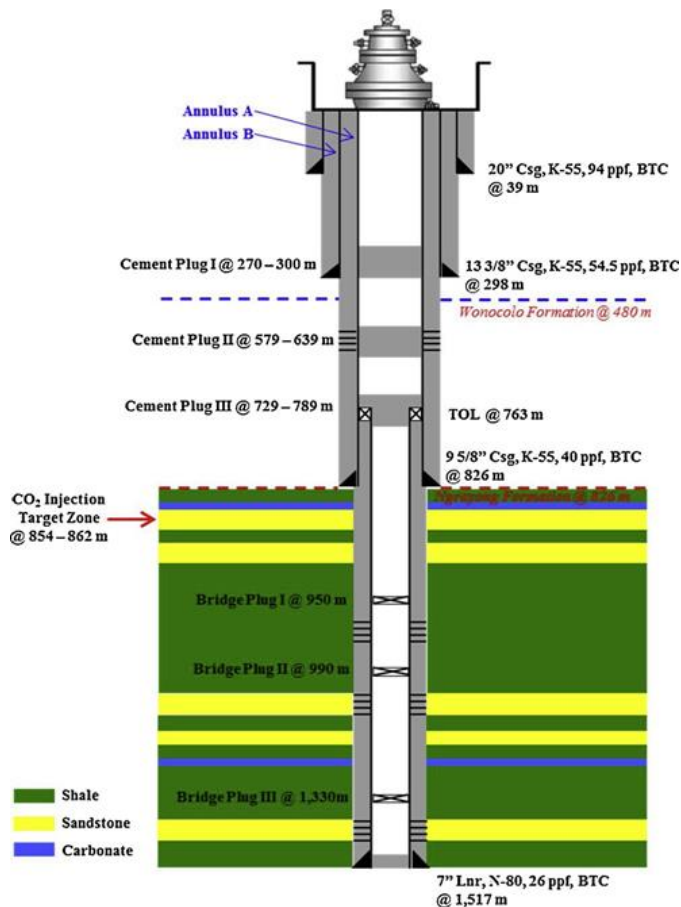
Proyek ini mengambil referensi dari aplikasi injeksi CO₂ pada proyek CCS Tomakomai di Jepang (Tanaka et al., 2017). Proyek Tomakomai bertujuan untuk menginjeksikan 250.000 ton CO₂ per tahun dalam waktu 4-5 tahun. Sumur injeksi dirancang untuk menahan aliran CO₂ selama periode injeksi. Baja tahan korosi CO₂ yang mengandung krom dan molibdenum dipilih untuk pipa *tubing* injeksi, *casing* 9-5/8", dan *liner* berlubang 7", yang memiliki kontak langsung dengan CO₂ yang diinjeksikan. Demikian pula, semen tahan CO₂ dipilih untuk mengisolasi anulus antara lubang 12-1/4 " dan *casing* 9-5/8 " untuk mencegah kebocoran CO₂ ke zona yang tidak diinginkan.

Proyek percontohan CCS Gundih dibagi menjadi dua tahap yang berurutan: 1) evaluasi integritas Sumur JPN-1 dan 2) modifikasi sumur dan injeksi CO₂, jika tidak ditemukan masalah dengan integritas sumur. Proyek percontohan ini menghadapi tantangan yang krusial. Salah satunya masalah integritas sumur, karena sumur ini sebelumnya didesain sebagai sumur eksplorasi konvensional. Berdasarkan evaluasi awal tim, *casing* dan semen tidak mampu menahan injeksi CO₂ karena sifat korosif dari CO₂. Selain itu, kepala sumur juga didesain untuk sumur konvensional dan rentan terhadap korosi. Setiap masalah, seperti misalnya kebocoran, dapat berdampak negatif. Dampak lingkungan, biaya mitigasi yang besar dan reputasi buruk akan ditanggung Perusahaan Operator dan Regulator (Bielicky et al., 2013), dan berdampak pada kelangsungan proyek CCS di Indonesia. Oleh karena itu, studi ini difokuskan pada evaluasi dan peningkatan integritas (fase 1) sumur sebelum mengubahnya menjadi sumur injektor CO₂ (fase 2).

Ada dua opsi yang dipertimbangkan dalam menerapkan proyek CCS ini: mengebor sumur baru atau mengonversi sumur migas konvensional yang telah ditutup dan ditinggalkan. Tim memutuskan opsi kedua. Namun, integritas sumur tersebut merupakan aspek penting yang harus dievaluasi

sebelum mengonversinya menjadi sumur injeksi CO₂. Hal ini terdiri atas beberapa hal yang akan dijelaskan selanjutnya.

3.2 Prediksi Korosi dan Pemilihan Material Tubing yang Sesuai Melalui Simulasi



Gambar 13 Skema Sumur JPN-1 pada saat berstatus ditinggalkan tahun 2008

1. Evaluasi kebocoran: laju dan komposisi gas serta sumber kebocoran.
2. Evaluasi casing dan semen dalam sumur.
3. Evaluasi hasil penyemenan remedial dan kondisi tubular (casing 9 5/8" dan liner 7").
4. Desain sumur injektor CO₂.

Gambar 13 menunjukkan prosedur operasional evaluasi integritas sumur (NTS, 2004). Sebelum melakukan operasi kerja ulang, dilakukan prosedur

persiapan di mana kondisi permukaan dievaluasi. Karena kebocoran ditemukan di permukaan, evaluasi menyeluruh dilakukan untuk memperkirakan laju gas, komposisi, dan titik kebocoran. Setelah itu, operasi kerja ulang dilakukan dan tiga sumbat semen dibor untuk mendapatkan akses ke kedalaman 950 m. Operasi *logging* dilakukan dua kali, yaitu sebelum dan sesudah operasi penyemenan *squeeze*, sehingga hasil operasi ini dapat dibandingkan. Selain itu, pencatatan kebisingan deteksi kebocoran akustik juga dilakukan untuk mendeteksi sumber kebocoran di dalam sumur. Akhirnya, setelah akuisisi data dan evaluasi integritas sumur, sumur ditutup sementara dan ditinggalkan.

Tabel 5 Pemodelan Kebocoran dan Integritas Sumur JPN-1

Input data for corrosion simulation in ECE* software.

ECE* software		Input data		Remarks
Conditions				
Temperature	T. Wellhead	40 °C	104 °F	CO ₂ injection criteria
	T. Bottom Hole	82 °C	180 °F	Highest temperature history in Well JPN-1
Pressure	P. Wellhead	100 bar	1,450 psia	CO ₂ injection criteria
	P. Bottomhole	235 bar	3,400 psia	Highest pressure history in Well JPN-1
Gas composition	CO ₂	99.5 mol %		CO ₂ injection criteria
	H ₂ S	0.00005 mol %		CO ₂ injection criteria
Other Components	NaCl	0 g/L		CO ₂ injection criteria
	Bicarbonate	0 ppm		CO ₂ injection criteria
Fluid				
Gas	Flowrate	0.57 MMSCFD		CO ₂ injection criteria
Water	Flowrate	0.17 m ³ /day		CO ₂ injection criteria
Tubing depth & well deviation angles				
Angles		0°		Vertical well
Tubing depth		950 m TVD		Depth of tubing installation

Evaluation of internal and external well integrity components in Well JPN-1.

Internal well integrity		External well Integrity	
Components	Available?	Components	Available?
Tubing	No	Cement	Yes
Casing	Yes (9-5/8" and 7")	Annular Fluids	No
Packers	No	Gas or fluid intrusion:	
Plugs	Yes (cement & bridge plugs)	- via micro annulus	Possible
Perforations	Yes (at 614.5 – 617.5 m)	- via cement channels	Possible
		- through cement pores	Possible
		- fracture systems	No

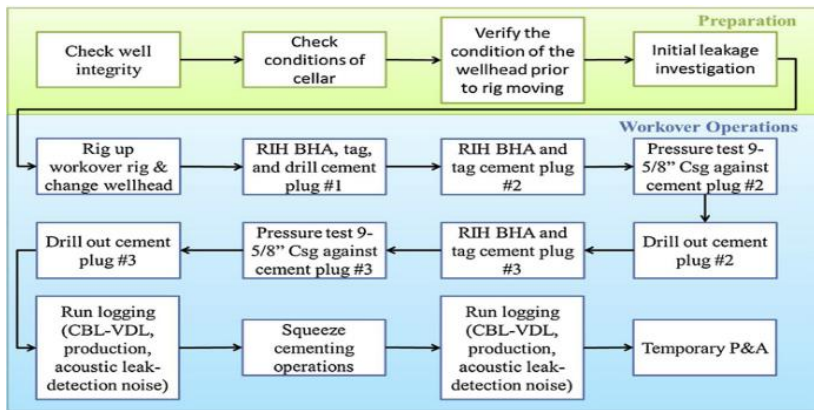
Gas bubble composition measured at surface wellhead.

Gas	Composition (% by volume)
O ₂	0.0
N ₂	16.85
CO ₂	0.15
H ₂ S	0.0
CH ₄	82.74
C ₂ H ₆	0.18
C ₃ H ₈	0.04
i C ₄ H ₁₀	0.04

¹

Bubble rate measurement at the surface of wellhead during visual investigation.

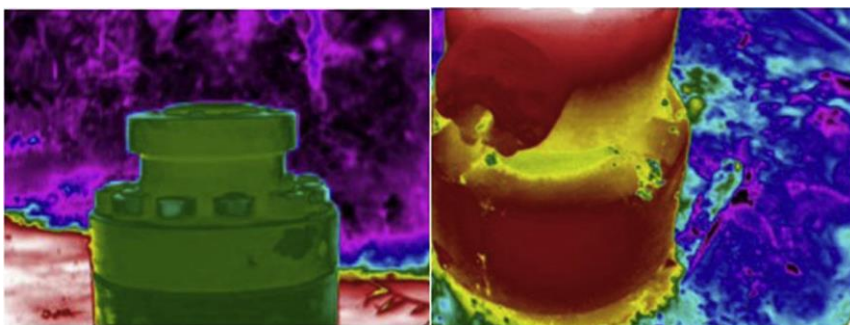
Bubble	Rate of bubbles (bubbles/min)	Average bubbles ID (inch)	Volume per bubbles (gas) (m ³)	Rate of bubbles (gas) (m ³ /min)
1	500	1.5	0.000029	0.015
2	2500	1.5	0.000029	0.072



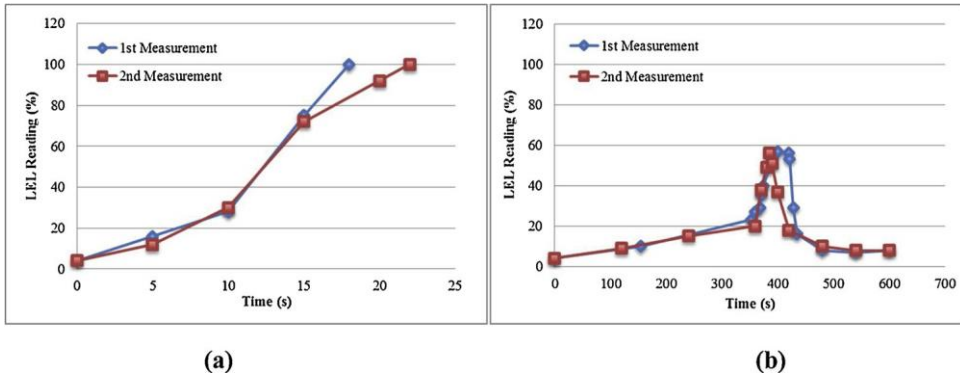
Gambar 14 Prosedur operasional evaluasi integritas sumur di Sumur JPN-1.



Gambar 15 Titik kebocoran yang terdeteksi di kotak *cellar* dan kepala sumur permukaan.



Gambar 16 Kebocoran gas hidrokarbon terdeteksi di sekitar permukaan kepala sumur dengan menggunakan kamera inframerah pendeteksi gas. Kebocoran gas diindikasikan oleh spektrum merah dan kuning.



Gambar 17 Hasil pengukuran LEL pada titik kebocoran (a) #4 dan (b) #5 di kepala sumur permukaan.

Tabel 6 Hasil pengukuran laju aliran kebocoran gas menggunakan *Alat Hi Flow Sampler*

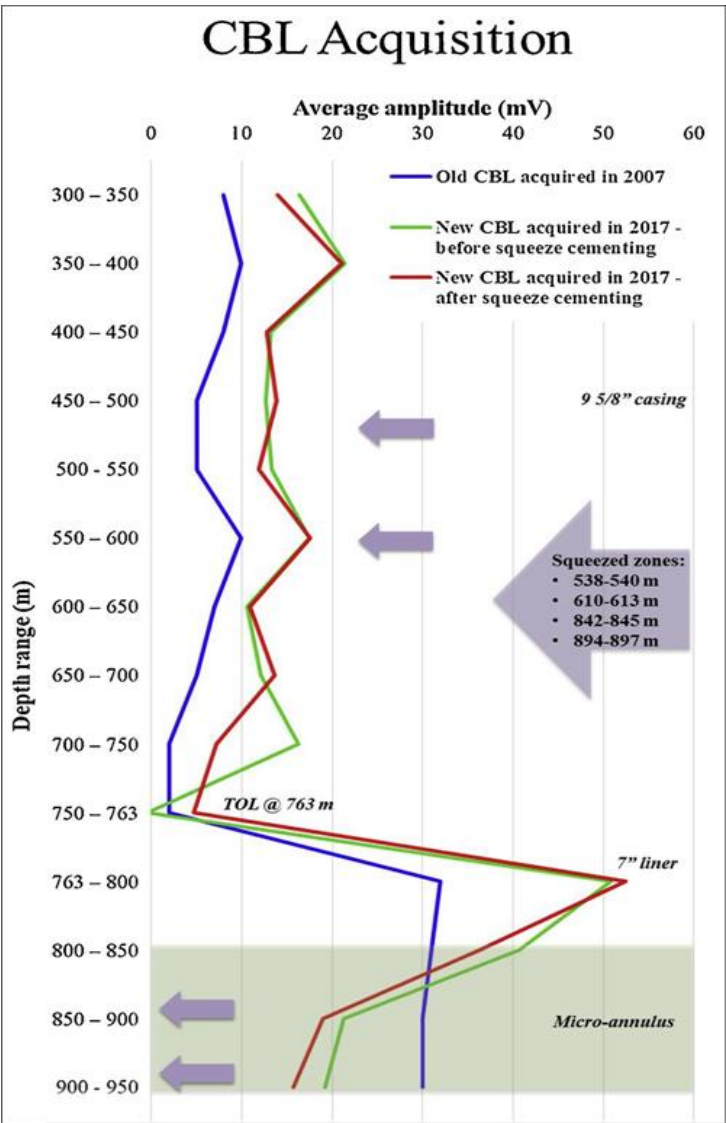
The result of gas leak flow rate measurement using *Hi Flow Sampler Apparatus* showing higher value than maximum allowable leak flowrate (see Fig. 3).

No.	Source of leak	Leak flowrate		Average leak flowrate (mm ³ /sec)	Maximum allowable leak flowrate (mm ³ /sec)
		(scf/min)	(mm ³ /sec)		
1	Leak Point #4 - Test #1	0.11	51,914	ca. 64,000	25,500
2	Leak Point #4 - Test #2	0.16	75,512		
3	Leak Point #5 - Test #1	0.126	59,465	ca. 45,000	36,000
4	Leak Point #5 - Test #2	0.063	29,733		

Tabel 7 Kalibrasi data CBL-VDL untuk selubung semen di luar casing 9-5/8" dan liner 7".

CBL-VDL data calibration for cement sheath outside 9-5/8" casing and 7" liner.

9-5/8" Casing		7" Liner	
Casing Weight	40.0 lbf	Casing Weight	26.0 lbf
Expected CBL Amplitude in Free Pipe Section (CBRA)	52 mV	Expected CBL Amplitude in Free Pipe Section (CBRA)	62 mV
Minimum Sonic Amplitude (100% cement)	1.69523 mV	Minimum Sonic Amplitude (100% cement)	1.41291 mV
Minimum Sonic Amplitude (80% cement)	3.36189 mV	Minimum Sonic Amplitude (80% cement)	3.01002 mV
CBL Corrected Factor	2.5	CBL Corrected Factor	2.5
Depth of Before Calibration (BDEP)	Not Recorded	Depth of Before Calibration (BDEP)	Not Recorded
CBL Adjustment Factor (CBAF: Before Calibration)	1	CBL Adjustment Factor (CBAF: Before Calibration)	1

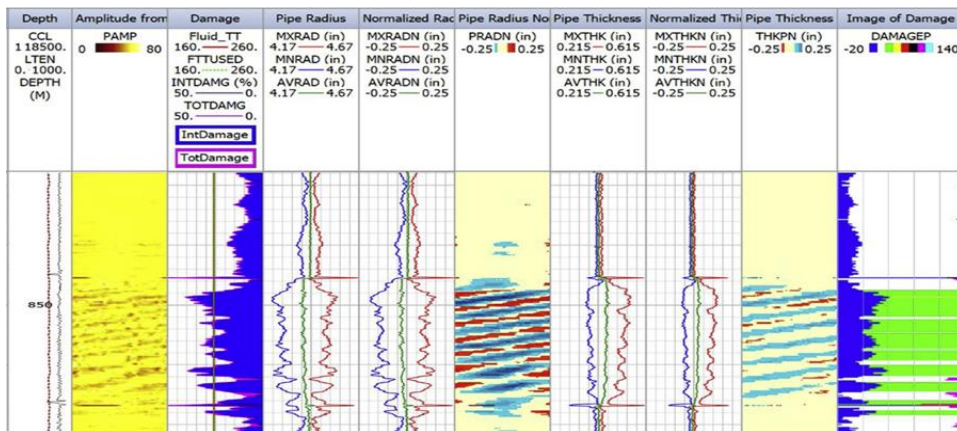


Gambar 18 Perbandingan CBL (akuisisi CBL lama vs CBL baru).

Tabel 8 Hasil perhitungan kualitas ikatan semen pada jarak 300-950m.

Calculation result of cement bonding quality at 300-950m.

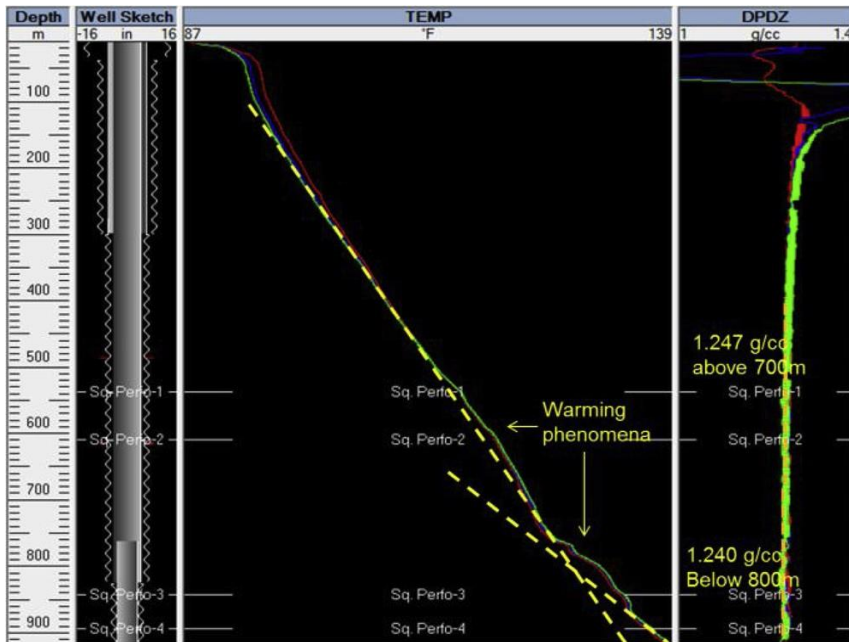
Free Pipe Amplitude Casing 9-5/8 in.				52 mV	
100% Cemented Amplitude Casing 9-5/8 in.				1.7 mV	
Free Pipe Amplitude Liner 7 in.				62 mV	
100% Cemented Amplitude Liner 7 in.				1.4 mV	
Depth Interval (m)	Average Amplitude (mV)	Attenuation Rate, A (dB/ft)		Bonding Index	Bonding Quality
		A	A (100% Cemented)		
300 – 350	8	5.42	9.90	0.55	Moderate
350 – 400	10	4.77	9.90	0.48	Moderate
400 – 450	8	5.42	9.90	0.55	Moderate
450 – 500	5	6.78	9.90	0.68	Good
500 - 550	5	6.78	9.90	0.68	Good
550 – 600	10	4.77	9.90	0.48	Moderate
600 – 650	7	5.81	9.90	0.59	Moderate
650 – 700	5	6.78	9.90	0.68	Good
700 – 750	2	9.43	9.90	0.95	Good
750 – 763	2	9.43	9.90	0.95	Good
763 – 800	32	1.91	10.98	0.17	Poor
800 – 850	31	2.01	10.98	0.18	Poor
850 – 900	30	2.10	10.98	0.19	Poor
900 - 950	30	2.10	10.98	0.19	Poor



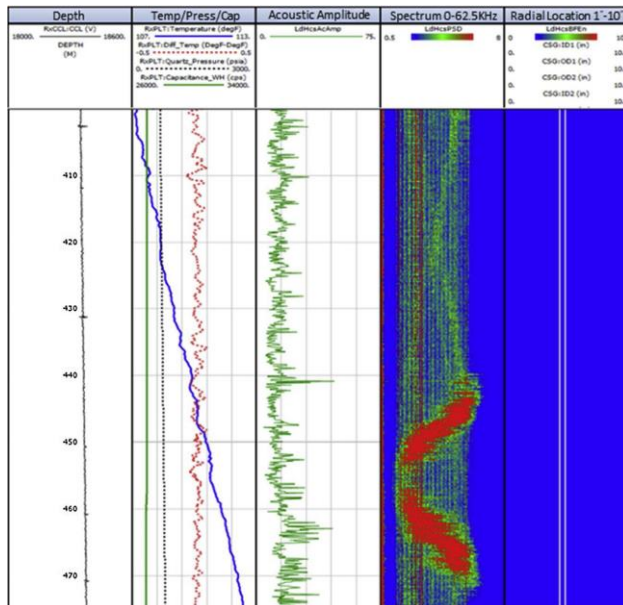
Gambar 19 Contoh log inspeksi casing pada kedalaman 840m - 860m.

