

Manajemen Risiko dalam Pengeboran Eksplorasi Panas Bumi di Indonesia

Daniel W. Adityatama¹, Dorman P. Purba², Farhan Muhammad²
University of Auckland¹, Rigsis Energi Indonesia²

Abstrak

Pengeboran adalah salah satu tahapan penting yang berdampak pada biaya proyek pengembangan panas bumi secara signifikan. Secara umum, risiko utama dalam pengembangan energi panas bumi, terutama di tahap eksplorasi, dapat dikategorikan menjadi dua. Risiko pertama adalah risiko yang terkait dengan sumber daya atau cadangan yang terkandung di dalam suatu reservoir panas bumi, di mana temperatur dan reservoir menjadi pertimbangan utama. Risiko kedua adalah berbagai risiko yang terkait dengan infrastruktur pendukung pengeboran, potensi masalah dalam operasi pengeboran, aspek lingkungan, dan masalah dengan masyarakat setempat. Tingkat berbagai risiko tersebut juga sangat dipengaruhi oleh biaya pengeboran di mana semakin tinggi biaya pengeboran yang dianggarkan maka semakin tinggi tingkat risiko proyek tersebut.

Suatu proyek pengembangan panas memiliki beberapa tahapan yaitu eksplorasi, evaluasi dan pengembangan. Setiap tahapan tersebut memiliki tujuan pengeboran yang bervariasi sehingga sering kali memerlukan strategi yang berbeda untuk meminimalkan risiko. Studi awal ini bertujuan untuk merangkum proses berpikir terhadap berbagai pertimbangan utama saat mengembangkan strategi pengeboran eksplorasi. Pertimbangan tersebut terutama didasarkan kepada faktor-faktor seperti keadaan bawah permukaan (sub-surface), lingkungan, biaya operasi pengeboran dan konstruksi infrastruktur pendukung. Materi penelitian didapatkan dari tinjauan pustaka dan pengalaman penulis. Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat memberikan pedoman generik dalam proses pengambilan keputusan dalam suatu proyek pengeboran eksplorasi panas bumi di Indonesia.

Kata kunci: energi panas bumi, risiko eksplorasi, temperatur, permeabilitas, pengeboran.

1. Pendahuluan

1.1 Pengembangan energi panas bumi di Indonesia

Dengan perkiraan kapasitas 29 Gigawatt electric (GWe) yang tersebar di 312 lokasi, Indonesia adalah salah satu negara yang memiliki potensi energi panas bumi terbesar di dunia. Sampai dengan tahun 2017, total kapasitas terpasang pembangkit listrik panas bumi adalah 1.698,5 Megawatt electric (MWe) (EBTKE, 2016; EBTKE, 2017) di mana kapasitas terpasang tersebut masih sangat rendah dibandingkan dengan total potensi panas bumi Indonesia (5,9%).

Lebih jauh lagi, pembangkit listrik tenaga panas bumi pertama di Indonesia, Kamojang-1, telah mulai beroperasi pada tahun 1983 dengan kapasitas 30 MWe, sehingga jika

dirata-ratakan, prestasi Indonesia dalam mengembangkan energi panas bumi dari tahun 1983 sampai 2017 adalah sekitar 53 MWe per tahun. Gambar 1 menggambarkan tingkat total kapasitas terpasang panas bumi di Indonesia dari 1983 hingga 2017 dan target kapasitas yang diproyeksikan sebesar 7000 MWe dipasang pada 2025, di mana untuk mencapai target, Indonesia harus meningkatkan laju penambahan kapasitas terpasangnya menjadi sekitar 662 MWe per tahun.

Beberapa tantangan dalam pengembangan energi panas bumi di Indonesia (DiPippo, 2016; Poernomo et al., 2015) adalah sebagai berikut:

1. Data geologis, geofisika, dan geokimia yang tidak mencukupi di daerah tersebut membuat penilaian awal potensi sumber daya menjadi tidak akurat.

2. Risiko sumber daya tinggi khususnya di sektor hulu.
3. Biaya investasi awal yang tinggi dikombinasikan dengan harga energi tidak kompetitif (kebijakan harga), dana ekuitas terbatas, dan kurangnya mekanisme insentif yang memadai (insentif fiskal) dan pendanaan.
4. Beberapa ketidakpastian dalam aspek hukum dan kurangnya koordinasi lintas sektor (jaminan pemerintah untuk kewajiban PLN terhadap pengembang pembangkit listrik tenaga panas bumi, lokasi proyek di hutan konservasi dan atau taman nasional).
5. Jumlah sumber daya manusia yang terbatas dengan kompetensi spesifik di sektor panas bumi.
6. Masalah sosial seperti penolakan masyarakat.
7. Kurangnya infrastruktur (misalnya Sumatera).