Tabel 9 Rangkuman hasil log produksi

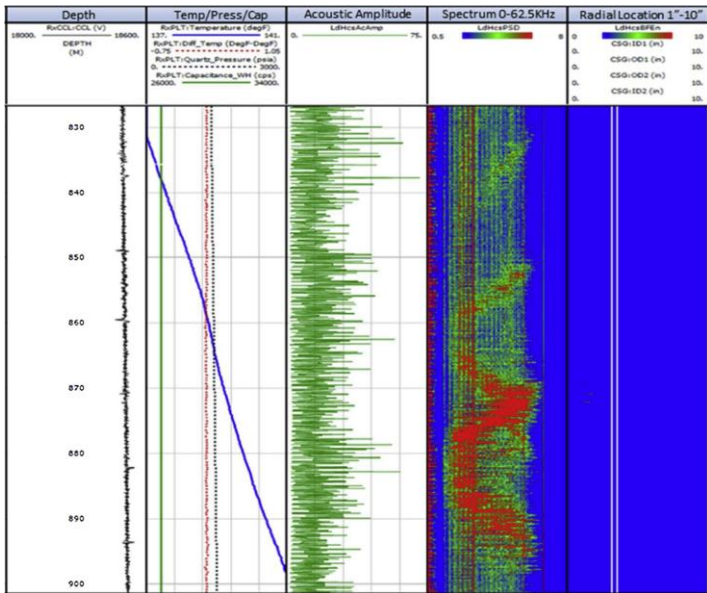
Run	Data Quality	Spinner Observation	Temperature Observation	Pressure Observation	Capacitance Observation
1 st	Good	No flow	Close to geothermal gradient. Cooling temperature anomaly identified at around 615 m, in front of lower Wonocolo formation may be due to the fluid intake. Besides, the temperature anomaly identified just below casing shoe around 305 m may indicate an activity.	Hydrostatic pressure gradient. Well is stable	Well is filled with liquid
2 nd	Good	No flow	Close to geothermal gradient. No indication of temperature anomaly across 305 m with respect to what was observed in the 1 st run. Temperature deflection observed across 770 m was attributed to the completion change.	Hydrostatic pressure gradient. Well is stable	Well is filled with liquid
3 rd	Good	No flow	Close to the geothermal gradient. Temperature profile as mostly warming over time than the 2 nd run.	Hydrostatic pressure gradient. Well is stable	Well is filled with liquid
4 th (after squeeze)	Good	No flow	Close to geothermal gradient. Heating temperature was indicated across squeezed perforation intervals. Temperature observed across several logging days was impacted by the time from circulation to logging.	Hydrostatic pressure gradient. Well is stable	Well is filled with liquid



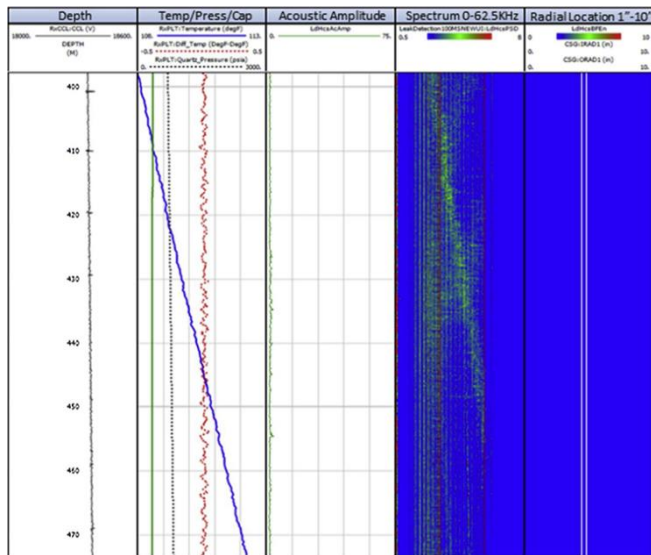
Gambar 20 Fenomena kenaikan temperatur di bawah 800 m



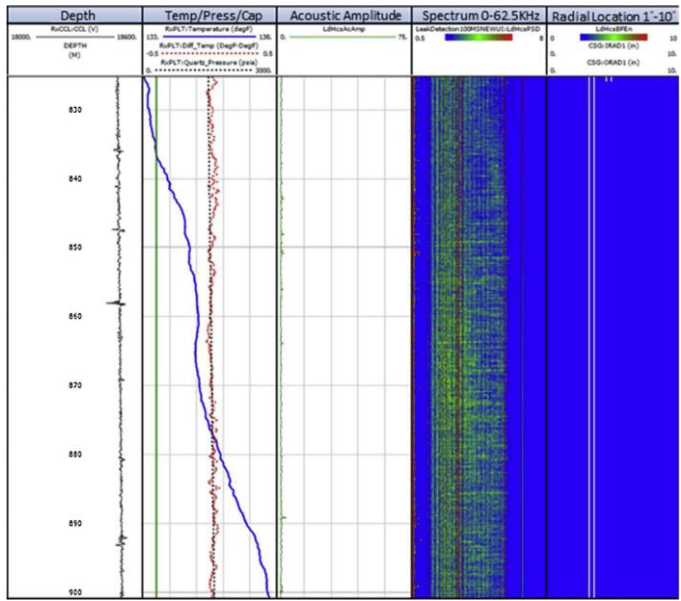
Gambar 21 Dynamic down log pada ketinggian 400-470 m (sebelum squeeze cementing).



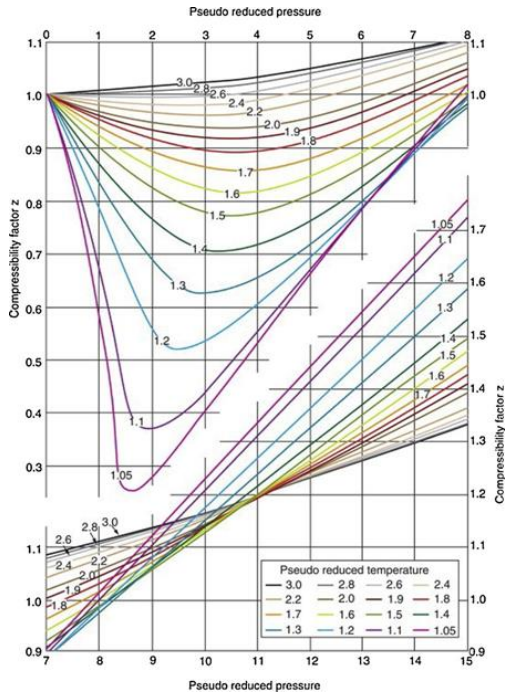
Gambar 19 Dynamic down log at 830–900 m (sebelum squeeze cementing)



Gambar 20 Dynamic down log at 400–470 m (sesudah squeeze cementing)



Gambar 21 Dynamic down log at 830–900 m (setelah squeeze cementing).



Gambar 25 Standing and Katz's compressibility factor of natural gas (Standing and Katz, 1941; Bellarby, 2009).

Tabel 10 Perhitungan laju alir gas pada titik kebocoran.

Parameter	Value	Remark
Leak depth	881 m	Temperature and noise logging
Temperature @ leak depth	330.05 K	Geothermal gradient
Pressure @ leak depth	12224.4 kPa	Hydrostatic pressure (well static)
P_{pc}	4640.17 kPa	Methane critical pressure
T_{pc}	190.6 K	Methane critical temperature
P_{pr}	2.63	Calculated
T_{pr}	1.7	Calculated
Z factor	0.89	Fig. 13
Gas rate 1 @ surface	0.0145 m ³ /min	Table 3
Gas rate 2 @ surface	0.1448 m ³ /min	Table 3
Gas rate 1 @ leak depth	0.0015 m ³ /min	Calculated
Gas rate 2 @ leak depth	0.0076 m ³ /min	Calculated

Tabel 11 Hasil setelah evaluasi integritas sumur dan operasi kerja ulang yang dilakukan di Sumur JPN-1.

Criteria plan	Results
1 CBL amplitude maximum of 10 mV	Squeeze cementing reduced the CBL amplitude and but did not succeed to achieve maximum 10 mV
2 No micro-annulus and channeling.	Analysis showed indication of the presence of micro-annulus, particularly cement sheath behind 7" liner
3 Cement distributed evenly 360 degrees based on cement logging evaluation	The logging showed the cement was evenly distributed in all squeeze zones
4 Casing thickness was not less than 90% initial casing thickness according to the technical specification; no casing deformity; correct casing internal diameter as per specification	Logging results and analysis showed the thickness reduction, increase casing internal diameter radius, and internal damage, particularly for 7" liner (up to 41% internal damage)
5 Casing can hold pressure test according to the recommendation from cementing	After squeeze cementing operation, pressure test was performed and the result showed that the 9-5/8" casing and 7" liner can hold the pressure. However, after running the production and noise logging tool, leakages were observed.

Awalnya, tim berencana untuk mengebor *bridge plug* untuk mendapatkan akses ke target kedalaman (TD) sumur di 1.517 m. Evaluasi integritas sumur ditujukan untuk seluruh kedalaman sumur untuk memastikan sumber kebocoran dan untuk memeriksa kondisi terakhir dari *casing* 9 5/8" dan *liner* 7". Namun karena keterbatasan kapasitas *rig*, kerja ulang hanya dilakukan sampai kedalaman 950 m di *upper bridge plug* 1.

3.3 Prediksi Korosi dan Pemilihan Material Pipa

Korosi adalah salah satu masalah umum dalam integritas sumur terutama dalam sumur injektor CO₂. CO₂ akan bereaksi dengan baja dan air dan membentuk asam karbonat. Korosi CO₂ menyebabkan kehilangan logam yang signifikan dan efeknya meningkat secara signifikan dengan kenaikan temperatur (Chambers et al., 2010). Korosi tegangan, yang dikombinasikan dengan tekanan mekanis dan kondisi korosif, juga dapat terjadi pada sumur CCS dan menyebabkan keretakan pada material pipa. Selain itu, erosi-korosi yang diakibatkan oleh laju aliran CO₂ yang tinggi dapat menyebabkan

kerusakan yang lebih cepat pada material dinding (IEAGHG, 2010). Dengan demikian, korosi yang tidak diprediksi dalam sumur injektor CO₂ dapat menyebabkan kegagalan *casing* dan/atau *tubing* yang parah dan dapat memengaruhi proyek percontohan ini.

Sumur JPN-1 sebelumnya didesain untuk sumur konvensional tanpa mempertimbangkan keberadaan CO₂. Oleh karena itu, sebelum mengonversi sumur, integritas dari penyelesaian yang ada terhadap korosi harus dievaluasi, atau pemilihan material tubing yang tepat harus dilakukan jika penyelesaian yang ada tidak dapat menahan injeksi CO₂.

Studi korosi dan pemilihan material tubing dilakukan pada awal proyek untuk mengevaluasi penyelesaian Sumur JPN-1. Perangkat lunak Electronic Corrosion Engineer® (ECE®) (Wood Group Intetech Ltd., 2019) digunakan untuk memprediksi laju korosi dari dua skenario yang digunakan dalam studi ini. Sebuah studi dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak yang sama untuk mendesain pipa di sumur gas produksi lepas pantai (Marbun et al., 2015). Berdasarkan kriteria awal evaluasi keteknikan, misalnya analisis nodal dan fluida, analisis korosi pada sumur injektor CO₂ lebih rumit dibandingkan dengan sumur migas konvensional. Namun, karena keterbatasan dalam proyek ini, metode serupa dilakukan dalam studi ini. Studi korosi eksperimental lainnya pada sumur CCS dilakukan oleh Gawel dkk. (2017) dimana analisis dilakukan pada bagian potongan casing dan semen yang diambil dari sumur CCS yang telah ditinggalkan (Gawel dkk., 2017). Studi ini memberikan wawasan tentang dampak nyata dari korosi CO₂ pada material *casing* yang terbuat dari bahan 13Cr dan semen. Informasi ini juga diperhitungkan dalam penelitian ini untuk memutuskan apakah akan menggunakan material kromium atau material dengan CRA yang lebih tinggi pada sumur CCS.

Skenario pertama mempertimbangkan pemasangan pipa baja karbon yang baru dengan kandungan kromium 1,2%, sedangkan skenario kedua mempertimbangkan penggunaan pemasangan pipa baru dengan berbagai material CRA yang lebih tinggi. Menurut standar Norsok M-001 dan kriteria yang ditetapkan dalam proyek ini, laju korosi yang diizinkan adalah 2 mm/tahun (NTS, 2002).

Berdasarkan analisis awal, rencana kapasitas injeksi, dan *American Petroleum Association (API) Specification 5 CT*, baik *tubing* 4.5" maupun 5"

dapat dipasang pada *liner* 7" di Sumur JPN-1. Dalam studi ini, kedua ukuran *tubing* tersebut dipilih dalam simulasi semua skenario. Berdasarkan hasil simulasi, skenario 1 tidak memenuhi persyaratan proyek injeksi CO₂ selama 2 tahun karena waktu ketahanan korosi untuk pipa baja karbon dengan kandungan kromium 1,2% adalah sekitar 1 tahun. Hal ini jelas mengindikasikan bahwa diperlukan material dengan ketahanan korosi yang lebih tinggi (CRA) untuk memenuhi persyaratan durasi injeksi. Skenario 2 menghasilkan waktu ketahanan korosi yang dapat diterima untuk pemasangan pipa CRA baru dengan berbagai material CRA termasuk 22 Cr Duplex, 25 Cr Duplex, Alloy 28, Alloy 825, Alloy 2550, dan Alloy C276. Berdasarkan pilihan material CRA yang tersedia pada skenario 2, disimpulkan bahwa pipa baru yang optimum untuk dipasang adalah 4,5" atau 5" dari material pipa 22 Cr Duplex. Material 15 Cr Duplex sebenarnya juga memenuhi kriteria. Namun, karena kondisi integritas sumur saat ini di mana keberadaan *barrier* sangat minim, tim mempertimbangkan material CRA yang lebih tinggi, yaitu 22 Cr Duplex.

3.4 Investigasi Kebocoran Awal

Saat melakukan inspeksi visual di permukaan, beberapa kebocoran teramati. Diduga gelembung-gelembung tersebut berasal dari kepala sumur. Masalah ini diselidiki lebih lanjut karena kebocoran merupakan masalah krusial dalam sumur injeksi CO₂ karena dapat menyebabkan masalah lingkungan yang parah jika CO₂ yang diinjeksikan bocor ke permukaan atau sumber air tanah (Zhang dan Bachu, 2010). Oleh karena itu, investigasi dan analisis kebocoran awal dilakukan untuk mengkonfirmasi sumber kebocoran di Sumur JPN-1 dan untuk merencanakan tindakan perbaikan sebelum mengubah sumur tersebut menjadi sumur injeksi CO₂. Secara umum, kebocoran dapat disebabkan oleh beberapa hal, termasuk *casing*/lubang anulus yang tidak disemen dengan baik, kegagalan *casing*, kegagalan penutupan sumur, dan degradasi sumur karena usia (terutama untuk sumur yang dikonversi). (Zhang dan Bachu, 2010; Bachu dan Watson, 2009). Gas dapat mengalir melalui antarmuka antara material yang berbeda seperti antarmuka *casing-cement*, antarmuka *casing-plug* atau *packer*, atau antarmuka semen-formasi (Celia et al., 2007; Nygaard, 2010). Gas juga dapat bocor melalui pori-pori semen atau rekahan semen. Selain itu, kegagalan *casing* dan perforasi juga dapat menjadi jalur kebocoran. Salah satu atau beberapa

kemungkinan kebocoran tersebut dapat terjadi pada Sumur JPN-1 karena sumur ini telah ditanggihkan selama delapan tahun tanpa pemantauan yang memadai.

Untuk menentukan metode investigasi kebocoran yang dapat digunakan untuk Sumur JPN-1, komponen integritas sumur internal dan eksternal yang ada diidentifikasi. Kemungkinan jalur kebocoran dari sumur internal dapat melalui kegagalan *casing*, antarmuka *casing*, atau perforasi. Di sisi lain, kemungkinan jalur kebocoran dari sumur eksternal dapat melalui antarmuka formasi semen-batu, mikro-annulus, saluran semen, atau pori-pori. Berdasarkan analisis awal ini, kerja ulang dan pekerjaan perbaikan direncanakan.

Pengukuran gas di permukaan dilakukan untuk mengidentifikasi laju dan komposisi gas. Pengukuran gas dilakukan dalam dua tahap: sebelum dan sesudah drainase *cellar*.

3.4 Sebelum Drainase *Cellar*

Pengukuran gas sebelum drainase *cellar* bertujuan untuk memperkirakan diameter rata-rata gelembung, laju gelembung, dan komposisi gas. Tabel 5 menunjukkan pengukuran laju gelembung di permukaan. Komposisi gas diukur dengan menggunakan instrumen pengambilan sampel. Dua *inverted glass* silinder yang dipasang dengan *rubber floating ring* diikat dan diletakkan di atas air di bagian atas ventilasi gelembung. Dua ventilasi dengan katup dipasang di bagian atas setiap gelas silinder. Salah satu ventilasi dihubungkan ke alat pengukur gas dengan tabung karet. Tabel 5 menunjukkan komposisi gelembung gas di permukaan.

3.5 Setelah Drainase *Cellar*

Pengukuran gas setelah drainase *cellar* bertujuan untuk menyelidiki titik-titik kebocoran gas di permukaan. Gbr. 15 menunjukkan delapan titik kebocoran setelah drainase *cellar* yang ditunjukkan dengan angka merah. Ditemukan bahwa di permukaan terdapat dua titik kebocoran dari *spool* kepala *casing* (titik kebocoran #4 dan #5) dan enam titik kebocoran dari sekeliling kepala sumur.

Selanjutnya, kamera inframerah pendeteksi gas digunakan untuk memvisualisasikan kebocoran gas yang tersebar di sekitar kepala sumur dan kotak *cellar*. Kamera ini memvisualisasikan gas hidrokarbon dengan spektrum warna yang cerah. Gbr. 16 menunjukkan contoh keberadaan gas hidrokarbon di sekitar kepala sumur, yang ditunjukkan oleh spektrum merah dan kuning.

Pengukuran gas kemudian dilakukan untuk mengukur konsentrasi batas eksplosif bawah (LEL) dan laju aliran gas dari titik-titik kebocoran. Namun, pengukuran hanya dapat dilakukan pada titik kebocoran #4 dan #5 dan tidak dapat dilakukan pada titik-titik lainnya karena gas yang bocor segera tersebar di udara pada titik-titik tersebut. Gbr. 17 menunjukkan hasil pengukuran LEL. Gas yang bocor dari titik kebocoran #4 mencapai 100% LEL dalam waktu 18 hingga 22 detik, yang berarti bahwa akumulasi metana telah mencapai 8% LEL. Dapat disimpulkan, kondisi ini tidak aman untuk operasi apa pun, terutama untuk injeksi CO₂. Laju aliran kebocoran gas diukur dengan menggunakan *Hi-Flow Sampler Apparatus*. Hal ini bertujuan untuk menyelidiki laju kebocoran yang diperbolehkan menurut API 6D/ISO 5208, yang diterapkan pada kepala sumur. API 6D/ISO 5208 menyarankan bahwa laju kebocoran gas maksimum yang ditolerir untuk Rate D (katup duduk logam yang diaplikasikan pada kepala sumur) adalah 30 kali diameter nominal (DN) dari titik kebocoran (American Petroleum Institute (API), 2008). Tabel 6 merangkum hasil pengukuran laju aliran. Titik kebocoran #4 memiliki DN 850 mm³ /detik, sedangkan titik kebocoran #5 memiliki DN 1.200 mm³ /detik. Ini berarti bahwa laju kebocoran gas maksimum yang diizinkan (30 x DN) adalah 25.500 mm³ /detik untuk titik kebocoran #4 dan 36.000 mm³ /detik untuk titik kebocoran #5. Berdasarkan pengukuran laju alir, laju alir kebocoran gas rata-rata pada titik kebocoran #4 dan #5 melebihi laju alir kebocoran maksimum yang diizinkan. Dengan demikian, menurut API 6D/ISO 5208, kepala sumur JPN-1 tidak layak untuk sumur injeksi CO₂.

Setelah pengukuran gas di permukaan, investigasi lebih lanjut dilakukan untuk memperkirakan secara kasar sumber dan kedalaman gas yang bocor dengan menganalisis data log lumpur dari laporan pengeboran. Perkiraan tersebut didasarkan pada prediksi PVT di permukaan dan di kedalaman sumber untuk mendapatkan estimasi konsentrasi gas di kedalaman sumber. Berdasarkan hasil kromatografi gas dari data *log* lumpur, gas diamati berada pada kedalaman 110 - 1.518 m dengan konsentrasi sekitar 200.000 - 400.000

ppm. Perkiraan ini digunakan sebagai indikasi bahwa intrusi gas yang ditemukan di permukaan kemungkinan besar berasal dari formasi batuan yang ditembus selama pengeboran.

3.6 Evaluasi Kualitas Ikatan Semen

Operasi kerja ulang dilakukan untuk membuka dan mengebor sumbat semen sehingga memberikan akses ke kedalaman 950 m, dan operasi pemboran sumur dilakukan untuk memeriksa kondisi casing semen. Berdasarkan data historis dan data terbaru yang diperoleh setelah operasi logging (CBL-VDL), kualitas ikatan semen dievaluasi untuk menentukan zona-zona yang akan digunakan untuk operasi penyemenan *squeeze*. Tingkat atenuasi dihitung dengan menggunakan Eq. 1 dan selanjutnya, sedangkan indeks ikatan dihitung dengan menggunakan Eq. 2 (Nelson, 1990). Data pada Tabel 7 digunakan untuk kalibrasi dan investigasi CBL (CBL lama yang diperoleh selama operasi pengeboran pada tahun 2007 yang ditunjukkan pada Gambar 6 digunakan untuk menghitung indeks ikatan.

$$A = \frac{20}{1} \log \frac{E}{E_{fp}}$$

$$BI(x) = \frac{A(x)}{A(100\% \text{ disemen})}$$

Tabel 8 menunjukkan hasil perhitungan indeks ikatan. Nilai indeks ikatan yang lebih rendah dari 40% diklasifikasikan sebagai ikatan semen yang buruk, sedangkan nilai yang lebih besar dari 60% dianggap sebagai ikatan semen yang baik. Berdasarkan evaluasi indeks ikatan, dari permukaan hingga kedalaman 763 m, semen mengisi annuli di luar casing 9-5/8". Pada kedalaman ini, pembacaan amplitudo CBL lama berada di bawah 20 mV, yang diklasifikasikan sebagai kualitas ikatan sedang hingga baik untuk selubung semen di luar casing 9-5/8". Dari 763 m hingga 950 m, khususnya pada zona *interest* untuk injeksi CO₂, kualitas ikatannya buruk. Pada interval ini, pembacaan amplitudo CBL lama mencapai maksimum 32 mV.

Karena CBL lama diakuisisi pada tahun 2007, CBL baru diakuisisi kembali untuk memeriksa kondisi semen terkini pada tahun 2017. Gbr. 18 menunjukkan CBL baru yang diakuisisi pada tahun 2017 sebelum penyemenan *squeeze*. Di sisi lain, pembacaan LEL dari titik kebocoran #5

tidak mencapai 100% LEL atau potensi pembakaran minimumnya setelah pengukuran 10 menit; sebaliknya, LEL stabil pada akuisisi CBL baru, pembacaan amplitudo secara umum lebih tinggi daripada CBL lama. Terdapat perbedaan yang signifikan antara akuisisi CBL lama dan baru. Hal ini disebabkan oleh perbedaan perusahaan jasa yang melakukan operasi logging pada tahun 2007 dan 2017. Selain itu, hal ini mungkin menunjukkan degradasi selubung semen di belakang casing selama bertahun-tahun ditinggalkan. Berdasarkan evaluasi VDL, ditemukan adanya micro-annulus di belakang liner 7" pada kedalaman 800-950 m. Diduga terdapat kebocoran selubung dan semen akibat adanya micro-annulus pada kedalaman interval ini. Berdasarkan analisis CBL-VDL, program penyemenan remedial diperlukan untuk Sumur JPN-1 untuk meningkatkan kualitas ikatan semen.

3.6.1 Penyemenan Remedial

Berdasarkan evaluasi selubung semen, program penyemenan *squeeze* dilakukan untuk memperbaiki ikatan semen, yang difokuskan pada interval kedalaman di atas dan di bawah kedalaman target injeksi CO₂ (854-862 m). Selain itu, meskipun ikatan semen yang baik di belakang casing 9-5/8", dua zona *squeeze* juga direncanakan untuk memperbaiki ikatan semen di atas perforasi yang ada pada 538-540 m dan 610-613 m (Tabel 12).

Tabel 12 Program penyemenan *squeeze* di Sumur JPN-1.

Squeeze cementing program in Well JPN-1.

Squeeze Zone	Depth Interval	Objective
Squeeze #1	538 - 540 m	Improve cement bonding above the uppermost perforation (614.5 - 617.5 m)
Squeeze #2	610 - 613 m	Improve cement bonding above the uppermost perforation (614.5 - 617.5 m)
Squeeze #3	842 - 845 m	Repair cement bonding above injection target depth (854 - 862 m)
Squeeze #4	894 - 897 m	Repair cement bonding below injection target depth (854 - 862 m)

Alat *logging* dijalankan di Sumur JPN-1 untuk mengevaluasi kualitas semen setelah operasi penyemenan *squeeze*. Alat ini merekam serangkaian data *log* sonik termasuk amplitudo CBL, bentuk gelombang CBL, dan gambar distribusi semen. Persyaratan minimum kualitas semen untuk tujuan injeksi CO₂ yang ditetapkan oleh tim adalah: 1) amplitudo CBL maksimum 10 mV, 2) tidak ada micro anulus dan *channeling*, dan 3) semen terdistribusi merata 360 derajat berdasarkan evaluasi log semen. Gbr. 21 hingga Gbr. 24

menunjukkan perbandingan perbedaan amplitudo CBL sebelum dan sesudah penyemenan squeeze.

Menurut interpretasi CBL yang ditunjukkan pada Gbr. 21, penyemenan *squeeze* pada zona *squeeze* #1 mengurangi amplitudo hingga 20 mV. Kisaran amplitudo pada interval kedalaman ini adalah sekitar 7-15 mV, yang diklasifikasikan sebagai ikatan semen yang baik hingga cukup. Namun, pengurangan amplitudo tidak signifikan pada zona *squeeze* #2 karena amplitudo sejak awal sudah rendah. Kisaran amplitudo sekitar 5-20 mV, yang diklasifikasikan sebagai ikatan semen yang baik hingga cukup baik. Pada zona *squeeze* #3, log menunjukkan pengurangan amplitudo yang paling signifikan hingga 40 mV di depan perforasi. Namun demikian, menunjukkan pengurangan amplitudo yang paling signifikan hingga 40 mV di depan perforasi. Namun demikian amplitudo menunjukkan semen yang cukup baik hingga buruk, sekitar 10-30 mV. Pada zona *squeeze* #4, hasilnya menunjukkan pengurangan amplitudo yang signifikan hingga 35 mV. Meskipun terjadi pengurangan amplitudo yang signifikan, kisaran amplitudo pada interval kedalaman ini sekitar 5-45 mV, yang diklasifikasikan sebagai ikatan semen yang baik hingga buruk.

Berdasarkan analisis gambar semen, semen terdistribusi secara merata di dalam anulus untuk semua zona *squeeze*. Namun, evaluasi selubung semen lebih lanjut menunjukkan bahwa operasi penyemenan *squeeze* tidak berhasil mengurangi amplitudo hingga maksimum 10 mV dan meningkatkan kualitas ikatan semen sesuai dengan persyaratan sumur injeksi. Amplitudo tinggi yang teramati di hampir semua zona *squeeze* mungkin mengindikasikan adanya mikro anulus.

3.7 Evaluasi Tubular (*Casing* dan *Liner*)

Kerusakan *casing* dicek dengan menggunakan *log* ultrasonik. Data ultrasonik, seperti waktu tempuh fluida dan waktu tempuh transit, dikonversi untuk mengukur jari-jari internal dan dinding selubung yang tersisa, sedangkan frekuensi resonansi dinding selubung dan kecepatan suara dalam baja dikonversi untuk menghitung ketebalan selubung. Dengan menghitung jari-jari internal dan ketebalan dinding, kerusakan *casing* dapat diperkirakan.

Persyaratan minimum kualitas *casing* untuk tujuan injeksi CO₂ ditetapkan oleh tim: 1) ketebalan casing tidak kurang dari 90% dari ketebalan *casing* awal sesuai dengan spesifikasi teknis, 2) tidak ada cacat, 3) diameter internal *casing* yang benar sesuai spesifikasi, dan 4) *casing* yang mampu menahan uji tekanan sesuai dengan rekomendasi dari penyemenan.

Hasil analisis *casing* 9-5/8":

1. Terdapat indikasi peningkatan radius selubung pada rentang kedalaman 278-304 m. Namun, radius minimum tersebut tidak menunjukkan adanya kehilangan logam pada *casing*. Kerusakan yang teridentifikasi pada kedalaman ini kemungkinan besar merupakan bekas goresan yang disebabkan oleh pemasangan sumbat semen pada kedalaman 270-300 m.
2. Terdapat indikasi peningkatan radius *casing* dalam kisaran 612-642 m. Namun, ketebalan minimum tersebut tidak menunjukkan adanya kehilangan logam pada *casing*. Kerusakan yang teridentifikasi pada kedalaman ini kemungkinan adalah bekas baret yang disebabkan oleh pemasangan sumbat semen pada kedalaman 548-644 m dan perforasi pada kedalaman 614,5-617,5 m.

Setelah operasi penyemenan *squeeze*, uji tekanan dilakukan dan hasilnya menunjukkan bahwa *casing* mampu menahan tekanan.

Analisis hasil dari 7" *Liner*:

1. Kerusakan internal teramati pada kedalaman 780-794 m. Namun, berdasarkan ketebalan pipa, tidak ada kehilangan logam yang signifikan pada *casing*. Kerusakan yang teramati pada interval kedalaman ini kemungkinan disebabkan oleh pemasangan sumbat semen di sekitar bagian atas *liner*.
2. Kerusakan internal teramati hingga 41% pada kedalaman 848-858,5 m (kedalaman injeksi CO₂), yang tidak memenuhi persyaratan minimum untuk injeksi CO₂ (Gbr. 24). Gambar amplitudo, radius, dan ketebalan menunjukkan kerusakan pola ulir.
3. Terdapat anomali radius besar pada 900-940 m di mana logging menunjukkan 20% kerusakan internal *casing*.
4. Setelah operasi penyemenan *squeeze*, uji tekanan dilakukan dan hasilnya menunjukkan bahwa *liner* mampu menahan tekanan.
5. Deteksi kebocoran menggunakan alat produksi dan pencatatan kebisingan.

3.7.1 Operasi Logging

Berdasarkan investigasi kebocoran awal di Sumur JPN-1, investigasi lebih lanjut dengan menggunakan alat *logging* dilakukan dengan menggunakan alat *logging* produksi dan alat *logging* akustik deteksi kebocoran. Alat *logging* produksi dijalankan untuk mendeteksi sumber kebocoran, lokasi kebocoran, dan jalur aliran di dalam *casing* secara akurat, sedangkan alat *logging* kebisingan deteksi kebocoran akustik dijalankan untuk mendeteksi lokasi kebocoran dan jalur aliran di belakang *casing*.

Alat pencatatan produksi yang dijalankan di Sumur JPN-1 terdiri atas alat *full-bore and inline spinner*, *capacitance temperature flow*, *quartz pressure* dan *collar locator*, serta *gamma ray*. Alat tersebut dilengkapi dengan dua *centralizer* dan sebuah batang pemberat. Pencatatan produksi dilakukan tiga kali sebelum dan satu kali setelah operasi penyemenan *squeeze*.

Alat pencatat kebisingan terdiri atas penerima akustik yang dilengkapi dengan alat *full-bore and inline spinner*, *capacitance temperature flow*, *quartz pressure*, dan *collar locator*, serta *gamma ray*. Pencatatan kebisingan dilakukan satu kali sebelum dan satu kali setelah penyemenan *squeeze*. Pencatatan kebisingan sebelum penyemenan *squeeze* direkam dengan empat lintasan dinamis dan lima belas lintasan stasiun, sementara setelah penyemenan *squeeze*, pencatatan kebisingan direkam dengan empat lintasan dinamis dan dua belas lintasan stasiun. Baik lintasan dinamis maupun lintasan stasiun diproses untuk mengetahui aktivitas akustik yang terkait dengan kebocoran. Analisis lokasi radial juga dilakukan pada zona yang diinvestigasi untuk mendapatkan gambaran yang lebih baik tentang sumber kebisingan.

3.7.2 Hasil dan Analisis Logging

Tabel 9 menunjukkan ringkasan pencatatan produksi dan interpretasi dari pencatatan tekanan, *spinner*, dan temperatur. Hasilnya menunjukkan bahwa anomali hanya terdeteksi oleh pencatatan temperatur. Pencatatan *spinner* tidak mencatat indikasi aliran anomali. Hal ini mengindikasikan bahwa laju aliran kebocoran kemungkinan besar berada di bawah ambang batas *spinner*, yaitu $15,9 \text{ m}^3 / \text{hari}$ atau $0,011 \text{ m}^3 / \text{menit}$. Demikian juga, pencatatan tekanan menunjukkan bahwa gradien tekanan di dalam sumur adalah $10,32 \text{ ppg}$ dan tidak terdeteksi adanya *pressure build-up*.

Pencatatan temperatur dari semua *run* mencatat beberapa perubahan temperatur, yang dibelokkan dari gradien geotermal (Gbr. 8). Grafik tersebut menunjukkan fenomena pemanasan dan penurunan densitas fluida di sekitar 881 m, yang mengindikasikan adanya aktivitas pergerakan. Interpretasi ini mendukung hasil yang diperoleh dari alat pencatat kebisingan bahwa kedalaman kebocoran sekitar 881 m. Aktivitas pergerakan lain juga diamati pada sekitar 440 m, meskipun perubahan temperatur lebih kecil daripada perubahan temperatur yang terdeteksi pada kedalaman 881 m.

3.7.2.1 Sebelum penyemenan *squeeze*

Empat lintasan dinamis dilakukan selama operasi pencatatan kebisingan: satu lintasan *log* ke bawah dengan anulus tertutup dan tiga Untuk mensimulasikan kemungkinan kebocoran, *logging* dijalankan dengan kecepatan 20 fpm dengan anulus terbuka dari 935,8 m ke permukaan. Gambar 9 dan Gambar 10 menunjukkan hasil pengolahan untuk *logging* ke bawah pada zona kebocoran potensial di mana terdapat anomali temperatur yang terekam pada sekitar 440 m dan 881 m. Beberapa aktivitas akustik teramati pada spektrum frekuensi antara 10 hingga 50 kHz. Namun, kebocoran pada 440 m dan 881 m sangat kecil sehingga tidak memungkinkan untuk menentukan jarak radialnya. Selain itu, diamati bahwa tidak ada komunikasi antara selubung ke annular A, annular A ke annular B, dan annular B ke selubung luar.

3.7.2.2 Setelah penyemenan *squeeze*

Empat lintasan dinamis dilakukan: dua lintasan *log* turun dan dua *log* naik dengan anulus terbuka. *Logging* dilakukan dengan kecepatan yang sama seperti yang dilakukan sebelum operasi penyemenan *squeeze* untuk menganalisis zona kebocoran dengan lebih baik. Gambar 11 dan Gambar 12 menunjukkan hasil pengolahan untuk *down log* pada zona kebocoran potensial di mana terdapat anomali temperatur yang teramati di sekitar 440 m dan 881 m. Terlihat bahwa aktivitas akustik menurun setelah penyemenan *squeeze*. Namun demikian, kebocoran pada kedalaman tersebut masih diduga terjadi karena adanya anomali akustik. Seperti yang diamati sebelum penyemenan *squeeze*, kebocoran pada kedalaman ini juga terlihat kecil. Demikian juga, diamati pula bahwa tidak ada komunikasi antara *casing* dengan anulus A, anulus A dengan anulus B, dan anulus B dengan *casing* luar (Gbr. 13).

3.7.3 Estimasi laju aliran kebocoran gas

Berdasarkan evaluasi pencatatan temperatur dan kebisingan, kedalaman kebocoran diperkirakan mencapai 881 m. Bagian berikut ini membahas estimasi laju kebocoran gas pada kedalaman 881 m dengan menggunakan persamaan hukum gas nyata:

$$PV = ZRT$$

di mana P adalah tekanan (Pa), V adalah volume gas (m^3), z adalah faktor kompresibilitas gas, T adalah temperatur gas (K), dan R adalah konstanta gas universal ($8,31441 \text{ kPa } m^3 / \text{kmol } K$). Faktor kompresibilitas gas ditentukan dengan menggunakan faktor kompresibilitas gas alam Standing dan Katz (Gbr. 25). Tekanan dan temperatur pseudoreduksi dihitung dengan menggunakan Persamaan 4 dan 5 (Standing dan Katz, 1941; Bellarby, 2009):

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

di mana P_{pr} adalah tekanan pseudoreduksi (tidak berdimensi), T_{pr} adalah temperatur pseudoreduksi (tidak berdimensi), P_{pc} adalah tekanan pseudokritis (Pa), T_{pc} adalah temperatur pseudokritis (K), P adalah tekanan gas (Pa), dan T adalah temperatur gas (K). Dengan mengasumsikan bahwa gas yang bocor adalah 100% metana untuk menyederhanakan perhitungan, laju aliran gas pada kedalaman kebocoran adalah dihitung dan hasilnya dirangkum dalam Tabel 10.

Berdasarkan analisis ini, estimasi laju gas pada titik kebocoran adalah $0,0015 \text{ m}^3 / \text{menit}$ dan $0,0076 \text{ m}^3 / \text{menit}$ kebocoran yang terjadi pada kedalaman ini tidak terdeteksi oleh alat pencatat produksi dan kebisingan. Oleh karena itu, sangat penting untuk menjalankan alat pencatatan lain untuk mendeteksi kebocoran yang dicurigai secara akurat.

Secara umum, hasil setelah dilakukan evaluasi integritas sumur dan operasi kerja ulang menunjukkan bahwa integritas Sumur JPN-1 dapat ditingkatkan (Tabel 11). Namun demikian, berdasarkan persyaratan injeksi CO_2 , penyelesaian yang ada (*casing* 9 5/8" dan *liner* 7") tidak dapat memenuhi persyaratan kualifikasi integritas sumur untuk injeksi CO_2 . Oleh karena itu,

penyelesaian ulang dianggap tidak dapat membuktikan integritas sumur JPN-1 dan pipa CRA baru harus dipasang untuk memberikan penghalang yang memadai dalam injeksi CO₂. Selain itu, sambungan API normal dianggap tidak cocok untuk sumur CCS karena sulitnya menutup sumur. Sambungan premium dipertimbangkan untuk digunakan dalam program *recompletion* (pemasangan pipa CRA baru). Selain itu, penggunaan semen penuh atau kombinasi semen dan fluida komplemen pada *annulus tubing-casing* juga dipertimbangkan dalam desain *recompletion*. Aspek-aspek ini akan dibahas secara menyeluruh dalam studi selanjutnya.

Semen portland digunakan untuk penyemenan di Sumur JPN-1. Semen portland secara termodinamika tidak stabil di lingkungan dengan kandungan CO₂ yang tinggi dan dapat terdegradasi dengan cepat dengan adanya CO₂ dan air (Gaurina-Međimurec dan Pašić, 2011; Barlet-Goue´dard dkk., 2008; Carey dkk., 2009; Zhang dan Bachu, 2010; Nygaard, 2010). Ketika CO₂ dan air menembus matriks semen, asam karbonat (H₂CO₃) terbentuk dan bereaksi dengan kalsium hidroksida bebas dan gel kalsium silikat-hidrat. Reaksi karbonasi ini melarutkan dan melemahkan semen, sehingga rentan terhadap kebocoran. Laju degradasi semen tergantung pada temperatur, jenis semen, komposisi semen, rasio air/semen, kadar air, tekanan parsial CO₂, dan porositas/permeabilitas (Moroni dkk., 2009). Berdasarkan percobaan yang dilakukan oleh Moroni dkk. (2009), adanya aliran CO₂ selama 3 bulan secara signifikan menurunkan kuat tekan selubung semen portland dan meningkatkan permeabilitas dan porositas, yang menyebabkan hilangnya isolasi zona.

Namun, penelitian terbaru lainnya menunjukkan bahwa CO₂ terlarut pada konsentrasi tertentu dapat meningkatkan kekuatan mekanik semen Portland (Omosebi dkk., 2017; Nakano dkk., 2017; Cao dkk., 2015). Proses karbonasi pada hidrasi semen dapat menghasilkan peningkatan kekuatan semen. Fenomena *self-healing* semen ini juga dapat mengurangi permeabilitas semen akibat pengendapan CaCO₃ pada proses karbonasi. Hal ini sangat penting untuk sumur injeksi CO₂, karena semen harus dirancang untuk mempertahankan permeabilitas yang rendah di bawah paparan CO₂ yang lama, termasuk kontak semen dengan CO₂ superkritis dan air garam pada tekanan dan temperatur yang meningkat (termasuk masalah siklus termal) dan penurunan pH (Gaurina, Međimurec dan Pašić, 2011; Roy dkk., 2018; Bjørge dkk., 2019). Oleh karena itu, perlu untuk menyelidiki pengaruh

CO₂ pada semen Portland untuk sumur injeksi CO₂; namun, untuk Sumur JPN-1, semen tahan CO₂ dipertimbangkan untuk digunakan dalam penyelesaian ulang.

Operasi kerja ulang dan *logging* dilakukan untuk mengonfirmasi lokasi kebocoran, mengevaluasi, dan meningkatkan integritas Sumur JPN-1 melalui penyemenan ulang. Namun, analisis evaluasi semen setelah penyemenan remedial menunjukkan bahwa penyemenan remedial tidak berhasil mengurangi amplitudo hingga maksimum 10 mV dan meningkatkan ikatan semen sesuai dengan persyaratan sumur injeksi CO₂ (khususnya di zona injeksi). Selain itu, pada *logging* masih terlihat adanya micro-annulus dan hasil evaluasi casing menunjukkan adanya kerusakan internal casing hingga 41% pada Sumur JPN-1 (di zona injeksi).

Aliran anomali hanya dapat dideteksi dengan log temperatur, karena *spinner* dan *logging* tekanan tidak mencatat tanda aliran. Log temperatur menunjukkan defleksi yang jelas dari geotermal yang mengindikasikan adanya fenomena pemanasan pada kedalaman 881 m. Anomali temperatur lainnya juga terdeteksi pada sekitar 440 m, tetapi lebih kecil dari yang terletak di 881 m. Analisis pencatatan kebisingan mengkonfirmasi analisis pencatatan produksi mengenai zona kebocoran. Kehadiran sinyal akustik, spektrum dan amplitudo, serta perubahan gradien temperatur yang tiba-tiba di depan collar casing di kedalaman 881 m tampaknya merupakan indikasi yang jelas adanya kebocoran. Kebocoran pada 881 m sangat kecil sehingga beamforming akustik tidak memungkinkan untuk menentukan jarak radial. Hasil dari *logging* produksi dan kebisingan di sumur JPN-1 menunjukkan bahwa sumur tersebut belum layak untuk dikonversi menjadi sumur injektor CO₂ karena adanya kebocoran, dan tindakan perbaikan lebih lanjut diperlukan untuk mengatasi masalah kebocoran.

Berdasarkan prediksi korosi dan pemilihan material tubing, CRA diperlukan untuk memenuhi persyaratan injeksi CO₂ dan laju korosi minimum. *Tubing* 22 Cr Duplex dengan ukuran 4.5" atau 5" dianggap sebagai pilihan optimal untuk program penyelesaian ulang di masa depan.

4. PEMBELAJARAN DARI PERENCANAAN KONVERSI SUMUR

Salah satu bagian penting dalam proyek penangkapan dan penyimpanan karbon (CCS) / *carbon capture and storage* (CCS)/*carbon capture, utilization, and storage* (CCUS) adalah sumur untuk menginjeksikan karbon dioksida (CO₂) dari permukaan ke dalam formasi di bawah permukaan. Sumur tersebut dapat berupa sumur baru yang dibor atau sumur migas yang sudah ada dan kemudian dikonversi menjadi sumur injeksi CO₂. Studi ini membahas opsi yang terakhir, khususnya Sumur Jepon-1 (JPN-1), sebuah sumur minyak dan gas yang telah ditinggalkan yang terletak di Lapangan Gundih, Indonesia. Sumur ini direncanakan untuk dikonversi menjadi sumur injeksi CO₂ melalui operasi kerja ulang.

Menurut ISO 27914 dan ISO/FDIS 27916, baik untuk sumur baru maupun sumur konversi dari sumur minyak dan gas yang sudah ada, desain dan konstruksi sumur injeksi harus menjamin keamanan dan kemampuannya untuk menampung CO yang tersimpan untuk jangka panjang. Komponen-komponen seperti tubular, semen, elastomer, dan peralatan permukaan dan *downhole* dari sumur injeksi harus diuji dan kinerjanya harus dijaga agar dapat berfungsi dengan baik dan memiliki kemampuan untuk menahan beban operasional dan lingkungan selama siklus hidup proyek CCUS/CCS. Selain kualitas penyimpanan geologi dan CO yang diinjeksikan, parameter desain spesifik dan dasar konstruksi untuk sumur injeksi CO₂ sangat memengaruhi keberhasilan CCUS.

Sumur CCUS yang dikonversi dari sumur migas memiliki risiko kebocoran yang lebih tinggi dibandingkan sumur CCUS baru. Risiko kebocoran CO₂ dari sumur CCUS dan bawah permukaan tempat penyimpanan harus dinilai dengan baik sebelum pelaksanaan injeksi CO₂. Kebocoran dapat terjadi di mana saja mulai dari bawah permukaan tempat penyimpanan, melalui lapisan formasi permeabel, sepanjang lubang sumur yang ada, melalui elemen penghalang lubang sumur (WBE) yang gagal atau komponen integritas sumur, melalui lapisan formasi permeabel yang lebih dangkal, hingga ke fasilitas permukaan atau kebocoran di permukaan. Menurut Watson dan Bachu (2009), kebocoran permukaan dan migrasi gas dapat dikorelasikan dengan faktor ekonomi, teknologi, lokasi geografis, dan

peraturan yang berlaku. Penelitian tersebut juga menunjukkan adanya indikasi korelasi antara kebocoran permukaan dan migrasi gas dengan bagian atas low-annular-semen, korosi eksternal, dan kegagalan *casing/liner* pada lubang sumur dengan mempertimbangkan faktor-faktor, seperti kemiringan lubang sumur, kedalaman casing permukaan, dan jumlah lubang sumur pada area tersebut. Studi ini juga dapat digunakan sebagai referensi untuk desain sumur CCUS, konversi sumur, dan evaluasi integritas sumur.

Tingkat bahaya dan bencana dari kebocoran CO₂ akan bergantung pada tingkat kebocoran dan lokasi, sehingga setiap jalur kebocoran yang potensial harus diidentifikasi dan dinilai. Kebocoran biasanya dalam bentuk geometri tertentu seperti bukaan, diameter, dan luas penampang. Untuk mengevaluasi risiko dan tingkat potensi kebocoran, dibuatlah model fisik dari kebocoran berdasarkan sifat spesifik fluida dan fenomena transportasi. Analisis dan evaluasi awal menggunakan basis data sumur CCUS yang sebelumnya sudah ada di dunia karena adanya beberapa kemiripan antarsumur, seperti konstruksi dan desain sumur, operasi injeksi, pemantauan pascasumur, dan lokasi. Dalam hal tidak adanya data sumur CCUS, database sumur minyak dan gas lainnya yang sudah ada, termasuk konstruksi sumur, operasi produksi, intervensi sumur, dan *plug and abandonment* juga dapat digunakan sebagai referensi.

Selama siklus CCUS berlangsung, integritas sumur wajib dan harus mampu dipastikan. Jaminan integritas sumur mencakup aspek-aspek berikut:

1. Mencegah CO₂ dan kebocoran cairan lainnya ke permukaan,
2. Mengisolasi CO₂ atau pergerakan fluida lainnya di antara berbagai lapisan formasi untuk mencegah kontaminasi,
3. Mencegah kerusakan tekanan pada formasi, terutama formasi yang lemah, dan
4. Mencegah kontaminasi pada formasi pembawa air atau formasi kritis yang ada.

Pembentukan peraturan, standar, dan pedoman khusus, peningkatan desain dan konstruksi sumur, serta peningkatan pengetahuan dan keahlian integritas sumur CCUS harus diprioritaskan untuk mencegah kegagalan yang tidak diinginkan.

Namun, tidak banyak standar khusus yang mengatur tentang sumur Enhanced Oil Recovery (EOR), CCS, dan CCUS, khususnya di Indonesia. Sebagian besar proses desain dan konstruksi sumur CCUS/CCS, termasuk material dan peralatan, didasarkan pada standar dan pedoman yang dikembangkan di industri minyak dan gas. Secara khusus, ISO 27914 dan ISO/FDIS 27916 digunakan sebagai dasar evaluasi sumur JPN-1 dalam penelitian ini; tetapi, standar ini saja tidak cukup untuk mengevaluasi integritas sumur.