Beberapa masalah dan tantangan yang disebutkan di atas tentu saja menjadi pertimbangan bagi para investor baru yang berencana untuk memasuki industri panas bumi dan juga bagi para investor yang telah berinvestasi dalam proyek eksplorasi panas bumi di Indonesia. Diperlukan upaya ekstra dari setiap pemangku kepentingan; pemerintah pusat dan daerah, perusahaan pengembang panas bumi, dan komunitas akademis untuk menyelesaikan semua tantangan yang disebutkan di atas untuk mencapai target kapasitas terpasang 7.000 MWe pada tahun 2025.

1.2. Tujuan dan pertanyaan penelitian

Makalah ini akan membahas beberapa pertimbangan dan tantangan ketika mengembangkan strategi pengeboran eksplorasi panas bumi yang memiliki tingkat ketidakpastian sumber daya yang tinggi karena terbatasnya data yang tersedia selama fase eksplorasi, dikombinasikan dengan biaya awal yang signifikan dari aktivitas pengeboran.

Pertanyaan-pertanyaan berikut akan ditinjau

dan diselidiki oleh penelitian ini:

1. Apa faktor utama yang mempengaruhi proses pengambilan keputusan untuk menentukan strategi pengeboran dalam fase eksplorasi panas bumi (berkaitan dengan jenis sistem panas bumi di Indonesia)?
 - a. Dari perspektif bawah permukaan (sub-surface)
 - b. Dari perspektif permukaan (surface), mencakup jenis sumur, operasi pengeboran dan infrastruktur, masalah logistik dan lingkungan)
2. Apakah ada standar atau pedoman yang tersedia di seluruh dunia atau di Indonesia mengenai proses atau prosedur pengambilan keputusan dalam strategi pengeboran eksplorasi panas bumi?

Sedangkan tujuan yang ingin dicapai dari penelitian ini adalah:

1. Untuk membahas risiko eksplorasi secara umum dan bagaimana menerapkan strategi pengeboran eksplorasi yang tepat berkaitan dengan risiko yang muncul, baik dengan menggunakan ukuran bore, slim hole atau standar hole.
2. Untuk daftar beberapa faktor dalam sistem panas bumi Indonesia mempengaruhi proses pengambilan keputusan dalam rencana pengeboran
3. Untuk meringkasnya menjadi pedoman umum yang mungkin berguna dalam pengembangan proyek panas bumi di Indonesia, khususnya pada tahap eksplorasi.

Mengacu kepada fenomena bahwa sebagian besar prospek panas bumi yang paling komersial di Indonesia terasosiasi dengan sistem busur vulkanik (volcanic arc system), sehingga diskusi makalah ini akan difokuskan pada pengelolaan ketidakpastian selama pengeboran eksplorasi di bidang panas bumi yang terkait dengan daerah vulkanik.

2. Metode Penelitian

Tinjauan pustaka melalui berbagai buku terkait dan studi yang diterbitkan dilakukan untuk menjawab pertanyaan penelitian yang

disebutkan sebelumnya. Hasil tinjauan pustaka tersebut kemudian dianalisis dan dirangkum menjadi pedoman umum tentang bagaimana mengembangkan strategi pengeboran dalam proyek panas bumi selama fase eksplorasi.

3. Tinjauan Pustaka

3.1 Proses pengembangan energi panas bumi

Sumber daya panas bumi berbeda dengan sumber daya alam lainnya seperti minyak bumi, batu bara, gas alam, atau mineral di mana sumber daya panas bumi bersifat lokal, tidak dapat diangkut seperti bahan bakar fosil atau mineral dan hanya dapat digunakan semata-mata untuk pengembangan produksi (Sanyal, 2007). Tidak seperti komoditas minyak atau gas, energi panas bumi yang terkandung dalam uap tidak dapat dijual secara langsung dan harus dikonversi menjadi listrik terlebih dahulu untuk menghasilkan pendapatan, karena air panas atau uap hanya bertindak sebagai media panas dari waduk ke pembangkit listrik.

Menurut Panduan Best Practices untuk Eksplorasi Panas Bumi oleh International Geothermal Association (2014), proses pengembangan sumber daya panas bumi dapat diklasifikasikan menjadi delapan fase:

1. Survei awal 3G (Geologi, Geokimia, Geofisika)
2. Eksplorasi 3G (termasuk survei pengeboran sumur landaian temperatur)
3. Pengeboran eksplorasi
4. Tinjauan dan perencanaan proyek
5. Pengembangan lapangan
6. Konstruksi pembangkit listrik
7. Commissioning
8. Operasi

Beberapa konsultan atau pengembang panas bumi mungkin memiliki jumlah tahapan yang berbeda, tetapi konsep dasarnya sama. Indonesia, seperti halnya dengan negara lain yang berbeda juga memiliki panduan tahapan pembangunan umum untuk memberikan lisensi konsesi bagi setiap perusahaan yang

ingin berinvestasi dalam pengembangan panas bumi di wilayah tersebut sesuai dengan hukum dan kebijakannya sendiri.

Dari beberapa tahap pengembangan yang disebutkan di atas, fase eksplorasi secara luas dianggap sebagai fase paling kritis karena risiko dan ketidakpastian tertinggi sementara investor harus sudah menginvestasikan modal awal yang cukup besar selama eksplorasi. Gambar 2 menggambarkan ketidakpastian umum (merah) dan profil biaya (biru) dalam proyek panas bumi di mana risiko masih sangat tinggi sebelum pengeboran eksplorasi dan mengurangi lembur karena lebih banyak informasi tentang karakteristik lapangan yang dikumpulkan. Sebaliknya, profil pengeluaran meningkat dengan cepat seiring dengan kemajuan proyek terutama selama tahap konstruksi (Ngugi, 2014).

Pada Tabel 1, GeothermEx (2010) menggambarkan persentase berbagai komponen biaya selama setiap tahap pengembangan panas bumi. Ini mengasumsikan bahwa pengembang lapangan akan membutuhkan 3-5 sumur gradien temperatur dan 1-3 sumur dalam (deep well) selama eksplorasi untuk mengkonfirmasi sumber daya, sehingga total biaya eksplorasi dapat mencapai hingga 15% dari total biaya proyek. Sedangkan berdasarkan Sanyal et al. (2011) sumur panas bumi di Indonesia biasanya 1.000 hingga 2.800 m secara mendalam dan tingkat keberhasilan pengeboran tampaknya berkisar antara 63% hingga 73%.

Mengenai kriteria keberhasilan proyek panas bumi, Geothermex (2010) menyebutkan bahwa ada setidaknya empat persyaratan mendasar yang harus dipenuhi untuk setiap proyek pengembangan panas bumi komersial:

1. Sumber daya yang memadai
2. Produktivitas sumur yang memadai
3. Biaya pengeboran sumur yang dapat diterima secara keekonomian
4. Fluida reservoir yang tidak merusak peralatan produksi

3.2 Risiko proyek pengembangan panas bumi terkait kandungan sumber daya

Risiko sumber daya didefinisikan sebagai ketidakpastian mengenai besarnya dan kualitas reservoir panas bumi (Matek, 2014). Kurangnya data bawah permukaan sebelum kegiatan pengeboran mendalam menyiratkan bahwa sampai ada cukup banyak sumur yang telah dibor, risiko akan tetap tinggi. Memiliki beberapa manifestasi panas yang meyakinkan tidak cukup untuk membuktikan bahwa area tersebut memiliki sumber daya panas bumi yang layak secara ekonomi untuk dikembangkan, karena kelayakan komersial suatu daerah hanya dapat dibuktikan dengan pengeboran sumur (Ngugi, 2014). Menurut Matek, biaya kegiatan pengeboran biasanya sekitar 35% hingga 40% dari total biaya modal proyek. Biaya awal yang diperlukan untuk kegiatan eksplorasi terutama pengeboran selama fase awal proyek tanpa sarana untuk menghasilkan pendapatan (hingga 10 tahun atau lebih) adalah apa yang membuat proyek pengembangan panas bumi memiliki biaya awal yang tinggi dan risiko dimuka yang tinggi.

Pengeboran eksplorasi di industri panas bumi pada dasarnya bertujuan untuk membuktikan keberadaan temperatur yang cukup besar serta melukiskan area sumber daya untuk pengembangan lebih lanjut. Kegiatan ini biasanya dilakukan dengan menggunakan lubang kecil atau lubang inti; Namun tren terbaru dalam industri menunjukkan bahwa beberapa pengembang melakukan pengeboran eksplorasi menggunakan lubang standar dengan tujuan untuk memperoleh produksi dengan baik setelah temperatur yang diinginkan terbukti. Kedua metode secara fundamental dipengaruhi oleh tingkat ketidakpastian dari kedua aspek sumber daya dan non-sumber daya risiko. Risiko sumber daya menutupi ketidakpastian memperoleh temperatur dan permeabilitas.