Untuk mendukung kekurangan ini, standar internasional yang terkait dengan integritas sumur dan komponen penghalang yang telah tersedia dapat digunakan untuk mendukung pembangunan sumur injeksi CO₂ baru dan konversi sumur minyak dan gas yang sudah ada menjadi sumur injeksi CO₂.

Tabel 13 menunjukkan standar internasional yang terkait dengan CCUS dan integritas sumur injeksi CO₂ yang diterbitkan oleh International Association of Oil & Gas Producers (IOGP) dan organisasi internasional lainnya. Standar-standar internasional ini digunakan dalam studi ini untuk mengevaluasi studi kasus: Sumur Jepang-1 (JPN-1).

Selain standar internasional, Tabel 14 menunjukkan studi kasus dan pelajaran yang dapat dipetik terkait kriteria kritis dan desain untuk integritas sumur CCS/CCUS. Tiga proyek yang ditampilkan dalam tabel tersebut terdiri atas rencana dan studi kasus aktual dari sumur CCS/CCUS baru dan konversi yang digunakan sebagai referensi tambahan untuk sumur JPN-1.

Perbandingan pada Tabel 14 menunjukkan daftar aspek integritas kritis yang harus dipertimbangkan baik dalam desain sumur maupun dalam proses operasi injeksi CO₂, yang perlu dipantau secara terus menerus sebelum, selama, dan setelah operasi injeksi CO₂.

Standar internasional pada Tabel 13 dan daftar aspek integritas kritis pada Tabel 14 digunakan dalam studi ini untuk mengevaluasi integritas sumur injeksi CO₂ konversi yang direncanakan JPN-1. Operasi kerja ulang dan intervensi sumur telah dilakukan pada sumur ini dan alat komersial digunakan untuk menilai integritas sumur; tetapi karena keterbatasan alat komersial, tidak semua aspek integritas dapat dinilai dengan baik. Selain itu, meskipun studi kasus CCS/CCUS berhasil diterapkan seperti yang

ditunjukkan pada Tabel 14, pelajaran yang didapat tidak dapat diterapkan secara langsung pada sumur JPN-1 karena perbedaan latar belakang dan kondisi sumur. Oleh karena itu, Indonesia berencana untuk membangun basis data pembelajaran dari desain, konversi, dan injeksi CO₂ sumur CCUS.

Studi ini merupakan penelitian kolaborasi antara Perguruan Tinggi, Operator Minyak dan Gas, dan Perusahaan Jasa dalam penelitian CCUS. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengembangkan metodologi untuk mengevaluasi integritas JPN-1 yang rencananya akan dikonversi menjadi sumur injeksi CO₂ berdasarkan keterbatasan alat komersial yang ada, dengan fokus pada tiga aspek berikut:

1. Metodologi penilaian yang sesuai untuk jenis sumur yang serupa (rencana konversi menjadi sumur CCUS atau sumur CCUS yang baru dibor) di Indonesia.
2. Peraturan yang terkait dengan aplikasi sumur CCUS di Indonesia.
3. Adaptasi standar internasional supaya lebih rinci dan diterapkan di lapangan dan sumur.

Tabel 1 Standar internasional yang terkait dengan integritas sumur injeksi CO₂

Standard	Title
CCUS	
ISO 27914 [2]	Carbon dioxide capture, transportation and geological storage - geological storage
ISO/FDIS 27916 [3]	Carbon dioxide capture, transportation and geological storage - Carbon dioxide storage using enhanced oil recovery (CO ₂ -EOR)
Well and operation management related documents	
ISO 16530-1 [7]	Well integrity — Part 1: Life cycle governance
ISO 16530-2 [19]	Well integrity - Part 2: Well integrity for the operational phase
API RP 49 [20]	Drilling and well servicing operations involving hydrogen sulfide
API RP 54 [21]	Occupational safety for oil and gas well drilling and servicing operations
Christmas tree, wellhead, casing/tubing hanger	
ISO 10423 [22]/API Spec 6A [23]	Wellhead and Christmas tree equipment
API RP 90 report (2006) [24]	Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells
Casing/tubing and joint seals	
API Spec 5CT [25]	Casing and tubing
ISO 11960 [26]	Steel pipes for use as casing or tubing for wells
ISO 15156 [27]/NACE MR 0175 [28]	Materials for use in H ₂ S containing environments in oil and gas production
NORSOK M – 001 [29]	Materials selection
ISO 13680 [30]/API Spec 5CRA [31]	Corrosion-resistant alloy [CRA] seamless tubes for use as casing, tubing, and coupling stock
Cement and cement additives	
ISO 10426-1 [32]/API Spec 10A [33]	Cements and materials for well cementing
API TR 10TR1 [34]	Cement sheath evaluation
API Std 65-2 [35]	Isolating potential flow zones during well construction
Packers and related equipment	
ISO 14310 [36]	Packers and bridge plugs
API Spec 11D1 [37]	

Note: American Petroleum Institute (API), Final Draft International Standard (FDIS), Corrosion Resistant Alloy (CRA), International Organization for Standardization (ISO), Norsk Søkkel Konkuranseposisjon/Norwegian Standards Organization (NORSOK), Recommended Practice (RP), Specification (Spec), Standard (Std), Technical Report (TR).

Tabel 2 Pelajaran yang dipetik dari pengalaman lapangan di berbagai negara

Nu.	Field	Project brief description	Lesson learned regarding the critical and design criteria for well integrity
1.	Malaysian offshore mature field (carbonate formation) [38-42]*	<ul style="list-style-type: none"> Gas producer wells were planned to be converted into CO₂ injector wells. New wells were planned to be drilled as another option for CO₂ injector wells. CO₂ injection is planned at the supercritical phase. 	<ul style="list-style-type: none"> Original 30-40-year-old gas producer wells were not designed for high CO₂ concentration flow. Associated well integrity risks were acknowledged for planned conversion wells: leakage, corrosion (CO₂, H₂S, water), cement degradation (cracks, microannuli, channeling, fluid flow, and migration), unsuitable existing surface equipment and downhole completion (material strength degradation, material integrity), tubing and connection stress, and solid production (wellbore stability). CO₂ leakage scenarios due to chemical, thermal, and mechanical degradation of barriers reasons were identified and modeled. Continuous monitoring and surveillance were recommended before, during, and after the CO₂ injection operation: seismic profile, micro-seismic, production and injection data, logging measurement (ultrasonic, cement bond log (CBL), acoustic, pressure, and temperature), CO₂ analyzer, and environmental parameter.
2.	Lacq pilot project (onshore France) [43]**	<ul style="list-style-type: none"> CO₂ injection was conducted from 2010 until 2013 with more than 51,340 metric tonnes CO₂ injected through one well. The well was converted from a 43-year-old existing oil and gas well. Post monitoring was performed from 2013 until 2016; several monitoring devices and sensors were installed in the well. 	<ul style="list-style-type: none"> Short and long-term well integrity aspects to be considered: leakage (including simulation and modeling of several leakage scenarios), zonal isolation, cement sheath mechanical-chemical integrity, surface and downhole material degradation, corrosion, and other impacts from potential issues (e.g. blow out, earthquake). Seismic and logging measurements for cement and casing evaluation were conducted thoroughly. Continuous monitoring and surveillance were performed before, during, and after the CO₂ injection program: injected CO₂, pressure and temperature (along injection well, annulus, downhole, and reservoir), micro-seismic, production and injection data, logging measurement (ultrasonic, CBL, acoustic, pressure, and temperature), CO₂ analyzer, and the environmental parameter (surface gas, soil, ground and surface water, and biodiversity).
3.	Tomokamal offshore area [44-48]**	<ul style="list-style-type: none"> CO₂ injection was conducted from 2016 until 2019 with a cumulative CO₂ injection of 300,100 metric tonnes. Post monitoring was performed until 2020. Two new wells were utilized for injection operation. Several monitoring devices and sensors were installed in the wells. Three wells were utilized for observation. Several monitoring devices, sensors, and seismometers were installed in the wells. CO₂ was injected at the supercritical phase. 	<ul style="list-style-type: none"> Periodic and continuous monitoring and surveillance were performed before, during, and after the CO₂ injection program: injection and observation wells, injected CO₂, pressure and temperature (surface and downhole), 2D and 3D seismic survey, natural earthquake, micro-seismic, ocean bottom cable (OBC), onshore seismometers, ocean bottom seismometers (OBS), injection data, and marine environmental survey.
4.	Cortemaggiore, Palino-Ascoli-Candela-Satriano (PACS), and Glaurone-Armatella-Gela (Italy) [49]**	<ul style="list-style-type: none"> In 2004, a project was launched to identify and select fields for CO₂ sequestration. Existing wells and new wells were planned for the CO₂ injection at the supercritical phase. 	<ul style="list-style-type: none"> The integrity of the existing wells was assessed to identify and select suitable wells for CO₂ injection. The assessment consisted of gathering all historical data of the wells (drilling and completion method, well pressures, plug and abandonment, and operational data), evaluating the last integrity status of the well (annulus pressure, sustained casing pressure, and leakages), analyzing the risk and hazard, and selecting the suitable wells (classification of wells). New wells were constructed based on criteria for CO₂ injection. The technical requirements, specific guidelines, and critical criteria for well integrity were established before the construction of the new wells. A monitoring program was planned, consisting of surface and well microseismic, geochemical, wireline logging measurement, surface and annulus pressure measurement, and fluid measurement.

Proyek injeksi CO₂ di lapangan ini merupakan proyek percontohan CCUS pertama di Indonesia yang difokuskan untuk tujuan penelitian dan pengembangan lebih lanjut. Hasil penelitian ini adalah: (1) untuk mengevaluasi dan memprediksi risiko kebocoran sumur injeksi CO₂ yang direncanakan, (2) untuk digunakan sebagai acuan dalam desain dan

konstruksi sumur CCUS, konversi sumur minyak dan gas yang sudah ada menjadi sumur injeksi CO₂, dan (3) untuk digunakan sebagai referensi dalam pembuatan regulasi terkait sumur CCUS di Indonesia.

Injeksi CO₂ ke dalam penyimpanan di bawah permukaan harus dipastikan bebas dari kebocoran, baik ke permukaan maupun ke bawah permukaan, untuk memenuhi persyaratan kesehatan, keselamatan, dan lingkungan. dan untuk menjustifikasi biaya yang tinggi dari proyek tersebut. Gbr. 26 menunjukkan alur aspek desain untuk sumur konversi menjadi sumur injeksi CO₂ yang diadaptasi dari beberapa standar internasional yang berlaku dan praktik-praktik yang direkomendasikan dari pengalaman perusahaan-perusahaan di seluruh dunia.

Metodologi pengukuran, penilaian, dan evaluasi integritas sumur dalam ISO 27914 dan ISO/FDIS 27916 digunakan sebagai dasar dalam penelitian ini. Namun, metodologi yang dinyatakan dalam standar ini saja tidak cukup untuk mengevaluasi integritas sumur di sumur JPN-1. Karena tidak adanya alat spesifik untuk mengukur integritas sumur CCUS, maka penilaian integritas sumur JPN-1 dilakukan dengan menggunakan alat komersial yang banyak digunakan pada sumur migas. Alat-alat komersial tersebut adalah *log* akustik, *log caliper*, temperatur, tekanan, *log spinner*, *log* produksi, dan *log* porositas. Alat-alat komersial tersebut tidak dimaksudkan secara spesifik untuk mengukur parameter integritas pada sumur CCUS sesuai dengan standar ISO 27914 dan ISO/FDIS 27916. Kriteria spesifik, durasi pengukuran, dan rentang parameter pengukuran alat dalam kedua ISO tersebut perlu ditentukan dalam operasi sesuai dengan kondisi lapangan dan sumur. Oleh karena itu, standar internasional lain yang berlaku yang tercantum dalam Tabel 14 dan pengalaman serta pembelajaran terdokumentasi dari industri di seluruh dunia dalam Tabel 15 juga digunakan untuk mendukung evaluasi integritas sumur dalam penelitian ini, terutama dalam mendefinisikan kriteria spesifik dan rentang parameter pengukuran alat [54].

Data berikut dikumpulkan dan kemudian dilakukan penjaminan kualitas dan kontrol kualitas (QA/QC) terhadap data tersebut berdasarkan ISO 27914 dan ISO/FDIS 27916:

1. Data geologi, reservoir, dan bawah permukaan.
2. Reservoir dan fluida produksi
3. Skema sumur, tubular, dan peralatan *downhole*.

4. Laporan pengeboran sumur dan intervensi.
5. Data logging wireline, termasuk kaliper, semen, *casing*, temperatur, tekanan, produksi, reservoir, porositas, dan saturasi.

Pengalaman dari industri di seluruh dunia pada Tabel 14 menunjukkan bahwa lubang sumur (misalnya aktif dan tidak aktif atau ditinggalkan) rentan terhadap kebocoran CO₂ yang diinjeksikan ke dalam sumur. Berdasarkan pembelajaran dari Malaysia (lapangan tua lepas pantai), Perancis (Lacq), dan Italia (Cortemaggiore, Palino-Ascoli-Candela-Satriano (PACS), dan Giaurone-Armatella-Gela), sumur-sumur migas yang ada, khususnya sumur tua, memiliki risiko integritas yang tinggi yang harus dipertimbangkan secara hati-hati sebelum mengubahnya menjadi sumur injeksi CO₂. Integritas dari setiap komponen permukaan sumur dan downhole perlu diselidiki dan dievaluasi.

Berdasarkan statistik dan pelajaran yang dipetik, sebagian besar kegagalan integritas sumur internal dapat ditemukan pada komponen-komponen berikut ini: *casing*, *liner*, *tubing*, *packer*, dan *downhole completion* (termasuk *valve*). Integritas mekanis internal ini juga mencakup sambungan tubular. Selain itu, tidak boleh ada aliran migrasi ke atas dari belakang tubular downhole yang dirancang karena masalah, misalnya zona formasi yang tidak terisolasi, kualitas semen yang buruk, anulus mikro, dan kanal, selain aliran CO₂ dari interval injeksi yang direncanakan. Elemen integritas lain yang juga harus dievaluasi adalah christmas tree dan kepala sumur yang harus dirancang untuk menahan tekanan kerja yang direncanakan dan tidak melebihi beban maksimum yang diizinkan. Semua komponen peralatan dua permukaan ini, termasuk katup, harus dipelihara secara teratur, terutama dari kebocoran.

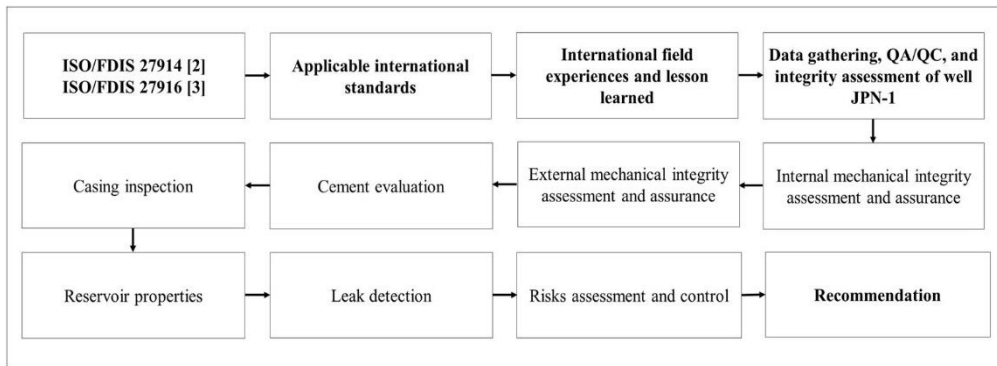
Oleh karena itu, penilaian dan jaminan integritas sumur mekanik internal dan eksternal, terutama untuk integritas sumur jangka panjang, penting selama operasi, terutama inspeksi semen dan *casing*.

Dalam studi ini, properti reservoir dievaluasi. Porositas dan permeabilitas memengaruhi injeksi CO₂ ke dalam penyimpanan. Kemudian, deteksi kebocoran dilakukan berdasarkan data yang tersedia. Kejadian kebocoran dapat dianalisis dengan mengidentifikasi beberapa hal berikut: sumber kebocoran, jalur kebocoran, dan gaya yang menyebabkan kebocoran mengalir dari sumber sepanjang jalur tersebut. Gaya tersebut dapat berupa

efek daya apung dari CO₂ atau tekanan diferensial. Selanjutnya, penilaian dan pengendalian risiko ditetapkan, dan ini akan digunakan sebagai dasar untuk pedoman dan rekomendasi.

Pemilihan sumur ini didasarkan pada pertimbangan sebagai berikut:

1. Injeksi CO₂ di dekat sumur produksi dan Central Processing Unit (CPP) di lapangan ini (kurang dari 3,2 km) dianggap sebagai metode yang efektif untuk mengurangi emisi CO₂.
2. Rencana menginjeksikan CO₂ sekitar 30 ton per hari atau 0,57 MMSCFD dalam 2 tahun ke dalam Formasi Ngrayong pada kedalaman sekitar 854-862 m. Formasi ini terdiri atas batu lempung yang berselingan dengan batu pasir dan batu gamping. Menurut penelitian yang dilakukan oleh Tsuji dkk. (2014) dan Kelly dkk. (2019), pada kedalaman ini, CO₂ dapat diinjeksikan secara efektif pada fase atau kondisi superkritis. Tekanan dan temperatur CO₂ di permukaan dan pipa akan diatur sehingga cairan superkritis fase tunggal akan mengalir ke dalam sumur dan reservoir. Hal ini dinilai sebagai kondisi yang paling efisien untuk injeksi CO₂.
3. Formasi Ngrayong adalah sebagai formasi yang tidak terlalu dalam, oleh karena itu biaya sumur dapat lebih murah dan dioptimalkan. Pompa yang tersedia dapat digunakan untuk memompa CO₂ yang diinjeksikan ke dalam formasi ini. Di atas formasi Ngrayong, terdapat formasi kedap air, formasi Wonocolo, yang merupakan formasi tudung.
4. Berdasarkan sumur offset, rezim tekanan pori pada formasi Ngrayong dianggap hampir hidrostatik, yang menguntungkan untuk injeksi CO₂.
5. Sebanyak 30 metrik ton/hari CO₂ (0,58 MMSCFD) direncanakan untuk ditangkap, diangkut, dan diinjeksikan ke dalam sumur JPN-1. Fasilitas permukaan dan infrastruktur yang dibutuhkan telah tersedia di lapangan ini untuk mendukung produksi. Fasilitas-fasilitas tersebut direncanakan akan digunakan dalam proyek injeksi CO₂.
6. Rencana injeksi CO₂ pada sumur ini merupakan proyek percontohan CCUS pertama yang direncanakan di Indonesia yang ditujukan untuk tujuan penelitian dan pengembangan lebih lanjut. Desain dan dasar konstruksi sumur ini serupa dengan sumur-sumur eksisting di lapangan lain yang dioperasikan oleh perusahaan operator yang sama. Proyek percontohan ini akan digunakan sebagai referensi untuk konversi CCUS di masa depan dari sumur yang sudah ada menjadi sumur injeksi CO₂ dan desain dan konstruksi sumur injeksi.



Gambar 22 Metodologi evaluasi integritas sumur JPN-1.

Tabel 3 Tujuan intervensi dan investigasi di sumur JPN-1.

Criteria	Expected outcome	Parameter
Acoustic visualization profile of the borehole in 2-D and 3-D format.	- Good cement height (minimum 10 ft).	- Cycle skip travel time. - Cement acoustic impedance ($Z > 3.8$). - Cement distributed evenly 360° .
Acoustic leak detection (See Fig. 3).	- No indication of fluid migration inside the borehole and behind the casing.	- Acoustic analysis tool post-processing result that uses hydrophone array technology to identify leaks and flow around the wellbore and behind pipe in real-time.
Temperature, pressure, and spinner log.	- No indication of fluid movement.	- Temperature profile close to geothermal gradient profile. - Zero relative spinner rotation - Pressure reading matching the hydrostatic pressure.
Reservoir monitor log for fluid saturation.	- No water movement behind the casing. - Good porosity on the target CO_2 injection zone based on cased hole (CH) porosity analysis.	- Small value of oxygen activation curve. This provides the ability to solve complex saturation profiles in the reservoir while eliminating phase-saturation interdependency. This information can be used to monitor the reservoir. - Saturation analysis, water saturation, porosity, and a qualitative measurement of permeability in the target zone. - Impermeable shale zone as a barrier above and below the injection zone.
Annulus pressure.	- Annulus pressure 0 psig.	- Stable Annulus pressure gauge (0 psig).
Compressive cement strength.	- The estimated compressive cement strength of the surface cement sample must be above the CO_2 injection pressure at 100 Bar (~ 1400 psi)".	

Tabel 16 menunjukkan rangkuman evaluasi integritas sumur JPN-1 sesuai dengan standar Internasional. Selain itu, studi kasus dan lesson learned pada Tabel 2 juga digunakan sebagai dasar tambahan untuk evaluasi integritas sumur JPN-1 pada Tabel 16.

Menurut ISO 27914, kondisi lubang sumur harus diverifikasi untuk setiap kecacatan dengan alat *logging*. *Logging* harus mampu memeriksa kondisi internal-eksternal tubular (*liner, casing*) yang sebenarnya untuk setiap cacat (keausan, korosi, erosi, pengurangan ketebalan, dll.), semen (ikatan *casing*-semen dan formasi-semen, *microannuli, fraktur, dll.*), reservoir dan kejenuhan fluida, dan kebocoran. Sebagian besar alat logging komersial yang digunakan untuk mengukur dan mengevaluasi integritas sumur JPN-1 tidak dapat mendeteksi dan mengukur sumber kebocoran di dalam lubang sumur. Indikasi kebocoran diamati melalui pengukuran anomali temperatur.

Tabel 4 Ringkasan tinjauan integritas sumur dan pemeriksaan sumur JPN-1 sesuai dengan standar internasional.

International standards	Recommended practices	Well JPN-1
Internal mechanical integrity		
- API Spec 5CT [25] - ISO 11960 [26] - ISO 27914 [2]	Tubular evaluation: - Casing thickness - Casing deformity - Casing internal diameter	Tubular evaluation (Fig. 6): - There was a thickness reduction. - An internal damage was detected, especially at 7" liner reaching 41%. - There was an increase in the casing internal diameter radius. - The casing might have experienced elongation and compression that exceeded the yield stress rating and lead to plastic deformation [64].
- ISO 13679/API RP 5C5 - ISO 27914 [2] - ISO 13680/API Spec SCRA [31] - NORSOK M – 001 [29] - ISO 27914 [2]	Casing pressure testing Corrosion monitoring: - Corrosion rate calculation <2 mm/year - Material selection	The 9-5/8" casing and 7" liner could withstand the pressure testing. Corrosion monitoring [57]: - Simulation result >2 mm/year - Existing casing was not suitable for CO ₂
External mechanical integrity		
- ISO/FDIS 27916:2018 (E) [3] - ISO 27914 [2]	- Reservoir monitor log for fluid saturation	- Based on the cased hole logging analysis, the total porosity at interval 854–862 m for CO ₂ injection target was around 20%, which was categorized as good porosity. - The impermeable shale zones at upper interval 834–838 m and lower interval 865–900 m could be used as barriers. - The saturation analysis in Fig. 9 showed that there was no potential hydrocarbon at the planned CO ₂ injection interval.
- ISO 10426-1 [32]/API Spec 10A [33] - API TR 10TR1 [34] - API Std 65-2 [35] - ISO 27914 [2] - ISO 16530-1 [7] - ISO 16530-2 [19] - ISO 14310 [36] - API Spec 11D1 [37] - ISO 27914 [2]	Cement evaluation: - CBL amplitude below 10 mV - No micro-annulus and channeling - Distribution of cement Compressive cement strength Log and monitoring program: - Downhole leakage investigation - Pressure, temperature, and spinner with production logging tool (PLT) acquisition	Cement evaluation (Table 4, Fig. 4, and Fig. 5): - The range of amplitude was 0–52 mV. - Indication of micro-annulus, especially cement sheath behind the 7" liner. - The cement was evenly distributed in all squeeze cementing zones. Compressive strength was not defined precisely. Log and monitoring program: - According to Fig. 3, the acoustic log acquisition could not detect leakage. The sensitivity of the leakages was below the tools' sensitivity and capability. - According to Fig. 7 and Table 5, the PLT acquisition could not detect leakage. The spinner, capacitance, reservoir pressure, and reservoir temperature measurement show no significant difference or leakage indication. However, the temperature measurements (Fig. 8) showed indications of two leakages at approximately 440 m and 881 m.
Christmas tree and wellhead integrity		
- ISO 10423 [22]/API Spec 6A [23] - API RP 90 report (2006) [24]	Surface	- According to the well intervention and investigation result, gas bubble was found at the surface of well JPN-1; however, the leak rate and pressure build-up rate were unable to be identified. - There was no identifiable pressure inside the casing, which inferred that there was no communication between the gas bubbling at the surface to the inner casing. - The gas measurement showed methane content in the gas.
	Leakage investigation	The average flow rate of the gas leak at the casing head spool surpassed the maximum leakage rate allowed.
	Annulus and well pressure	No firm information.
API RP 54 [21]	Lower explosive limit (LEL)	The gas leaking from the casing head spool reached 100% LEL in 18–22 s, meaning the accumulated methane had already reached its minimum potential of combustion.

Oleh karena itu, alat evaluasi pengukuran dan *logging* yang lebih akurat dan sensitif yang dikombinasikan dengan alat lain, seperti alat pencatat temperatur, dan/atau durasi pengukuran yang lebih lama, diperlukan untuk mendeteksi kebocoran jenis ini pada sumur CCUS, khususnya sumur minyak dan gas yang ditinggalkan yang direncanakan untuk dikonversi menjadi sumur injeksi CO₂.

Ringkasan hasil dan analisis dari Tabel 17 menunjukkan bahwa hasil yang diperoleh tidak sesuai dengan rencana yang ditunjukkan pada Tabel 16, meskipun operasi kerja ulang telah dilakukan. Setelah operasi kerja ulang, kebocoran masih teramati dan integritas sumur tidak mencapai target

minimum sesuai dengan standar dan pedoman internasional yang ditunjukkan pada Tabel 17.

Tabel 5 Persyaratan tambahan untuk sumur injeksi CO₂.

Nu.	Aspects	Additional requirements
1.	WBE [7,19]	<ul style="list-style-type: none"> The standard of performance for all WBE should be defined and specified according to the well type, particularly casing/liner and cement sheath. Each WBE should have the ability to function for a determined period when there is an external load that can have major effects. Each WBE should be monitored, maintained, inspected, tested, and verified throughout the operation to verify its standard of performance. An acceptable leakage rate may be defined accordingly for each WBE. This acceptable leakage rate may be different for each WBE and well type and an acceptable matrix can be specified as part of the standard of performance. The determination of MAASP for all annuli in the well should be performed. The re-calculation of MAASP for all annuli should be performed if there is a standard change of WBE performance, service type change of the well, annulus fluid density change, tubing and/or casing wall thickness loss, or reservoir pressures change. All critical points should be identified. ISO/TR 10400 is used as the basis for burst and collapse pressure calculation. Required adjustment due to degradation, e.g. wear, corrosion, and erosion, should be accounted for.
2.	Material selection (e.g. tubular, surface and downhole equipment, elastomers) and corrosion treatment [2]	<ul style="list-style-type: none"> The review and investigation of the annulus, including annulus pressure, should be defined, particularly when there is an indication of sustained pressure or leakages. Corrosion prediction and evaluation need to be considered: CO₂ composition, pressure, temperature, project lifetime, in-situ condition, exposure to CO₂, other substances presence (e.g. water, O₂, H₂S), and other possible corrosion attacks (H₂S, galvanic, etc.) CRA and elastomer for CO₂ condition might be required, particularly if the material contact with corrosion substances directly. Corrosion handling method and chemical treatment should be well-prepared. Laboratory testing may be performed to determine the corrosion risk and rates [65].
3.	Tubular and other downhole equipment (e.g. packer) [2]	<ul style="list-style-type: none"> Withstand the maximum in-situ condition (pressure, temperature) and operating condition (CO₂ injection) Same principles of tubing and casing design to be applied according to the material and other requirements
4.	Cement [2]	<ul style="list-style-type: none"> Not shrinking Resistance to CO₂ and other possible corrosion substances
5.	Annulus pressure (e.g. annulus tubing-casing, casing-casing) [2]	<ul style="list-style-type: none"> Periodic monitoring and measurement of annulus pressure and temperature No leakage of injected CO₂ into wellbore annulus

Sejalan dengan ISO 27914 dan ISO/FDIS 27916, konstruksi ulang atau penyelesaian ulang wajib dilakukan sebelum melakukan proyek CCUS di sumur ini. Usia dan kondisi terkini dari sumur ini, peralatan tubular, peralatan permukaan dan downhole, serta WBE harus dipertimbangkan karena akan memengaruhi kinerja sumur, apakah dapat memenuhi persyaratan minimum sumur CCUS setelah dilakukan re-konstruksi/penyelesaian ulang. Perhatian khusus harus diberikan pada kebocoran (misalnya kebocoran dari *casing*, semen, peralatan *downhole* dan permukaan), karena hal ini dapat menyebabkan masalah serius dalam proyek CCUS; oleh karena itu, integritas WBE harus dirancang kembali. CO₂ yang diinjeksikan ke dalam reservoir akan larut dalam fluida formasi (air asin) dan bereaksi membentuk asam karbonat (H₂CO₃). Asam karbonat menyerang lubang sumur, terutama di area injeksi. Semen tahan CO₂ wajib ditempatkan di dalam lubang sumur, terutama pada bagian reservoir, area injeksi, dan sampai ke zona aman dan formasi seal di atas formasi reservoir. Apabila digunakan semen normal atau semen non-CO₂ -resistant, semen jenis ini dapat ditempatkan di atas semen CO₂-resistant, karena semen ini

rentan terhadap serangan CO₂ . Semen harus mampu mempertahankan permeabilitas serendah mungkin dan memberikan perlindungan jangka panjang terhadap serangan CO₂ superkritis (>31 °C pada 1059 psi) dan fluida formasi pada tekanan dan temperatur yang tinggi dan kondisi pH rendah.

Selain persyaratan yang tercantum dalam Tabel 13 dan 17, Tabel 18 menunjukkan persyaratan tambahan untuk sumur injeksi CO₂ berdasarkan ISO 16530-1, ISO 16530-2, dan ISO 27914 yang terkait dengan WBE dan elemen integritas sumur yang kritis.

Kebocoran gas di JPN-1 dapat terjadi melalui berbagai jalur mulai dari jalur natural yang ada (misalnya jalur geologi, pori-pori, rekahan, dan patahan) hingga kegagalan barrier (misalnya semen yang dipompakan, penurunan kualitas semen, microannuli, *casing/liner* yang tidak disemen dengan baik, kegagalan *casing/liner*, retakan, dan korosi). Migrasi gas dapat terjadi di luar *casing/liner* yang disemen dan mengalir ke atas ke permukaan. Berbagai faktor berkontribusi terhadap migrasi ini, termasuk kualitas semen yang buruk di belakang *casing/liner* atau rekahan/pemecahan semen/batuan formasi pada shoe dan di belakang *casing/liner*. Berikut ini adalah faktor-faktor yang harus dipertimbangkan dalam investigasi kebocoran sumur pada sumur ini:

1. Status, usia, dan kedalaman sumur. Hal ini termasuk status sumur baru atau yang dikonversi, dan sumur yang sedang berproduksi atau ditinggalkan. Kedalaman reservoir dan jumlah sumur yang menembus reservoir juga memengaruhi risiko kebocoran CO₂ dan potensi migrasi karena aliran silang antara sumur-sumur yang sudah ada yang berdekatan dan lapisan formasi yang berbeda dapat terjadi.
2. Konstruksi, struktur, skema, dan penyelesaian sumur.
3. Jumlah lubang sumur di daerah tersebut karena hal ini dapat memengaruhi aliran silang antara lubang sumur yang berdekatan dan menyebabkan kebocoran melalui lubang sumur lainnya.
4. Peralatan *downhole* yang terpasang, karena kinerja dan kemampuan integritasnya bergantung pada waktu. Hal ini akan memengaruhi integritas lubang sumur dan mengurangi beban maksimum yang dapat ditahan oleh lubang sumur.
5. Tujuan historis dari sumur (misalnya, sumur penghasil minyak/gas, sumur injeksi, dan sumur yang sudah ditinggalkan)

6. Adanya zat korosif atau zat lain yang meningkatkan korosi, seperti H_2S , CO_2 , dan air.

Selain itu, model karakteristik fluida dan aliran di sepanjang jalur kebocoran diperlukan untuk memperkirakan dan menghitung aliran CO_2 di sepanjang lubang sumur yang bocor [2,6]. Kisaran permeabilitas efektif dari formasi atau semen mikroannuli juga diperlukan untuk memperkirakan risiko kebocoran CO_2 . Parameter input untuk model setidaknya harus terdiri atas dimensi lubang sumur (misalnya diameter luar dan dalam, panjang, tinggi, kemiringan, dan kedalaman), sifat fluida dan CO_2 (komposisi, saturasi, densitas, viskositas, dan laju alir injeksi), sifat formasi (misalnya tekanan, temperatur, permeabilitas, porositas, kompresibilitas, dan efek termal), dan sifat jalur potensial (misalnya dimensi, permeabilitas, dan porositas retakan, mikroannuli, semen, dan rekahan).

Selain itu, sifat fisik CO_2 dapat berubah dari waktu ke waktu dan di sepanjang jalur aliran termasuk jalur kebocoran. Kondisi dinamis ini, bersama dengan ketidakpastian yang ada pada penyimpanan bawah tanah dan lubang sumur, juga harus dipertimbangkan dalam perhitungan model. Dalam beberapa tahun terakhir, berbagai penelitian dan pengembangan telah dilakukan terkait dengan kebocoran lubang sumur melalui berbagai sistem penghalang yang menghasilkan model yang berbeda. Namun, model-model tersebut bersifat spesifik untuk setiap kasus, yang mungkin tidak selalu dapat diterapkan pada kondisi JPN-1. Untuk kasus spesifik pada sumur JPN-1, mengingat sumur ini merupakan sumur eksplorasi migas yang ditinggalkan dan direncanakan untuk dikonversi menjadi sumur CCS/CCUS dengan potensi masalah integritas sumur, maka perlu merencanakan tindakan pencegahan dan pertimbangan khusus dalam pemodelan kebocoran.

Jika injeksi CO_2 di JPN-1 dilakukan, kebocoran dapat terjadi dan menyebabkan dampak yang lebih buruk karena masalah integritas ini. Jumlah CO_2 yang diinjeksikan ke dalam formasi dan kehilangan CO_2 (kebocoran, operasi permukaan, dll.) harus dikuantifikasi. Jaminan integritas sumur wajib dilakukan untuk meminimalkan hilangnya CO_2 sebanyak mungkin, terutama dari permukaan dan kebocoran downhole. Masih banyak data yang belum diketahui, sehingga sulit untuk melakukan evaluasi integritas sumur JPN-1 secara menyeluruh dan memperkirakan

kebocoran. Karena kurangnya data ini, maka sulit juga untuk menerapkan pedoman dan aplikasi internasional dalam operasi kerja ulang dan investigasi di sumur ini.

Peraturan dan pedoman serta standar khusus harus ditentukan sebagai dasar untuk proyek CCUS di JPN-1. Selanjutnya, kriteria yang tegas harus ditetapkan untuk memastikan integritas sumur, misalnya kondisi peralatan downhole yang dapat diterima, dan kondisi semen dan casing/liner. Kemudian, investigasi harus dilakukan pada sumur ini untuk memeriksa kriteria yang telah ditetapkan. Jika teridentifikasi adanya kebocoran, intervensi dan perbaikan sumur harus dilakukan secara langsung dan menghentikan operasi injeksi CO₂.

Pengamatan sumur dan pengujian serta investigasi yang tepat diwajibkan oleh peraturan untuk memastikan bahwa tidak ada kebocoran atau migrasi CO₂ yang terjadi selama operasi injeksi CO₂. Migrasi dan kebocoran CO₂ dapat terjadi kemudian setelah beberapa periode operasi CCUS. Degradasi integritas sumur dapat terjadi secara perlahan-lahan sehingga menyebabkan ketidaksadaran akan potensi risiko kebocoran CO₂. Oleh karena itu, pemantauan yang ketat dalam kurun waktu yang panjang diperlukan untuk memastikan tidak ada kebocoran yang terjadi dari lapisan formasi penyimpanan dan sumur bor. Hasil pemantauan harus dilaporkan secara teratur sesuai dengan peraturan yang berlaku. Pengukuran *wireline logging* direkomendasikan untuk dilakukan. Ini bertujuan untuk mengukur profil injeksi dan CO₂ yang diinjeksikan dan kemungkinan perubahan properti dari waktu ke waktu dan homogenitas. Selain itu, data offset dan data historis dari sumur dan lapangan harus ditinjau dan digunakan sebagai dasar untuk menetapkan peraturan. Selanjutnya, metodologi pengambilan keputusan dapat dibuat berdasarkan analisis data offset dan historis sumur dan lapangan, kondisi sumur saat ini, dan hasil investigasi. Metodologi pengambilan keputusan ini akan menyederhanakan analisis dalam mengambil keputusan, apakah konversi sumur dapat dilakukan.

5. DETAIL INTEGRITAS SUMUR SEBAGAI BASIS PENGAMBILAN KESIMPULAN

5.1 Penilaian Lubang Bor Injeksi CO₂ untuk CCS/CCUS Berbasis Sumuran

Berdasarkan peraturan dan pengalaman di seluruh dunia, seperti di Amerika Serikat (AS), Italia, Jepang, Kanada, serta standar dan pedoman internasional, seperti Organisasi Standardisasi Internasional (ISO), evaluasi kelayakan CO₂-peningkatan pengangkatan minyak (EOR) / penangkapan dan penyimpanan karbon (CCS) / penangkapan, pemanfaatan, dan penyimpanan karbon (CCUS) proyek harus dilakukan berdasarkan basis per sumur dan spesifik lokasi sebelum di lapangan karena injeksi dilakukan pada sumur-sumur tertentu (Duguid dkk., 2019; Syed dan Cutler, 2010; D'Alesio dkk., 2011; D'Alesio dkk., 2011), 2011; Meyer, 2007; Parker dkk., 2009; Watson dan Bachu, 2009; Laumb dkk., 2016; Tanaka dkk., 2017; Bai dkk., 2015; ISO, 2016; Hu dkk., 2020b; Ebadati dkk., 2019; Davarpanah dan Mirshekari, 2019; Hu dkk., 2020). Evaluasi setiap sumur wajib dilakukan untuk memberikan pemahaman menyeluruh tentang kondisi sumur sebelum mengevaluasi per klaster, dan pada akhirnya per lapangan. Jika data lengkap dan evaluasi per sumur telah dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif, maka analisis dan evaluasi per klaster atau lapangan dapat dilakukan dengan relatif cepat sesuai dengan metode statistik tertentu. Berdasarkan hal ini tingkat evaluasi, operasi yang sesuai dan dapat diterapkan dapat ditetapkan.

Pengembangan dan penetapan prosedur yang berlaku untuk merancang, mengoperasikan, dan memonitor operasi berdasarkan basis per lapangan dan per sumur merupakan tahap yang wajib dilakukan sesuai dengan praktik-praktik terbaik industri dan pengalaman yang berkaitan dengan aplikasi lapangan CO₂-EOR/CCS/CCUS. Prosedur ini dikembangkan dari standar dan pedoman yang berlaku dan harus ditinjau dan diperbaharui secara berkala untuk mengakomodasi perubahan dinamis dari sumur dan lapangan, terutama pemantauan dan kesehatan, keselamatan, dan lingkungan (K3L). Pelajaran yang dapat dipetik dari beberapa negara atau industri menunjukkan bahwa meskipun mereka memiliki banyak pengalaman dengan banyak sumur CO₂-EOR/CCS/CCUS, evaluasi, peninjauan, dan pembaharuan dilakukan secara teratur selama siklus hidup

proyek termasuk risiko, K3LH, prosedur operasi standar (SOP), pemantauan, dan mitigasi: Amerika Serikat (Meyer, 2007; Parker dkk., 2009; Syed dan Cutler, 2010; Dejam dan Hassanzadeh, 2018a, b), Kanada (misalnya Lapangan Weyburn-Midale) (Watson dan Bachu, 2009; Bowden dkk., 2013; Laumb dkk., 2016), Italia (D'Alesio dkk., 2011), Aljazair (misalnya di Lapangan Salah) (Oldenburg dkk., 2011; Ringrose dkk., 2011), 2011; Ringrose dkk., 2013), Cina (misalnya Jingbian, Lapangan Jilin, Blok G89-1) (Ma dkk., 2014; Ren dkk., 2016; Yang dkk., 2017), Skotlandia (misalnya Ard- mucknish Bay) (Shitashima dkk., 2015), Jepang (misalnya Lapangan Tomakomai) (Sugihara dkk., 2017; Tanaka dkk., 2017; Sawada dkk., 2018).

Evaluasi per sumur juga sangat penting untuk memprediksi integritas sumur dan kondisi dinamis antarsumur berdasarkan basis teknik, terutama dampak dari sebuah sumur injeksi terhadap sumur-sumur yang ada di sekitarnya dalam suatu lapangan. Integritas sumur bergantung pada kinerja elemen penghalang lubang sumur (WBE) selama siklus hidup sumur (ISO, 2017; OLF dan TBL, 2004). *Casing* adalah salah satu elemen penghalang sumur utama yang harus dipertimbangkan sebagai elemen independen dan tidak bergantung pada WBE lain, seperti pipa produksi atau injeksi. Sebagai elemen independen, casing harus mampu menahan semua beban dan menjadi penghalang pertama ketika terjadi kegagalan *tubing*. Salah satu dampak signifikan dari injeksi CO₂ adalah beban tambahan yang dialami oleh *casing* sumur injeksi dan sumur di sekitarnya yang harus diperhitungkan, terutama risiko yang terkait dengannya, misalnya kekuatan dan masa pakai *casing*, kinerja sambungan, dan kemungkinan kebocoran.

Selain analisis dasar sumur ini, *casing* harus dirancang sesuai dengan standar dan pedoman yang relevan. Tujuh standar dan pedoman tersedia untuk membantu mengevaluasi kandidat sumur untuk aplikasi CO₂ - EOR/CCS/CCUS, terutama dari sudut pandang material casing. Tabel 19 menunjukkan standar ISO yang terkait dengan pemilihan material untuk sumur injeksi dan produksi CO₂.

Menurut ISO 17348 (ISO, 2016) seperti yang terlihat pada Tabel 19, material *casing* untuk sumur injeksi gas dengan kandungan CO₂ yang tinggi ditentukan oleh kondisi gas. Baja karbon digunakan untuk kondisi gas kering tanpa ada kemungkinan kontak dengan air atau akuifer, sedangkan paduan tahan korosi (CRA) digunakan untuk gas basah dan ketika ada kemungkinan

kontak dengan air atau akuifer. Untuk *casing* produksi dan komponen di atas *packer* dalam sumur produksi gas, baja karbon dapat digunakan, tetapi untuk *casing* produksi dan komponen di bawah *packer* produksi, CRA digunakan. Baja karbon dapat digunakan untuk komponen di bawah *packer* jika korosi tidak memengaruhi integritas sumur atau laju produksi; jika tidak, CRA harus digunakan. Jika terdapat H₂ S, ISO 15156 harus digunakan sebagai referensi untuk pemilihan material.

Peraturan dan kriteria desain CO₂ -EOR/CCUS intervensi sumur, K3LH, keandalan operasional, dan persyaratan proyek spesifik lainnya (ISO, 2016, 2010). Kualitas lubang bor setelah operasi pengeboran juga harus dipertimbangkan karena secara signifikan memengaruhi jalannya *casing* dan kinerja di dalam sumur (Mitchell dan Miska, 2011; Adams dan Charrier, 1985; Bourgoyne Jr dkk., 1986).

Indonesia sebagai negara berkembang memulai penelitian dan pengembangan injeksi CO₂ dengan konsep dan tujuan untuk menggunakannya untuk EOR pada sumur minyak dan gas, dan kemudian untuk CCS, dan CCUS (Bowitz dkk., 1996; Best dkk., 2011; Asian Development Bank (ADB), 2013; Muslim dan Permadi, 2015; Bank Dunia, 2015; Muslim dan Permadi, 2016; Marbun dkk., 2019; Kelly dkk., 2019). Pada tahun 2017, Indonesia Center of Excellence (CoE) untuk CCS/CCUS (juga dikenal sebagai CoE Institut Teknologi Bandung (ITB) untuk CCS dan CCUS) didirikan berdasarkan surat keputusan dari Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Indonesia, untuk meningkatkan kapasitas nasional dalam aspek teknis, keamanan, ekonomi, sosial, dan regulasi dari kegiatan CCS/CCUS (CoE CCS/CCUS Indonesia, 2017; Sule, 2019).

Keputusan ini didasarkan pada Keputusan Presiden Republik Indonesia. Nawacita 2 di sektor energi di Indonesia, termasuk proyek CO₂ -EOR/CCS/CCUS (Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, 2017; Bachtiar, 2017).

Namun demikian, belum ada peraturan khusus untuk material lubang bor dan *casing* sumur injeksi CO₂ yang diperlukan sebelum mengimplementasikan sumur CO₂-EOR/CCS/CCUS di Indonesia. Sebelum membuat peraturan tersebut, kerangka kerja dan batasan diperlukan kembali dan ini akan dibuat oleh Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi,

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM), sebagai badan pengatur di Indonesia.

Meskipun belum memiliki peraturan, Indonesia berencana untuk memulai proyek percontohan CO₂-EOR/CCUS pada skala lapangan di Lapangan Sukowati (SKW), Jawa Timur, yang dioperasikan oleh Pertamina. Fluida reservoir di lapangan ini mengandung 20%-25% CO₂ dan 3%-4% H₂S, dan ditemukan pula masalah sirkulasi yang hilang di dalam gua karbonat serta masalah-masalah kompleks yang belum terpecahkan selama operasi pengeboran (JOB Pertamina Petrochina East Java (JOB PPEJ), 2012; Marbun, 2012; Suyanto dkk., 2009; Kelly dkk., 2019).

Asian Development Bank (ADB) sebagai lembaga donor memberikan hibah bantuan teknis kepada Battelle Memorial Institute (2019) untuk melakukan studi peningkatan proyek percontohan CCUS di bidang ini melalui tinjauan dan evaluasi per bidang (Kelly et al., 2019). ADB adalah lembaga pembangunan keuangan yang didedikasikan untuk mencapai Asia dan Pasifik yang makmur, inklusif, tangguh, dan berkelanjutan, sambil berupaya memberantas kemiskinan ekstrem (Asian Development Bank, 2020), sementara Battelle Memorial Institute yang berkantor pusat di Amerika Serikat, merupakan perusahaan nirlaba swasta yang mengkhususkan diri pada pengembangan ilmu pengetahuan dan teknologi terapan (Battelle Memorial Institute, 2019).

Hasil evaluasi mendukung pelaksanaan proyek percontohan dengan beberapa rekomendasi untuk ke depannya. "Tim Battelle mengembangkan kerangka kerja untuk transisi dan pengembangan proyek Sukowati CO₂-EOR yang diusulkan menjadi proyek CCUS standar dengan memanfaatkan keahlian CCUS global serta secara aktif berinteraksi dengan tim lokal di Indonesia" (hlm. 125).

Menurut studi pengembangan Battelle (Kelly et al., 2019), berikut ini adalah rencana proyek percontohan untuk aplikasi CO₂-EOR/CCUS di bidang ini:

1. Terdapat 36 sumur yang sudah ada. Rencananya adalah mengubah sumur eksisting SKW-27 menjadi sumur injeksi CO₂, dengan 4 sumur produksi, yaitu SKW-02, SKW-07, SKW-08, dan SKW-21. Sumur SKW-27 yang dikonversi direncanakan untuk dilubangi pada kedalaman sekitar 30,48 meter di bawah bagian atas Formasi Tuban.

2. Direncanakan bahwa 100.000 metrik ton CO₂ /tahun akan diinjeksikan dalam dua tahun ke bagian atas Formasi Tuban, dimulai dari tahun 2021. Rencana laju injeksi adalah 5 juta kaki kubik standar (MMSCFD). Pada akhir proyek percontohan, reservoir tersebut diperkirakan dapat menyimpan sekitar 275.000 MT CO₂.
3. Kedalaman reservoir adalah sekitar 1.920 m kedalaman sublaut vertikal yang sebenarnya (TVDSS). Puncak produksi minyak adalah 45.000 barel per hari (BPD) pada tahun 2011. Produksi minyak, produksi gas, produksi air saat ini adalah 11.000 BPD, 15 juta kaki kubik per hari (MMSCFD), dan 18.000 BPD, masing-masing dengan 20%-25% kandungan CO₂ berdasarkan massa. Tekanan rata-rata reservoir dan titik gelembung saat ini adalah sekitar 2.651 psi dan 2.400 psi, masing-masing, sedangkan faktor perolehan lapangan ini adalah sekitar 36%.
4. Menurut rencana, faktor-faktor berikut ini perlu diidentifikasi lebih lanjut (Kelly et al., 2019):
 - gradien rekahan (FG), tekanan penutupan rekahan atau tegangan horizontal minimum, dan koefisien kebocoran,
 - efek injeksi CO₂ terus menerus, seperti pada geomekanika, dan aliran multifase, dan fluida batuan interaksi kimiawi.

Terlepas dari permasalahan yang ada, ITB mensimulasikan tiga skenario injeksi dan produksi dalam periode 2 tahun dengan dan tanpa CO₂ -EOR seperti yang terlihat pada Tabel 20.

Namun, studi literatur praktis yang tersedia untuk konteks Indonesia masih terbatas. Oleh karena itu, ITB telah melakukan penelitian yang memiliki tiga tujuan: (1) menjadi cikal bakal evaluasi per sumur dan memperkaya literatur CO₂ -EOR/CCUS khususnya dalam konteks Indonesia, (2) mendukung proyek-proyek CO₂ -EOR/CCUS di Indonesia di masa depan dari Indonesia CoE untuk CCS dan CCUS, termasuk proyek percontohan di bidang ini (Indonesia CoE CCS/CCUS, 2017; Sule, 2019), dan pada akhirnya, hasil dari studi ini akan digunakan (3) untuk mendukung Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Indonesia dan Pertamina dalam membuat peraturan untuk desain, operasi, pemantauan sumur hidup, HSE, dan mitigasi sumur-sumur CO₂ -EOR/CCUS, khususnya untuk sumur bor dan *casing*, serta untuk digunakan oleh perusahaan operator, Pertamina.

Penelitian ini bertujuan untuk menyempurnakan studi Batelle (Kelly et al., 2019), khususnya pada bab "penilaian integritas sumur bor" (hlm. 111). Improvisasi dan hasil penyempurnaan yang dilakukan Marbun dan tim ditunjukkan pada Tabel 21.

Penelitian ini disusun sebagai berikut. Pertama, menyajikan metodologi dan gambaran umum sumur, termasuk alur kerja penelitian dan gambaran umum serta ringkasan permasalahan pemboran dari ketiga sumur di lokasi penelitian di Lapangan Sukowati. Kemudian, perbaikan lubang sumur dan penilaian casing untuk injeksi CO₂ -EOR/CCUS dan kandidat sumur produksi di lapangan ini diulas dan dievaluasi pada bagian hasil dan pembahasan. Terakhir, rangkuman, kesimpulan, dan rekomendasi dibahas dalam penelitian ini sebagai dasar untuk mendesain *well integrity* dan *well barrier*. Selain itu, hasil penelitian ini juga akan digunakan sebagai dasar untuk mendukung badan regulator dalam membuat peraturan untuk desain, operasi, pemantauan seumur hidup, dan mitigasi serta untuk mendukung operator dalam operasi CO₂ -EOR/CCUS.₂

Tabel 19 Standar ISO yang terkait dengan pemilihan material untuk injeksi CO₂ dan sumur

Standard	Title
Norsok D-010 (OLF and TBL, 2004)	Well integrity in drilling and well operations
ISO 16530-1 (ISO, 2017)	Well integrity - Part 1: Life cycle governance
API Spec 5CT (American Petroleum Institute (API), 2018)	Casing and tubing
API Bull 5C2 (American Petroleum Institute (API), 1999)	Bulletin on performance properties of casing, tubing, and drill pipe
ISO 21457 (ISO, 2010)	Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Materials selection and corrosion control for oil and gas production systems
ISO 17348 (ISO, 2016)	Petroleum and natural gas industries – Materials selection for high content CO ₂ for casing, tubing, and downhole equipment.
ISO 15156-1 (ISO et al., 2015a)	Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H ₂ S-containing environments in oil and gas production – Part 1: General principles for selection of cracking-resistant materials.
ISO 15156-2 (ISO et al., 2015b)	Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H ₂ S-containing environments in oil and gas production – Part 2: Cracking-resistant carbon and low-alloy steels, and the use of cast irons.
ISO 15156-3 (ISO et al., 2015c)	Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H ₂ S-containing environments in oil and gas production – Part 3: Cracking-resistant CRAs (corrosion-resistant alloys) and other alloys.
ISO 13680 (ISO, 2020a)	Petroleum and natural gas industries – Corrosion-resistant alloy seamless tubular products for use as casing, tubing, coupling stock and accessory material – Technical delivery conditions
ISO 11960 (ISO, 2020b)	Petroleum and natural gas industries – Steel pipes for use as casing or tubing for wells

Note: American Petroleum Institute (API) and Specifications (Spec).

Tabel 20 Simulasi injeksi CO₂ dan rencana produksi (Kelly et al., 2019) (hlm. 46).

Case	Cumulative CO ₂ injection (MT)	Cumulative CO ₂ production (MT)	Incremental CO ₂ production (MT)	CO ₂ storage, (MT)
No CO ₂ -EOR	-	21,181	-	-21,181
CO ₂ injection into the top layers	194,801	81,816	60,635	134,166
CO ₂ injection spread out over oil zone		58,615	37,434	157,367

Note: MT: metric ton.

Tabel 21 Perbandingan aspek tinjauan dan evaluasi studi Battelle (Kelly et al., 2019) dan penelitian ini.

Result and discussion from Battelle's study (Kelly et al., 2019)	Improvement from ITB's study
<p>1 "Current wells in this field have cement and casing integrity issues as indicated by most of them encountering total losses after penetrating the reservoir section. Portland cement has been used for reservoir zone isolation and this may be subject to acid dissolution in the vent of CO₂ injection and carbonic acid evolution" (pp. 118).</p> <p>2. The SOP related to CO₂-EOR/CCUS was not available in this field.</p> <p>3. The following recommendations for the pilot field which could be applied for "field-scale sensitivity:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Effect of 1 injector vs. multiple CO₂ injectors ● Effect of the location of CO₂ injector(s) and producers ● Effect of the injection interval ● Effect of the injection rate ● Effect of the production well interval length ● Effect of infill wells" (pp. 43) 	<p>Based on the previous explanation, the objectives of this study were as follows:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. to improve Battelle's per field enhancement study (Kelly et al., 2019) related to the CO₂-EOR/CCUS pilot project in this field by (i) conducting an evaluation on per well-basis and (ii) using international standards and guidelines, and industry best practices and experiences worldwide, particularly on well integrity. 2. to review and evaluate the wells performance, leakage risk, and wells interconnection based on per well basis analysis focusing on wells SKW-18, SKW-22, and SKW-21 in this field according to the previous study performed by Joint Operating Body-Pertamina Petrochina East Java (JOB PPEJ) and ITB in 2012 (Marbun, 2012) . This study was an investigation and evaluation study about the drilling problems occurring in wells in this field based on limited available data, e.g. daily drilling report (DDR), daily mud report (DMR), survey data, and final well report (FWR) (JOB Pertamina Petrochina East Java (JOB PPEJ), 2012) . Additionally, other issues were also evaluated: total lost circulation in carbonate cavern, 20%-25% CO₂, 3%-4% H₂S, and complex unsolved drilling problem. 3. to predict the corrosion of injection and production candidate wells by performing simulation with a commercial software Electronic Corrosion Engineer (ECE®) (Wood Group Intetech Ltd, 2019) . 4. to estimate the lifetime of the injection and production wells based on designed injection and production rate. 5. to be used as a methodology reference for future CO₂-EOR/CCUS projects in Indonesia.

DAFTAR PUSTAKA

- Adams, A.J., Gibson, C., Smith, R (2007), “Probabilistic Well Time Estimation Revisited”, presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands.
- Adams, N.J (1985), “Drilling Engineering a Complete Well Planning Approach”, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- Bourgoyne (1986), “Applied Drilling Engineering”, SPE, USA. Field X Data. Not published.
- Finger, J., and Blankenship, D. (2010), “Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling”, Sandia Report, 13-14, 48-51.
- Hubbard, Brad L., Kadri, Shabib J., Crotinger, Michael J., Griffith, James E., Eric van Oort (2010), “Nonproductive Time (NPT) Reduction Delivered Through Effective Failure Investigations”, presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Orleans, Louisiana.
- Hariharan, P.R., Judge, R.A, Nguyen, D.M (2006), “The Use of Probabilistic Analysis for Estimating Drilling Time and Costs While Evaluating Economic Benefits of New Technologies”, presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Miami, Florida.
- Iyoho, A.W., Meize R.A, Millheim, K.K., Crumrine, M.J (2004), “Lessons From Integrated Analysis of GOM Drilling Performance”, presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas.
- Kaiser, Mark J., Pulsipher, Allan G (2007), “Generalized Functional Models for Drilling Cost Estimation”, Journal Paper of SPE.
- Lagreca, Alejandro J., Damski, Carlos., Peden, James M., Nakagawa, Edson Y (2008), “The Role of Knowledge, Tools, and Systems for Drilling Analysis”, Journal Paper of SPE.
- Marbun, B., Zulkhifly, S., Hariz, I., and K. Dita (2011), “Geothermal Drilling – An Overview”, Proceeding 35th Annual Convention & Exhibition, Indonesian Petroleum Association (IPA).
- Marbun, B., Zulkhifly, S., Priatmojo, S., and Gunawan, T (2012), “Selection of Best Drilling Design for Geothermal Drilling – Case Studies”,

Proceeding 36 th Annual Convention & Exhibition, Indonesian Petroleum Association (IPA).

- Rahil, A. (2007), "Drilling Performance Management System", presented at the International Petroleum Technology Conference (IPTC), Dubai, U.A.E. Sadlier, A., Wolfe, Chris., Reese, Mike.,
- Kenda, Bill (2011), "Building Real-time, Remote Pressure Management Service Capability to Enhance Safety and Reduce Drilling NPT", presented at the SPE Digital Energy Conference and Exhibition held, Woodlands, Texas
- Adams, N.J.: Drilling Engineering a Complete Well Planning Approach, Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, (1985).
- Hubbard, B.L., Kadri, S.J., Crotinger M.J., Griffith, J.E., and Oort, E.V.: Nonproductive Time (NPT) Reduction Delivered Through Effective Failure Investigation, SPE Conference Paper, (2010).
- Kaiser, Mark J., Pulsipher, and Allan G.: Generalized Functional Models for Drilling Cost Estimation, SPE Journal Paper, (2007).
- Lagrecia, Alejandro J., Damski, carlos, Peden, James M., and Nakagawa, Edson Y.: The Role of Knowledge, Tools, and Systems for Drilling Analysis, SPE Journal Paper, (2008).
- Marbun, B., Aristya, R., Pinem, R., Ramli, B., and Gadi, K.B.: Evaluation of Non Productive Time of Geothermal Drilling Operations – Case Study in Indonesia, Proceedings, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University. California (2013).
- Marbun, B., Zulkhifly, S., Hariz, I., and Khairina, D.: Geothermal Drilling – An Overview, Proceedings, IPA Thirty-Fifth Annual Convention and Exhibition (2011).
- Marbun, B., Zulkhifly, S., Priatmojo, S., and Gunawan, T.: Selection of Best Drilling Design for Geothermal Drilling – Case Studies, Proceedings, IPA Thirty-Sixth Annual Convention and Exhibition (2012).
- Syarief, D.: Desain Casing Sumur Untuk Rencana Pengembangan Lapangan Geothermal XXX, MS thesis, Department of Petroleum Engineering, Institut Teknologi Bandung, Bandung, Indonesia (2012).

- York, P., Pritchard, D., Dodson, J.K., Rosenberg, S., and Utama, B.: Eliminating Non-Productive Time Associated With Drilling Trouble Zones, OTC 20220 (2009).
- Agustinus ETS, Syafri I, Rosana MF, Zulkarnain I. Scale prevention technique to minimized scaling on re-injection pipes in Dieng geothermal field, Central Java Province, Indonesia. *Indonesian J Geosci.* 2018;5:129–36.
- Asian Development Bank and The World Bank. Unlocking Indonesia's geothermal potential. Philippines, 85. 2015. <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/157824/unlocking-indonesias-geothermal-potential.pdf>. Accessed June 2019.
- Capuano LE Jr. Geothermal well drilling. Chap. 5. In: DiPippo R, editor. *Geothermal power generation-developments and innovation*. Amsterdam: Elsevier; 2016. p. 107–39. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03384-9>.
- Caulk RA, Tomac I. Reuse of abandoned oil and gas wells for geothermal energy production. *Renew Energy.* 2017;112:388–97. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.042>.
- Darma S. Indonesia: vast geothermal potential, modest but growing exploitation. Chap. 21. In: DiPippo R, editor. *Geothermal power generation-developments and innovation*. Amsterdam: Elsevier; 2016. p. 609–43. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03384-9>
- Dench ND. Casing string design for geothermal wells. *Geothermics.* 1970;2:1485–96. [https://doi.org/10.1016/0375-6505\(70\)90468-2](https://doi.org/10.1016/0375-6505(70)90468-2).
- Hole H. Directional drilling of geothermal wells. Okustofnun: United Nations University, Geothermal Training Programme, National Energy Authority; 2006.
- Hosseini-Pourazad H. High-temperature geothermal well design. Reykjavik: The United Nations University Geothermal Training Programme; 2005.
- Kaldal GS, Jonsson MT, Palsson H, Karlsdottir SN. Structural modeling of the casings in high temperature geothermal wells. *Geothermics.* 2015;55:126–37. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2015.02.003>.

- Marbun BTH. Wellbore problem identification and workover feasibility study of geothermal field Dieng Indonesia, PT Geo Dipa Energi. Bandung: Bandung Institute of Technology; 2013.
- Marbun B, Aristya R, Pinem RH, Ramli BS, Gadi KB. Evaluation of non productive time of geothermal drilling operations—case study in Indonesia. In: Thirty-eighth workshop on geothermal reservoir engineering. Stanford: Stanford University. 2013. <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2013/Marbun4.pdf>. Accessed June 2019.
- Marbun BTH, Purba NP, Fadholi BZ. An integrated management of drilling design and operational of geothermal wells. Melbourne: World Geothermal Congress; 2015.
- McGee LE, Smith IEM. Interpreting chemical compositions of small scale basaltic systems: a review. *J Volcanol Geotherm Res.* 2016;325:45–60. <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2016.06.007>.
- Ngigi AN. Geothermal well design using the new 2015 New Zealand Standard and 1991 Standard: a case of MW-20A in Menengai, Nakuru County, Kenya. Reykjavik: Geothermal Training Programme, United Nations University. 2015. <https://orkustofnun.is/gogn/unu-gtp-report/UNU-GTP-2015-28.pdf>. Accessed June 2019.
- Nian Y, Cheng W. Evaluation of geothermal heating from abandoned oil wells. *Energy.* 2018a;142:592–607. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.062>.
- Nian Y, Cheng W. Insights into geothermal utilization of abandoned oil and gas wells. *Renew Sustain Energy Rev.* 2018b;87:44–60. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.004>.
- Nicholson RW. Casing design for temperature regimes in geothermal wells. *Geotherm Resour Council Bull.* 1984;13:23–6.
- Pellet FL. Rock mechanics is meeting the challenge of geo-energies. *Procedia Eng.* 2017;191:1104–7. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2017.05.284>.
- PT Geo Dipa Energi. Internal Report. Company Internal Report. Jakarta: Geo Dipa Energi; 2019.
- Purwaningsih FO, Husnie R, Afuar W, Abdurrahman G. Make-up wells drilling cost in financial model for a geothermal project. In: 6th ITB

- international geothermal workshop (IIGW2017). Bandung: Bandung Institute of Technology. 2017. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/103/1/012010>. Accessed June 2019.
- Røksland M, Basmoen TA, Sui D. Geothermal energy extraction from abandoned wells. *Energy Procedia*. 2017;105:244–9. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.309>.
- Sarmiento ZF. A snapshot of the drilling and completion practices in high temperature geothermal wells in the Philippines. In: Workshop 4 of the Engine “Drilling cost effectiveness and feasibility of high-temperature drilling. Reykjavik, Iceland. 2007.
- Sirait P, Ridwan RH, Battistelli A. Reservoir modeling for development capacity of Dieng geothermal field, Indonesia. In: Fortieth workshop on geothermal reservoir engineering. Stanford: Stanford University. 2015. https://pangea.stanford.edu/ERE/db/IGAstandard/record_detail.php?id=20582. Accessed June 2019.
- Southon J. Geothermal well design, construction and failures. In: World geothermal congress 2005. Antalya, Turkey. 2005.
- Standards New Zealand. Code of practice for geothermal wells. Wellington: Standard Association of New Zealand; 1991.
- Thorhallsson S. Geothermal well operation and maintenance. Reykjavík: The United Nations University Geothermal Training Programme; 2003.
- Thorhallsson S. Common problems faced in geothermal generation and how to deal with them. In: Workshop for decision makers on geothermal projects in Central America. San Salvador, El Salvador. 2006.
- von Hirtz P. Silica scale control in geothermal plants—historical perspective and current technology. Chap. 16. In: DiPippo R, editor. *Geothermal power generation: developments and innovation*. Amsterdam: Elsevier; 2016. p. 443–76. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03384-9>.
- Wahjosoedibjo AS, Hasan M. Indonesia’s geothermal development: where is it going? In: 43rd workshop on geothermal reservoir engineering. Stanford, California: Stanford University. 2018. <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2018/Hasan.pdf>. Accessed June 2019.

- Wahyudityo R, Harto AW, Suryopratomo K. Analisis Scaling Silika pada Pipa Injeksi Brine di Lapangan Geotermal Dieng dengan Studi Kasus di PT. Geo Dipa Energi. *Teknofsika*. 2013;2(1):7-14.
- American Petroleum Institute (API), American Petroleum Institute (API), 1998. API RP 7G: Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits, sixteenth ed. American Petroleum Institute (API), Washington, D.C..
- American Petroleum Institute (API), 2005. API Spec 10 a: Specification for Cements and Materials for Well Cementing, twenty-third ed. American Petroleum Institute (API), Washington, D.C..
- American Petroleum Institute (API), 2011. API Spec 5CT: Specification for Casing and Tubing, ninth ed. American Petroleum Institute, Washington, D.C..
- American Standard Testing and Material (ASTM), 2017. ASTM A193/A193M Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting for High Temperature Or High Pressure Service and Other Special Purpose Applications. ASTM International, West Conshohocken, PA.
- Bourgoyne Jr., A., Millheim, K., Chenevert, M., Young Jr., F., 1986. Applied Drilling Engineering, Vol. 2. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas,
- Byrom, T., 2007. Casing and Liners for Drilling and Completion. Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- Cabrini, M., Lorenzi, S., Pastore, T., Favilla, M., Perini, R., Tarquini, B., 2017. Materials selection for dew-point corrosion in geothermal fluids containing acid chloride. *Geothermics* 69, 139-144.
- Dench, N., 1970. Casing string design for geothermal wells. *Geothermics* 2,1485-1496.
- Dinçer, I., Acar, A., Çobanoğlu, I., Uras, Y., 2004. Correlation between Schmidt hardness, uniaxial compressive strength and Young's modulus for andesites, basalts and tuffs. *Bull. Eng. Geol. Environ.* 63 (2), 141-148.
- Dong, G., Chen, P., 2017. A review of the evaluation methods and control technologies for trapped annular pressure in deepwater oil and gas wells. *J.Natural Gas Sci. Eng.* 37, 85-105.

- Ekasari, N., Marbun, B., 2015. Integrated analysis of optimizing casing materials selection of geothermal well by using a model for calculating corrosion rates. In: World Geothermal Congress, Melbourne, Australia.
- Ellis, P.I., Conover, M., 1981. Materials Selection Guidelines for Geothermal Energy Utilization Systems. Report for the US DOE Washington,.
- Hole, H., 2008. Geothermal well design – Casing and wellhead, In: Petroleum Engineering Summer School, Dubrovnik, Croatia.
- Hossein-Pourazad, H., 2005. High-temperature geothermal well design. In: The United Nations University Geothermal Training Programme, Reykjavik, Iceland.
- Kaldal, G., Jonsson, M., Palsson, H., Karlsdottir, S., 2015. Structural modeling of the casings in high temperature geothermal wells. *Geothermics* 55, 126–137.
- Karlsdottir, S., Ragnarsdottir, K., Thorbjornsson, I., Einarsson, A., 2015. Corrosion testing in superheated geothermal steam in iceland. *Geothermics* 53,281–290.
- Karlsson, T., 1978. Casing design for high temperature geothermal wells. *Geotherm. Resour. Counc. Trans.* 2, 355–358.
- Kermani, B., Gonzales, J., Turconi, G., Perez, T., Morales, C., 2005. Materials optimisation in hydrocarbon production. In: Corrosion 3-7 2005, Houston, Texas.
- Kurata, Y., Sanada, N., Nanjo, H., Ikeuchi, J., 1995. Casing pipe materials for deep geothermal wells. *Geotherm. Resour. Counc. Trans.* 19, 105–109.
- Mahon, T., Harvey, C., Crosby, D., 2000. The chemistry of geothermal fluids in indonesia and their relationship to water and vapour dominated systems. In: World Geothermal Congress, Kyushu - Tohoku, Japan.
- Marbun, B., 2013. Final Report: Wellbore Problem Identification and Workover Feasibility Study of Dieng Geothermal Field, Indonesia, PT Geo Dipa Energi. Bandung Institute of Technology, Bandung, Indonesia.
- Marbun, B., Ridwan, R., Sinaga, S., Pande, B., Purbantanu, B., 2019. Casing failure identification of long-abandoned geothermal wells in field dieng, Indonesia. *Geotherm. Energy* 7 (31).

- Nicholson, R., 1984. Casing design for temperature regimes in geothermal wells. *Geotherm. Resour. Coun. Bull.* 23–26, Vols. 1984-May.
- Nogara, J., Zarrouk, S., 2018a. Corrosion in geothermal environment: Part 1: Fluids and their impact. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 82, 1333–1346.
- Nogara, J., Zarrouk, S., 2018b. Corrosion in geothermal environment part 2: Metals and alloys. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 82, 1347–1369
- S. Akin, Geothermal Re-injection performance evaluation using surveillance analysis methods, *Renew. Energy* 139 (2019) 635e642.
- PT Geo Dipa Energi, "Internal Report," Geo Dipa Energi, Jakarta, 2019.
- B. Marbun, Final Report: Wellbore Problem Identification and Workover Feasibility Study of Geothermal Field Dieng, Indonesia, PT Geo Dipa Energi, Bandung Institute of Technology, Bandung, Indonesia, 2013.
- K. Li, H. Nassori, R. Horne, Experimental study of water injection into geothermal systems, *Transp. Porous Media* 85 (2) (2010) 593e604.
- M. Dusseault, M. Bruno, J. Barrera, Casing shear: causes, cases, cures, *SPE Drill.Complet.* 16 (2001) 98e107, 02.
- P. Jeanne, J. Rutqvist, P. Dobson, Influence of injection-induced cooling on deviatoric stress and shear reactivation of preexisting fractures in enhanced geothermal systems, *Geothermics* 70 (2017) 367e375.
- R. Yang, Z. Huang, G. Li, H. Shi, X. Song, Y. Shi, An integrated workflow to design screen/slotted liners in geothermal wells, *Geothermics* 72 (2018) 277e287.
- E. Chiotis, G. Vrellis, Analysis of casing failures of deep geothermal wells in Greece, *Geothermics* 24 (5e6) (1995) 695e705.
- G. Kaldal, M. Jonsson, H. Palsson, S. Karlsdottir, Structural modeling of the casings in high temperature geothermal wells, *Geothermics* 55 (2015) 126e137.
- R. Nicholson, Casing design for temperature regimes in geothermal wells, *Geoth. Resour. Coun. Bull.* (1984) 23e26. Vols. 1984-May.
- S. Castrup, Recommended practices for slim-hole steam injectors, *SPE Prod.Facil.* 16 (3) (2001) 166e175.
- L. Han, H. Wang, J. Wang, L. Zhu, B. Xie, Z. Tian, Strain based design and field application of thermal well casing string for cyclic steam

- stimulation production, in: SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, 2016. Calgary, Alberta, Canada.
- W. Xiong, M. Bahonar, Z. Chen, Development of a thermal wellbore simulator with focus on improving heat loss calculations for SAGD steam injection, in: SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, 2015. Calgary, Alberta, Canada.
- J. Nogara, S. Zarrouk, Corrosion in geothermal environment: Part 1: fluids and their impact, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 82 (2018) 1333e1346.
- Standards New Zealand, NZS 2403:2015-New Zealand Standard, Code of Practice for Deep Geothermal Wells, Standards New Zealand, Wellington, 2015.
- B. Marbun, R. Ridwan, S. Sinaga, B. Pande, B. Purbantunu, Casing failure identification of long-abandoned geothermal wells in Field Dieng, Indonesia, *Geotherm. Energy* 7 (31) (2019).
- M. Perras, M. Diederichs, A review of the tensile strength of rock: concepts and testing, *Geotech. Geol. Eng.* 32 (2) (2014) 525e546.
- [18] I. Dinçer, A. Acar, I. Çobanoğlu, Y. Uras, Correlation between schmidt hardness, uniaxial compressive strength and young's modulus for andesites, basalts and tuffs, *Bull. Eng. Geol. Environ.* 63 (2) (2004) 141e148.
- H. Hole, Geothermal well design e casing and wellhead, in: *Petroleum Engineering Summer School*, 2008. Dubrovnik, Croatia.
- L. Smith, K. de Waard, Corrosion prediction and materials selection for oil and gas producing environments, in: *NACE Corrosion Conference*, 2005. Houston.
- L. Smith, K. de Waard, B. Craig, The influence of crude oils on well tubing corrosion rates, in: *NACE Corrosion Conference*, 2003. San Diego, California.
- C. de Waard, U. Lotz, D. Milliams, Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipelines, *Journal of Science and Engineering* 47.
- Sari, A., Sari, R., Butarbutar, R., Maulidya, M., Rusmanto, W., 2007. *Indonesia and Climate Change: Current Status and Policies*. PEACE, Jakarta, Indonesia.

- Tharakan, P., 2015. Summary of Indonesia's Energy Sector Assessment. Asian Development Bank, Manila, Phillipines.
- President of Republic of Indonesia, 2011. Presidential Decree Number 61, Jakarta. DKI Jakarta, Government of Indonesia.
- Kaldi, J., Gibson-Poole, C., Payenberg, T., 2009. Geological input to selection and evaluation of CO₂ geosequestration sites. *Am. Assoc. Petroleum Geol.* 59, 5–16.
- Grataloup, S., Bonijoly, D., Brosse, E., Dreux, R., Garcia, D., Hasanov, V., Lescanne, M., Renoux, P., Thoraval, A., 2009. A site selection methodology for CO₂ underground storage in deep saline aquifers: case of the Paris Basin. *Energy Procedia* 1 (February (1)), 2929–2936.
- Asian Development Bank (ADB), 2015. The Planned CCS Pilot Project in Gundih Area, Blora District, Central Java Province, Indonesia. Jakarta.
- Tanaka, Y., Sawada, Y., Tanase, D., Tanaka, J., Shiomi, S., Kasukawa, T., 2017. Tomakomai CCS demonstration project of Japan, CO₂ injection in process. *Energy Procedia* 114 (August), 5836–5846.
- Bielicky, J., Pollak, M., Fitts, J., Peters, C., Wilson, E., 2013. Causes and financial consequences of geologic CO₂ storage reservoir leakage and interference with other subsurface resources. *Int. J. Greenh. Gas Control.* 20 (December), 272–284.
- Chambers, B., Kane, R., Yunovich, M., 2010. Corrosion and selection of alloys for CCS (carbon capture and storage) systems: current challenges. *SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization.*
- IEAGHG, 2010. Corrosion and Selection of Materials for Carbon Capture and Storage. Global CCS Institute, Stoke Orchard, Cheltenham. Wood Group Intetech Ltd, 2019. *Electronic Corrosion Engineer, ECE®.*
- Marbun, B., Sinaga, S., Gaol, C., Arimbawa, G., Pamungkas, A., Hardama, A., Rizkiaputra, R., 2015. Integrated analysis of optimizing tubing material selection for gas wells. *J.Eng. Technol. Sci.* 47 (no. 3), 335–351.

- Gawel, K., Todorovic, J., Liebscher, A., Wiese, B., Opedal, N., 2017. Study of materials retrieved from a Ketzin CO₂ monitoring well. *Energy Procedia* 114 (July), 5799–5815.
- NTS, 2002. Norsok Standard M-001: Materials selection, Rev. 3, Rev. 3 ed. Norwegian Technological Centre, Oslo.
- Zhang, M., Bachu, S., 2010. Review of integrity of existing wells in relation to CO₂ geological storage: What do we know? *Int. J. Greenh. Gas Control*. 5 (December (4)), 826–840.
- Bachu, S., Watson, T., 2009. Review of failures for wells used for CO₂ and acid gas injection in Alberta, Canada. *Energy Procedia* 1 (April (1)), 3531–3537.
- Celia, M., Bachu, S., Nordbotten, J., Gasda, S., Dahle, H., 2007. Quantitative estimation of CO₂ leakage from geological storage: analytical MODELS, numerical models, and data needs. *Greenh. Gas Control Technol.* 7 (September) vol. I, pp. 663-671.
- Nygaard, R., 2010. "Well Design and Well Integrity - Wabamun Area CO₂ Sequestration Project (WASP). University of Calgary, Calgary.
- American Petroleum Institute (API), 2008. API 6D: Specification for Pipeline Valves, 23rd ed. American Petroleum Institute, Washington, D.C.
- Nelson, E. (Ed.), 1990. *Well Cementing* 28 Elsevier Science B.V., Amsterdam.
- Standing, M., Katz, D., 1941. Density of natural gases. *Trans. AIME* (February), 140.
- Bellarby, J., 2009. Tubing Well Performance Heat Transfer and Sizing," in *Well Completion Design*, Amsterdam, Elsevier B.V. pp. 253.
- Gaurina-Međimurec, N., Pašić, B., 2011. Design and mechanical integrity of CO₂ injection wells. *Mining-Geol.-Petroleum Eng. Bull.* 23 (December), 1–8.
- Barlet-Goué dard, V., Rimmelé, G., Porcherie, O., Quisel, N., Desroches, J., 2008. A solution against well cement degradation under CO₂ geological storage environment. *Int. J. Greenh. Gas Control*. 3 (October 2), 206–216.
- Carey, W., Svec, R., Grigg, R., Zhang, J., Crow, W., 2009. Experimental investigation of wellbore integrity and CO₂-brine flow along the

- casing-cement microannulus. *Int. J. Greenh. Gas Control.* 4 (November (2)), 272–282.
- Moroni, N., Santra, A., Ravi, K., Hunter, W., 2009. Holistic design of cement systems to survive CO₂ environment. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Omoisebi, O., Maheshwari, H., Ahmed, R., Shah, S., Osisanya, S., 2017. Experimental study of the effects of CO₂ concentration and pressure at elevated temperature on the mechanical integrity of oil and gas well cement. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 44 (August), 299–313.
- Nakano, K., Mito, S., Xue, Z., 2017. Self-sealing of wellbore cement under the CO₂ batch experiment using well composite sample. *Energy Procedia* 114 (August), 5212–5218.
- Cao, P., Karpyn, Z., Li, Li, 2015. Self-healing of cement fractures under dynamic flow of CO₂-rich brine. *Water Resour. Res. Banner* 30 (May).
- Roy, P., Morris, J., Walsh, S., Iyer, J., Carroll, S., 2018. Effect of thermal stress on wellbore integrity during CO₂ injection. *Int. J. Greenh. Gas Control.* 77 (October), 14–26.
- Bjørge, R., Gawel, K., Panduro, E., Torsæter, M., 2019. Carbonation of silica cement at high-temperature well conditions. *Int. J. Greenh. Gas Control.* 82 (March), 261–268.
- NTS, 2004. Norsok Standard D-010: Well Integrity in Drilling and Well Operations, rev.3, Rev, 3 ed. Norwegian Technological Centre, Oslo.
- E.P. Pertamina, Jepon-1 (JPN-1) Well Data - Unpublished, Pertamina EP, Jakarta, 2008.
- International Organization for Standardization (ISO), ISO 27914: Carbon Dioxide Capture, Transportation and Geological Storage - Geological Storage, first ed., ISO, Geneva, 2017.
- International Organization for Standardization (ISO), ISO 27916: Carbon Dioxide Capture, Transportation and Geological Storage – Carbon Dioxide Storage Using Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR), ISO, Geneva, 2018.
- L. Smith, M. Billingham, C. Lee, D. Milanovic, G. Lunt, CO₂ sequestration wells - the lifetime integrity challenge, in: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, 2010.

- T. Watson, S. Bachu, Evaluation of the potential for gas and CO₂ leakage along wellbores, *SPE Drill. Complet.* 24 (1) (March 2009) 115–126.
- Q. Tao, D. Checkai, N. Huerta, S. Bryant, Estimating CO₂ fluxes along leaky, *SPE J.* 19 (2) (April 2014) 227–238.
- International Organization for Standardization (ISO), Petroleum and Natural Gas Industries - Well Integrity – Part 1: Life Cycle Governance, first ed., ISO, Geneva, 2017. ISO 16530-1.
- T. Watson, S. Bachu, Identification of wells with high CO₂-leakage potential in mature oil fields developed for CO₂-enhanced oil recovery, in: *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, 2008.
- L. Boukhelifa, N. Moroni, S. James, S. Le Roy-Delage, M. Thiercelin, G. Lemaire, Evaluation of cement systems for oil and gas well zonal isolation in a full-scale annular geometry, 01, *SPE Drill. Complet.* 20 (March 2005).
- R. Xu, Analysis of Diagnostic Testing of Sustained Casing Pressure in Wells, 2002.
- R. Bird, W. Stewart, E. Lightfoot, *Transport Phenomena*, revised second ed., John Wiley and Sons, New York, 2007.
- F. Moeinikia, E. Ford, H. Lohne, Ø. Arild, M. Majoumerd, K. Fjelde, Leakage calculator for plugged-and-abandoned wells, *SPE Prod. Oper.* 33 (4) (November 2018) 790–801.
- D. Liversidge, S. Taoutaou, S. Agarwal, Permanent plug and abandonment solution for the north sea, in: *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, Adelaide, 2006.
- C. Oldenburg, S. Bryant, J. Nicot, Certification framework based on effective trapping for geologic carbon sequestration, *Int. J. Greenh. Gas Control* 3 (4) (July 2009) 444–457.
- G. King, R. Valencia, Environmental risk and well integrity of plugged and abandoned wells, in: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Amsterdam, 2014. B.T.H. Marbun et al. *Heliyon* 9 (2023) e1850520
- B. Marbun, D. Santoso, W. Kadir, A. Wibowo, P. Suardana, H. Prabowo, D. Susilo, D. Sasongko, S. Sinaga, B. Purbantanu, J. Palilu, R. Sule, Improvement of borehole and casing assessment of CO₂-EOR/CCUS

- injection and production well candidates in sukowati field, Indonesia in a well-based scale, Energy Rep. 7 (November 2021) 1598–1615.
- International Association of, Oil & Gas Producers, "Standards and Guidelines for Well Construction and Well Operations, International Association of Oil & Gas Producers, Brussels, 2015.
- Norwegian Technology Centre, Materials Selection, Norwegian Technology Centre, Oslo, 2002.
- International Organization for Standardization (ISO), Well Integrity for the Operational Phase, first ed., ISO, Geneva, 2014. ISO/TS 16530-2: Well integrity - Part 2.
- American Petroleum Institute (API), API RP 49: Recommended Practice for Drilling and Well Servicing Operations Involving Hydrogen Sulfide, third ed., API, Washington, DC, 2001, p. 42.
- American Petroleum Institute (API), API RP 54: Occupational Safety and Health for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations, fourth ed., API, Washington, DC, 2019.
- International Organization for Standardization (ISO), ISO 10423: Petroleum and Natural Gas Industries - Drilling and Production Equipment - Wellhead and Christmas Tree Equipment, fourth ed., ISO, Geneva, 2009, p. 430.
- American Petroleum Institute (API), API Spec 6A: Wellhead and Tree Equipment, twenty-first ed., API, Washington, DC, 2019.
- American Petroleum Institute (API), API RP 90: Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells, first ed. ed., American Petroleum Institute (API), Washington, DC, 2006.
- American Petroleum Institute (API), API Spec 5CT: Casing and Tubing, tenth ed., API, Washington, DC, 2019.
- International Organization for Standardization (ISO), ISO 11960: Petroleum and Natural Gas Industries - Steel Pipes for Use as Casing or Tubing for Wells, sixth ed., ISO, Geneva, 2020, p. 267.
- International Organization for Standardization (ISO), ISO 15156-1: Petroleum and Natural Gas Industries - Materials for Use in H₂S-Containing Environments in Oil and Gas Production - Part 1: General Principles

for Selection of Cracking-Resistant Materials, fourth ed., ISO, Geneva, 2020, p. 11.

National Association of Corrosion Engineers (NACE) International, -1: Petroleum and Natural Gas Industries - Materials for Use in H₂S-Containing - Environments in

Oil and Gas Production, first ed., NACE, Houston, TX, 2001, p. 149. NACE MR0175/ISO 15156.

The Norwegian oil and gas association and the federation of Norwegian industries, NORSOK standard M-001, Materials selection, 5th ed., Lysaker: Standards Norway (2014).

International Organization for Standardization (ISO), ISO 13680: Petroleum and Natural Gas Industries - Corrosion-Resistant Alloy Seamless Tubular Products for Use as Casing, Tubing, Coupling Stock and Accessory Material - Technical Delivery Conditions, fourth ed., ISO, Geneva, 2020, p. 125.

American Petroleum Institute (API), 5CRA Api Spec, Corrosion Resistant Alloy Seamless Tubes for Use as Casing, Tubing and Coupling Stock, first ed., API, Washington, DC, 2010, p. 97.

International Organization for Standardization (ISO), ISO 10426-1: Petroleum and Natural Gas Industries - Cements and Materials for Well Cementing - Part 1: Specification, third ed., ISO, Geneva, 2009, p. 38.

American Petroleum Institute (API), API Spec 10A: Cements and Materials for Well Cementing, 25th ed., API, Washington, DC, 2019, p. 76.

American Petroleum Institute (API), API TR 10TR1: Cement Sheath Evaluation, second ed., API, Washington, DC, 2008.

American Petroleum Institute (API), API Std 65-2: Isolating Potential Flow Zones during Well Construction, second ed., API, Washington, DC, 2010, p. 96.

International Organization for Standardization (ISO), ISO 14310: Petroleum and Natural Gas Industries - Downhole Equipment - Packers and Bridge Plugs, second ed., ISO, Geneva, 2008, p. 27.

American Petroleum Institute (API), API Spec 11D1: Packers and Bridge Plugs, fourth ed., API, Washington, DC, 2021, p. 82.

- M. Picha, M. Abu Bakar, P. Patil, F. Abu Bakar, D. Das, P. Tiwari, Overcoming CO₂ injector well design and completion challenges in a carbonate reservoir for world's first offshore carbon capture storage CCS SE asia project, in: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, 2021.
- P. Patil, A. Hamimi, M. Abu Bakar, D. Das, P. Tiwari, P. Chidambaram, M. Jalil, Determining long-term fate of a CO₂ sequestration project utilizing rigorous well integrity risk assessment strategy, in: Offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, 2022.
- P. Tiwari, D. Das, P. Patil, P. Chidambaram, M. Picha, F. Abu Bakar, Converting development wells to observations wells to aid reservoir and overburden monitoring for CO₂ sequestration in a depleted carbonate field, in: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, 2021.
- M. Picha, A. Chuttani, Storage development plan SDP for abandoning high risk development wells and drilling fit-for-purpose CO₂ injectors offshore carbon capture storage CCS project, in: IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Bangkok, 2022.
- P. Patil, D. Das, P. Tiwari, P. Chidambaram, R. Leite, M. Picha, H. Hakim, F. Abu Bakar, Subsea Re-abandonment strategies for high-risk wells to minimize leakage risk in a depleted field for CO₂ storage, in: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, 2021.
- Total, "Carbon Capture and Storage, the Lacq Pilot - Project and Injection Period 2006-2013, Total, Paris, 2015.
- D. Tanase, J. Tanaka, Progress of CO₂ injection and monitoring of the tomakomai CCS demonstration project, in: 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference, GHGT-15, Abu Dhabi, 2021.
- Y. Sawada, J. Tanaka, C. Suzuki, D. Tanase, Y. Tanaka, Tomakomai CCS demonstration project of Japan, CO₂ injection in progress, Energy Proc. 154 (November 2018) 3–8.
- Y. Tanaka, Y. Sawada, D. Tanase, J. Tanaka, S. Shiomi, T. Kasukawa, Tomakomai CCS demonstration project of Japan, CO₂ injection in process, Energy Proc. 114 (July 2017) 5836–5846.

- M. Sugihara, Y. Nishi, H. Ikeda, K. Nawa, T. Ishido, Monitoring CO₂ injection at the tomakomai field using high-sensitivity continuous gravimetry, *Energy Proc.* 114 (July 2017) 4020–4027.
- T. Meckel, Y. Feng, R. Trevino, ~ D. Sava, High-resolution 3D marine seismic acquisition in the overburden at the tomakomai CO₂ storage project, offshore hokkaido, Japan, *Int. J. Greenh. Gas Control* 88 (September 2019) 124–133.
- P. D'Alesio, R. Poloni, P. Valente, P.A. Magarini, Well integrity assessment and assurance: the operational approach for three CO₂ storage fields in Italy, in: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, 2010*.
- T. Tsuji, T. Matsuoka, W. Kadir, M. Hato, T. Takahashi, M. Sule, K. Kitamura, Y. Yamada, K. Onishi, D. Widarto, R. Sebayang, A. Prasetyo, A. Priyono, T. Ariadji,
- B. Sapiie, E. Widiyanto, A. Asikin, Reservoir characterization for site selection in the Gundih CCS project, Indonesia, *Energy Proc.* 63 (2014) 6335–6343.
- M. Parker, J. Meyer, S. Meadows, Carbon dioxide enhanced oil recovery injection operations technologies (poster presentation), *Energy Proc.* 1 (1) (February 2009) 3141–3148.
- T. Syed, T. Cutler, Well integrity technical and regulatory consideration for CO₂ injection wells, in: *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Rio de Janeiro, 2010*.
- M. Kelly, J. Main, D. Jackman, J. Lundeen, Indonesia: Pilot Carbon Capture and Storage Activity in the Natural Gas Processing Sector, Battelle Memorial Institute, Asian Development Bank (ADB), Ohio, 2019.
- J. Meyer, Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂ EOR) Injection Well, American Petroleum Institute (API), Texas, U.S., 2007.
- B. Freifeld, C. Oldenburg, P. Jordan, L. Pan, S. Perfect, J. Morris, J. White, S. Bauer, D. Blankenship, B. Roberts, G. Bromhal, D. Glosser, D. Wyatt, K. Rose, Well Integrity for Natural Gas Storage in Depleted Reservoirs and Aquifers, U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Morgantown, 2016.

- T. Watson, Surface casing vent flow repair-A process, in: Canadian International Petroleum Conference, Calgary, 2004.
- B. Marbun, D. Prasetyo, H. Prabowo, D. Susilo, F. Firmansyah, J. Palilu, I. Silamba, D. Santoso, W. Kadir, R. Sule, I. Kardani, W. Saprudin, B. Andhika, Well integrity evaluation prior to converting a conventional gas well to CO₂ injector well - Gundih CCS pilot project in Indonesia (phase 1), *Int. J. Greenh. Gas Control* 88 (September 2019) 447–459.
- F. Mulyasari, A. Harahap, A. Rio, R. Sule, W. Kadir, Potentials of the public engagement strategy for public acceptance and social license to operate: case study of carbon capture, utilisation, and storage Gundih pilot project in Indonesia, *Int. J. Greenh. Gas Control* 108 (June 2021).
- M. Sule, Decarbonization Strategy in Indonesia by Implementing CCUS, UKCCSRC Virtual Autumn Conference, 2021. B.T.H. Marbun et al. *Heliyon* 9 (2023) e1850521
- Asian Development Bank (ADB), Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery in Indonesia: an Assessment of its Role in a Carbon Capture and Storage Pathway, ADB, Manila, Philippines, 2019.
- R. Sule, F. Mulyasari, W. Kadir, Risk analysis of Gundih carbon capture utilization and storage: implications and challenges of risk governance of technological advancement for climate change mitigation, DKI Jakarta, Indonesia, 2022, in: 1st International Conference on Contemporary Risk Studies, ICONIC-RS, South Jakarta, 2022.
- T. Tsuji, T. Matsuoka, T. Takahashi, K. Kitamura, K. Onishi, Y. Yamada, M. Sule, W. Kadir, D. Widarto, R. Sebayang, A. Prasetyo, A. Priyono, E. Widiyanto, B. Sapiie, Pilot CCS Project in Indonesia "Gundih CCS Project": Geological and Geophysical Surveys for Site Selection and Monitoring, EGU General Assembly, 2013.
- K. Johnstone, Z. Zulkifli, Jepon-1 CCS Project Wells Review, Lloyd's Register, 2017.
- N. Morita, Elastic-plastic behavior and limit load analysis of casings, in: IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Bangkok, 2022.

- S. Axelsen, R. Gonzalez, G. Mortali, A CO₂ Injection Well: Upsets to Regular Injection Service and Their Effect upon the Corrosion to the Materials of Construction, CORROSION 2016, Vancouver, 2016.
- W. Crow, J. Carey, S. Gasda, D. Williams, M. Celia, Wellbore integrity analysis of a natural CO₂ producer, *Int. J. Greenh. Gas Control* 4 (2) (March 2010) 186–197.
- S. Sarkar, M. Toksoz, " D. Burns, Fluid Flow Modeling in Fractures, Earth Resources Laboratory, Cambridge, 2004.
- K. Gray, E. Podnos, E. Becker, Finite element studies of near-wellbore region during cementing operations: Part I, in: Production and Operations Symposium, Oklahoma, 2007.
- D. Checkai, Estimating Permeability Distribution of Leakage, Austin, 2012.
- J. Jutten, A. Hayman, Microannulus effect on cementation logs: experiments and case histories, in: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, 1993. Singapore.
- B. Aas, J. Sørbø, S. Stokka, A. Saasen, R. Statoil, Ø. Lunde, T. Vrålstad, Cement placement with tubing left in hole during plug and abandonment operations, in: IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Texas, 2016.
- I. Kutasov, Empirical correlation determined downhole mud, *Oil Gas J.* 86 (50) (1988) 61–63.
- Y. Le Guen, J. Le Gouevic, R. Chammas, B. Gerard, O. Poupard, A. Van Der Beken, L. Jammes, CO₂ storage—managing the risk associated with well leakage over long timescales, in: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, 2008.
- Adams, N., Charrier, T., 1985. *Drilling Engineering : A Complete Well Planning Approach*. Pennwell Books, Tuls, Oklahoma.
- Adams, N., Eustes III, A., 2011. Drilling problems. In: Mitchell, R., Miska, S. (Eds.), *Fundamentals of Drilling Engineering*, Vol. 12. Society of Petroleum Engineers, Texas, pp. 625–676.
- American Petroleum Institute (API), 1999. *API Bulletin 5C2: Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe*, twentyfirst ed. American Petroleum Institute, Washington D.C..

- American Petroleum Institute (API), 2008. API TR 10TR1: Cement Sheath Evaluation, second ed. American Petroleum Institute, Washington D.C..
- American Petroleum Institute (API), 2013. API RP 10B-2: Recommended Practice for Testing Well Cements. American Petroleum Institute, Washington D.C..
- American Petroleum Institute (API), 2016. API RP 10B-3: Testing of Well Cements Used in Deepwater Well Construction. American Petroleum Institute, Washington D.C..
- American Petroleum Institute (API), 2018. API Spec 5CT: Casing and Tubing, tenth ed. American Petroleum Institute, Washington, D.C..
- American Petroleum Institute (API), 2019a. API RP 54: Occupational Safety and Health for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations, fourth ed.
- American Petroleum Institute (API, Washington, DC.
- American Petroleum Institute (API), 2019b. API Specification 10A: Cements and Materials for Well Cementing. American Petroleum Institute, Washington D.C..
- Asian Development Bank, 2020. [Online]. Available: <https://www.adb.org/> (Accessed 13 January 2021).
- Asian Development Bank (ADB), 2013. Prospects for Carbon Capture and Storage in Southeast Asia. Asian Development Bank (ADB), Mandaluyong.
- Bachtiar, A., 2017. EOR Challenge and aspiration to implement EOR in Indonesia fields. Pertamina.
- Bai, M., Song, K., Li, Y., Sun, J., Reinicke, K., 2015. Development of a novel method to evaluate well integrity during CO₂ underground storage. SPE J. 20 (03), 628–641.
- Battelle Memorial Institute, 2019. [Online]. Available: <https://www.battelle.org/> homepage (Accessed 13 January 2021).
- Best, D., Mulyana, R., Jacobs, B., Iskandar, U., Beck, B., 2011. Status of CCS development in Indonesia. Energy Procedia 4, 6152–6156.

- Bourgoyne Jr, A., Millheim, M., Chenevert, F., Young Jr, K., 1986. Applied Drilling Engineering, Vol. 2. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas,
- Bowden, A., Pershke, D., Chalaturnyk, R., 2013. Geosphere risk assessment conducted for the IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ monitoring and storage project. *Int. J. Greenhouse Gas Control* 16 (1), S276–S290.
- Bowitz, E., Sasmitawidjaja, V.S., Sugiarto, G., 1996. The Indonesian Economy and Emissions of CO₂: An Analysis Based on the Environmental-Macroeconomic Model MEMLI, 1990-2020, Statistics Norway.
- Brandt, H., 2016. Well integrity management - Application of risk assessment to optimize your decisions. In: *Offshore Technology Conference Asia*, Kuala Lumpur, Malaysia.
- Brechan, B., Sangesland, S., Planning, Digital.Well., 2019. Digital well planning well construction and life cycle well integrity: The role of digital experience. In: *SPE Norway One Day Seminar*, Bergen, Norway.
- Carden, R., Grace, R., 2007. *Horizontal and Directional Drilling*. Petro Skills, LLC. An OGC Company., Tulsa, Oklahoma.
- Ceray, A., Borzel, K., Spowage, A., 2014. Well integrity - Moving From firefighting to strategic planning. In: *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, Adelaide, Australia.
- D'Alesio, P., Poloni, R., Valente, P., Magarini, P., 2011. Well-integrity assessment and assurance: The operational approach for three CO₂-storage fields in Italy. *SPE Prod. Oper.* 26 (02), 140–148.
- Davarpanah, A., Mirshekari, B., 2019. Experimental study of CO₂ solubility on the oil recovery enhancement of heavy oil reservoirs. *J. Thermal Anal. Calorimetry* 139, 1161–1169.
- Dean, M., Blackford, J., Connelly, D., Hines, R., 2020. Insights and guidance for offshore CO₂ storage monitoring based on the QICS, ETI MMV, and STEMM-CCS projects. *Int. J. Greenhouse Gas Control* 100, 1–9.
- Dejam, M., Hassanzadeh, H., 2018a. Diffusive leakage of brine from aquifers during CO₂ geological storage. *Adv. Water Resour.* 111, 36–57.

- Dejam, M., Hassanzadeh, H., 2018b. The role of natural fractures of finite doubleporosity aquifers on diffusive leakage of brine during geological storage of CO₂. *Int. J. Greenhouse Gas Control* 78, 179–197.
- Dethlefs, J., Chastain, B., 2012. Assessing well-integrity risk: A qualitative model. *SPE Drill. Complet.* 27 (02), 294–302.
- Directorate General of Oil and Gas, 2017. Annual Report-Strategies To Stimulate National Oil and Gas Investment. Directorate of Oil and Gas, Jakarta.
- Duguid, A., Zaluski, W., El-Kaseeh, G., Lee, S., Piercy, M., 2019. Well integrity risk assessment to inform containment risk monitoring for carbon capture, utilization, and storage, applied to the Weyburn-Midale field, Canada. *Int. J. Greenhouse Gas Control* 86, 226–238.
- Ebadati, A., Akbari, E., Davarpanah, A., 2019. An experimental study of alternative hot water alternating gas injection in a fractured model. *Energy Explor. Exploit.* 37 (3), 945–959.
- Farwana, A., Taylor, I., 2015. Determining the optimal frequency of carrying out well integrity tests. In: *SPE Offshore Europe Conference and Exhibition*, Aberdeen, Scotland, UK.
- Freifeld, B., Oldenburg, C., Jordan, P., Pan, L., Perfect, S., Morris, J., White, J., Bauer, S., Blankenship, D., Roberts, B., Bromhal, G., Glosser, D., Wyatt, D., Rose, K., 2016. Well Integrity for Natural Gas Storage in Depleted Reservoirs and Aquifers. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Morgantown.
- Godoy, R., Fontan, M., Capra, B., Kvalsund, R., Poupard, O., 2015. Well Integrity Support by Extended Cement Evaluation - Numerical Modeling of Primary Cement Jobs, in *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE.
- Hu, X., Li, M., Peng, C., Davarpanah, A., 2020. Hybrid Thermal-Chemical Enhanced Oil Recovery Methods; An Experimental Study for Tight Reservoirs, 12, 1-9.
- Hu, X., Xie, J., Cai, W., Wang, R., Davarpanah, A., 2020b. Thermodynamic effects of cycling carbon dioxide injectivity in shale reservoirs. *J. Petrol. Sci. Eng.* 195, 1–7.

- Hyne, N., 2012. Nontechnical Guide To Petroleum Geology, Exploration, Drilling & Production. PennWell Corp, Tulsa, Oklahoma. Indonesia CoE CCS/CCUS, 2017. Indonesia Center of excellence CCS/CCUS, faculty of mining and petroleum engineering ITB. [Online]. Available: <https://ccscoe.fttm.itb.ac.id/> (Accessed 25 2020). ISO, 2009. ISO 10426-1:2009, Petroleum and Natural Gas Industries – Cements and Materials for Well Cementing – Part 1: Specification. ISO, Geneva. ISO, 2009a. ISO 31000:2009 Risk Management, first ed. International Organization for Standardization, Geneva. ISO, 2010. ISO 21457:2010 Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries – Materials Selection and Corrosion Control for Oil and Gas Production Systems, first ed. International Organization for Standardization, Geneva.
- ISO, 2016. ISO 17348:2016: Petroleum and Natural Gas Industries – Materials Selection for High Content CO₂ for Casing, Tubing and Downhole Equipment, first ed. International Organization for Standardization, Geneva.
- ISO, 2017. ISO 16530-1:2017 Petroleum and Natural Gas Industries – Well Integrity – Part 1: Life Cycle Governance, first ed. ISO, Geneva.
- ISO, 2020a. ISO 13680:2020 Petroleum and Natural Gas Industries – CorrosionResistant Alloy Seamless Tubular Products for Use As Casing, Tubing, Coupling Stock and Accessory Material – Technical Delivery Conditions, fourth ed. ISO, Geneva.
- ISO, 2020b. ISO 11960:2020 Petroleum and Natural Gas Industries – Steel Pipes for Use As Casing Or Tubing for Wells, sixth ed. ISO, Geneva.
- ISO, ANSI, NACE, 2015a. ISO 15156-1: 2015 Petroleum, Petrochemical, and Natural Gas Industries - Materials for Use in H₂S-Containing Environments in Oil and Gas Production, third ed. ISO, ANSI, NACE, Geneva.
- ISO, ANSI, NACE, 2015b. ISO 15156-2:2015 Petroleum and Natural Gas Industries – Materials for Use in H₂S-Containing Environments in Oil and Gas Production – Part 2: Cracking-Resistant Carbon and Low-Alloy Steels, and the Use of Cast Irons, third ed. ISO, ANSI, NACE, Geneva.
- ISO, ANSI, NACE, 2015c. ISO 15156-3:2015 Petroleum and Natural Gas Industries – Materials for Use in H₂S-Containing Environments in Oil

and Gas Production — Part 3: Cracking-Resistant CRAs (Corrosion-Resistant Alloys) and Other Alloys, third ed. ISO, ANSI, NACE, Geneva.

- JOB Pertamina Petrochina East Java (JOB PPEJ), 2012. Data Sukowati Wells - Unpublished. JOB Pertamina Petrochina East Java, Jakarta.
- Kelly, M., Main, J., Jackman, D., Lundeen, J., 2019. Indonesia: Pilot Carbon Capture and Storage Activity in the Natural Gas Processing Sector. Battelle Memorial Institute, Asian Development Bank (ADB), Ohio.
- Kermani, B., Gonzales, J., Turconi, G., Perez, T., Morales, C., 2005. Materials optimisation in hydrocarbon production. In: Corrosion, Texas.
- Laumb, J., Glazewski, K., Hamling, J., Azenkeng, A., Watson, T., 2016. Wellbore corrosion and failure assessment for CO₂ EOR and storage: Two case studies in the Weyburn field. *Int. J. Greenhouse Gas Control* 54 (2), 479–489.
- Lubinski, A., 1961. Maximum permissible dog-legs in rotary boreholes. *J. Pet. Technol.* 13 (02), 175–194.
- Ma, J., Wang, X., Gao, R., Zhang, X., Wei, Y., Wang, Z., Ma, J., Huang, C., Zhao, X., Jiang, S., Liu, L., Li, L., Yu, H., Wang, H., 2014. Jingtian CCS project China: Second year of injection, measurement, monitoring and verification. *Energy Procedia* 63, 2921–2938.
- Marbun, B., 2012. Study report of SKW-18, SKW-22, and SKW-21 in sukowati field. JOB-PPEJ, Unpublished report, Bandung.
- Marbun, B., Prasetyo, D., Prabowo, H., Susilo, D., Firmansyah, F., Palilu, J., Silamba, I., Santoso, D., Kadir, W., Sule, R., Kardani, I., Saprudin, W., Andhika, B., 2019. Well integrity evaluation prior to converting a conventional gas well to CO₂ injector well - Gundih CCS pilot project in Indonesia (phase 1). *Int. J. Greenhouse Gas Control* 88, 447–459.
- Marbun, B., Sinaga, S., Gaol, C., Arimbawa, G., Pamungkas, A., Hardama, A., Rizkiaputra, R., 2015. Integrated analysis of optimizing tubing material selection for gas wells. *J. Eng. Technol. Sci.* 47 (3), 335–351.
- Meyer, J., 2007. Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂ EOR) Injection Well. American Petroleum Institute (API, Texas, U.S.

- Miska, S., 2011. Directional Drilling, 12. Society Petroleum Engineers, Texas, pp. 449–584, Mitchell, R., Miska, S., 2011. Fundamentals of Drilling Engineering, vol. 12.
- Society of Petroleum Engineers, Richardson. Muhajir, M.A., Juandi, D., 2018. A novel technique to correct horizontal present day in-situ stresses orientation in deviated wells in Sukowati Field, East Java. In: SPWLA 2nd Asia Pacific Technical Symposium, Bogor, Java, Indonesia.
- Murphey, C., Cheatham Jr, J., 1966. Hole deviation and drill string behavior. Soc. Petrol. Eng. J. 06 (01), 44–54.
- Muslim, B., Permadi, A., 2015. Determination of minimum miscibility pressure at AB-4 and AB-5 layers of air benakat formation-South Sumatra Basin based on experiments, simulations, equation of state, and correlations. J. Teknol. Min. dan Gas Bumi 7 (1), 53–62.
- Muslim, B., Permadi, A., 2016. CO₂ gas blending to lower the minimum miscibility pressure: A Case Study at AB-4 and AB-5 layers of air benakat formation, South Sumatera Basin. J. Teknol. Min. dan Gas Bumi 10 (1).
- Norwegian Technology Centre, 2002. Materials Selection. Norwegian Technology Centre, Oslo.
- Nyborg, R., 2010. CO₂ corrosion models for oil and gas production systems. In: CORROSION. San Antonio, Texas.
- Oldenburg, C., Jordan, P., Nicot, J., Mazzoldi, A., Gupta, A., Bryant, S., 2011. Leakage risk assessment of the in salah CO₂ storage project: Applying the certification framework in a dynamic context. Energy Procedia 4, 4154–4161.
- OLF, TBL, 2004. Norsok Standard D-010: Well Integrity in Drilling and Well Operations, Rev.3 ed. Norwegian Technological Centre, Oslo.
- Palilu, J., Soegijono, B., Marbun, B., 2019a. CO₂ attack on Api Class-G cement and the role of cao swelling cements admixtures. J. Phys. Conf. Ser. 1191), 012045.
- Palilu, J., Soegijono, B., Marbun, B., 2019b. The role of MgO as swelling cements admixtures under CO₂ attack on API class-G cement. J. Phys. Conf. Ser. 1245, 012036.

- Parker, M., Meyer, J., Meadows, S., 2009. Carbon dioxide enhanced oil recovery injection operations technologies (poster presentation). *Energy Procedia* 1, 3141–3148.
- Ren, B., Ren, S., Zhang, L., Chen, G., Zhang, H., 2016. Monitoring on CO₂ migration in a tight oil reservoir during CCS-EOR in Jilin Oilfield China. *Energy* 98, 108–121.
- Ringrose, P., Mathieson, A., Wright, I., Selama, F., Hansen, O., Bissell, R., Saoula, N., Midgley, J., 2013. The in salah CO₂ storage project: Lessons learned and knowledge transfer. *Energy Procedia* 37, 6226–6236.
- Sawada, Y., Tanaka, J., Suzuki, C., Tanase, D., Tanaka, Y., 2018. Tomakomai CCS demonstration project of Japan, CO₂ injection in progress. *Energy Procedia* 154, 3–8
- Shitashima, K., Maeda, Y., Sakamoto, A., 2015. Detection and monitoring of leaked CO₂ through sediment, water column and atmosphere in a sub-seabed CCS experiment. *Int. J. Greenhouse Gas Control* 38, 135–152.
- Sugihara, M., Nishi, Y., Ikeda, H., Nawa, K., Ishido, T., 2017. Monitoring CO₂ injection at the tomakomai field using high-sensitivity continuous gravimetry. *Energy Procedia* 114, 4020–4027.
- Sule, M., 2019. CCS and CO₂-EOR Planned Pilot Projects in Indonesia: Their Current Status. *Indonesia CoE for CCS and CCUS*, Jakarta.
- Suyanto, S., Syaifudin, Oemar, S., Lotong, M., 2009. Technical & Social Issue of H₂S Environment within Drilling & Operations of Oil & Gas Industry. In: *Asia Pacific Health, Safety, Security and Environment Conference*, Jakarta.
- Syed, T., Cutler, T., 2010. Well integrity technical and regulatory consideration for CO₂ injection wells. In: *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, Rio de Janeiro.
- Tanaka, Y., Sawada, Y., Tanase, D., Tanaka, J., Shiomi, S., Kasukawa, T., 2017.
- Tomakomai CCS demonstration project of Japan, CO₂ injection in process. *Energy Procedia* 114, 5836–5846.

- Tucker, O., Holley, M., Metcalfe, R., Hurst, S., 2013. Containment risk management for CO₂ storage in a depleted gas field, UK North Sea. *Energy Procedia* 37, 4804–4817.
- United States Environmental Protection Agency (EPA), 2019. Underground Injection Control (UIC) Program Class II Permit Application Completeness Review Checklist. United States Environmental Protection Agency (EPA), Washington, D.C..
- United States Environmental Protection Agency (EPA), 2020. Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Implementation Manual for UIC Program Directors. United States Environmental Protection Agency (EPA), Washington, D.C..
- Watson, T., Bachu, S., 2009. Evaluation of the potential for gas and CO₂ leakage along wellbores. *SPE Drilling Complet.* 24 (01), 115–126.
- Wilson, G., 1967. Dog-leg control in directionally drilled wells. *J. Pet. Technol.* 19, 107–112. Wood Group Intetech Ltd, 2019. *Electronic Corrosion Engineer*, ECER. Wood Group Intetech Ltd..
- World Bank, 2015. *The Indonesia Carbon Capture Storage (CCS) Capacity Building Program: CCS for Coal-Fired Power Plants in Indonesia*. The World Bank Group, Washington, DC.
- World Resources Institute (WRI), 2008. *CCS Guidelines: Guidelines for Carbon Dioxide Capture, Transport, and Storage*, Washington, DC.
- Yang, Y., Li, Y., Zhang, S., Chen, F., Hou, H., Ma, J., 2017. Monitoring the impact of fugitive CO₂ emissions on wheat growth in CCS-EOR areas using satellite and field data. *J. Cleaner Prod.* 151, 34–42.

PROFIL PENULIS



Nama : Bonar Tua Halomoan Marbun
Tempat/tgl lahir : Jakarta/22-Desember-1975
Kel. Keahlian : Teknik Pengeboran, Produksi dan Manajemen Migas (TPPM)
Alamat Kantor : Jl. Ganesa 10 Bandung, Jawa-Barat

I. RIWAYAT PENDIDIKAN

- 2006 Doktor-Ingenieur, Teknik Material, Technische Universität Clausthal, Jerman.
- 2001 Diplom-Ingenieur, Teknik Perminyakan, Technische Universität Clausthal, Jerman.
- 1999 Sarjana Teknik, Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung, Indonesia.

II. RIWAYAT KERJA DI ITB

- 2010 Kepala Laboratorium Teknik Pengeboran, Teknik Perminyakan
- 2018 – 2020 Ketua Program Studi S2 & S3, Teknik Perminyakan
- 2013 – 2017 Ketua Program Studi S1, Teknik Perminyakan

III. RIWAYAT KEPANGKATAN

- 2023 IV/C
- 2021 IV/B
- 2019 IV/A
- 2017 III/D
- 210 III/C

IV. RIWAYAT JABATAN FUNGSIONAL

- 2023 Guru Besar
- 2017 Lektor Kepala
- 2010 Lektor

V. KEGIATAN PENELITIAN

- 2023 Reviewer Bidang Integritas Sumur Migas, Kementerian Dalam Negeri Amerika-Serikat
- 2021 Narasumber Bidang Integritas Sumur Migas, Kementerian Energi Amerika-Serikat
- 2015 Anggota Tim Independen Pengendali Keselamatan Migas, Direktorat Jenderal Migas, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia

VI. PUBLIKASI BEREPUTASI INTERNASIONAL 5 TAHUN TERAKHIR

- B.T.H. Marbun, S.Z. Sinaga, B. Purbantanu, D. Santoso, W.G.A. Kadir, R. Sule, D.E. Prasetyo, H. Prabowo, D. Susilo, F.R. Firmansyah, J.M. Palilu, W. Saprudin, B. Andhika, Lesson learned from the assessment of planned converted CO₂ injection well integrity in Indonesia – CCUS project, *Heliyon*, Volume 9, Issue 8, 2023, e18505, ISSN 2405-8440, <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e18505>.
- B.T.H. Marbun, S.Z. Sinaga, B.A. Purbantanu, R.H. Ridwan, Improvement of loads calculation of the perforated liner in a geothermal production well, *Renewable Energy*, Volume 174, 2021, Pages 468-486, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.04.054>.
- B.T.H. Marbun, D. Santoso, W.G.A. Kadir, A. Wibowo, P. Suardana, H. Prabowo, D. Susilo, D. Sasongko, S.Z. Sinaga, B.A. Purbantanu, J.M. Palilu, R. Sule, Improvement of borehole and casing assessment.
- B.T.H. Marbun, R.H. Ridwan, H.S. Nugraha, S.Z. Sinaga, B.A. Purbantanu, Review of directional drilling design and operation of geothermal wells in Indonesia, *Renewable Energy*, Volume 176, 2021, Pages 135-152, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.078>.
- B.T.H. Marbun, R.H. Ridwan, S.Z. Sinaga, B.A. Purbantanu, Design of injection liner of high-temperature vapor-dominated geothermal reservoir, *Renewable Energy*, Volume 150, 2020, Pages 649-655, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.085>.
- B.T.H. Marbun, R.H. Ridwan, H.S. Nugraha, S.Z. Sinaga, B.A. Purbantanu, Casing setting depth and design of production well in water-dominated geothermal system with 330 °C reservoir temperature, *Energy Reports*, Volume 6, 2020, Pages 582-593, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.02.013>.

- B.T.H. Marbun, D.E. Prasetyo, H. Prabowo, D. Susilo, F.R. Firmansyah, J.M. Palilu, I.C. Silamba, D. Santoso, W.G.A. Kadir, R. Sule, I. Kardani, W. Saprudin, B. Andhika, Well integrity evaluation prior to converting a conventional gas well to CO₂ injector well – Gundih CCS pilot project in Indonesia (phase 1), *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Volume 88, 2019, Pages 447-459, ISSN 1750-5836, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.06.006>.
- Marbun, B.T.H., Ridwan, R.H., Sinaga, S.Z. *et al.* Casing failure identification of long-abandoned geothermal wells in Field Dieng, Indonesia. *Geotherm Energy* **7**, 31 (2019). <https://doi.org/10.1186/s40517-019-0146-3>

VII. PENGHARGAAN

2021 Satyalancana Karya Satya X Tahun

VIII. SERTIFIKASI





2013 Sertifikat Pendidik, Kementerian Pendidikan Nasional Republik Indonesia

ITB PRESS

📍 Gedung STP ITB, Lantai 1,
Jl. Ganesa No. 15F Bandung 40132
☎ +62 22 20469057
🌐 www.itbpress.id
✉ office@itbpress.id
👤 Anggota Ikapi No. 043/JBA/92
📄 APPTI No. 005.062.1.10.2018

**Forum Guru Besar
Institut Teknologi Bandung**

Jalan Dipati Ukur No. 4, Bandung 40132
E-mail: sekretariat-fgb@itb.ac.id
Telp. (022) 2512532

🌐 fgb.itb.ac.id  [FgbItb](#)  [FGB_ITB](#)
 [@fgbitb_1920](#)  [Forum Guru Besar ITB](#)

ISBN 978-623-297-401-2