Seperti disebutkan sebelumnya, dua persyaratan dasar pertama untuk memenuhi proyek pengembangan panas bumi komersial

adalah sumber daya yang cukup dan produktivitas sumur yang memadai (GeothermEx, 2010). Kedua persyaratan ini terasosiasi dengan temperatur dan permeabilitas dari suatu prospek panas bumi. Oleh karenanya, temperatur dan permeabilitas menjadi dua kriteria utama yang harus dipelajari sebelum memulai sebuah pengeboran eksplorasi. Pada tahap eksplorasi awal, dengan belum adanya informasi dari sumur dalam, studi pre-feasibility menjadi informasi penting yang dapat digunakan untuk mengukur risiko tersebut.

3.3 Studi pre-feasibility

Studi pre-feasibility adalah tahap awal pengembangan panas bumi yang secara signifikan mempengaruhi strategi pengeboran eksplorasi. Tahap ini umumnya mencakup survei geologi, geofisika, dan geokimia, atau yang lebih dikenal di industri sebagai survei 3G. Tindakan lebih lanjut harus dilakukan untuk meminimalkan risiko sumber daya yang terkait dengan temperatur dan permeabilitas. Menurut Hadi et al. (2010); Finger and Jacobson (2000); White (2015), temperatur dan permeabilitas adalah dua risiko sumber daya utama selama studi pre-feasibility dan sebelum pengeboran eksplorasi. Mengingat bahwa informasi yang diperoleh pada studi ini sebagian besar dari pengukuran permukaan dan observasi, perlu untuk membedakan mana data secara langsung atau tidak langsung menunjukkan temperatur reservoir dan permeabilitas.

Seperti disebutkan sebelumnya, dua persyaratan dasar pertama untuk memenuhi proyek pengembangan panas bumi komersial adalah sumber daya yang cukup dasar dan produktivitas sumur yang memadai (GeothermEx, 2010). Kedua persyaratan ini terkait dengan temperatur dan permeabilitas prospek panas bumi. Selanjutnya, temperatur dan permeabilitas adalah dua masalah sumber daya utama yang harus ditangani sebelum memulai pengeboran eksplorasi. Pada tahap eksplorasi awal dengan tidak adanya informasi dari sumur dalam, studi

pre-feasibility menjadi informasi penting yang dapat digunakan untuk mengukur risiko tersebut.

3.3.1 Temperatur

Ada beberapa istilah yang digunakan untuk mengklasifikasikan sumber daya panas bumi, tetapi secara umum diterima bahwa sistem panas bumi dengan temperatur lebih dari 220 °C diklasifikasikan sebagai sistem panas bumi entalpi tinggi (Hochstein, 1988; Sanyal, 2005). Sementara itu, dari perspektif pengembangan, Hadi et al (2010) menunjukkan bahwa temperatur reservoir di atas 200 °C diperlukan untuk pembangkitan listrik yang hemat biaya dari lapangan hijau. Sebuah model konseptual yang kuat yang dibangun berdasarkan integrasi data 3G diperlukan untuk menginterpretasikan temperatur bawah permukaan.

Selain itu, penting untuk membedakan informasi menjadi langsung dan tidak langsung karena hanya beberapa data permukaan dapat secara langsung menunjukkan temperatur reservoir. Pendekatan ini juga akan membantu mengurangi ketidakpastian yang terkait dengan keberadaan sistem panas bumi bertemperatur tinggi, karena semakin banyak data langsung yang kita miliki, semakin yakin kita memperkirakan temperatur. Namun demikian, data tidak langsung dapat menjadi informasi berharga terutama untuk prospek panas bumi yang memiliki informasi buruk dari waduk.

3.3.2 Data Langsung

Istilah data langsung di sini dapat digambarkan sebagai data yang memiliki hubungan langsung dengan reservoir target, sehingga dapat digunakan untuk menyimpulkan temperatur reservoir. Selama tahap eksplorasi awal, survei geokimia adalah metode yang paling kuat untuk menganalisis kimia fluida dari manifestasi panas untuk memperkirakan temperatur bawah permukaan (Hadi et al, 2010).

Namun, Hadi et.al (2010) menyebutkan bahwa

hanya ada beberapa fitur termal yang dapat digunakan untuk memperkirakan temperatur reservoir, misalnya fumarol (Gambar 3) dan mata air klorida mendidih (Gambar 4).

Fumarol biasanya digunakan untuk menunjukkan keberadaan sistem panas bumi temperatur tinggi di medan bantuan tinggi (Gambar 5), seperti Indonesia dan Filipina.

Sebaliknya, pendidihan klorida pegas adalah fitur kunci utama yang dapat secara langsung menunjukkan temperatur tinggi serta aliran sistem panas bumi di medan bantuan rendah seperti banyak bidang panas bumi yang ditemukan di Selandia Baru.

Kehadiran fitur termal akan meningkatkan kemungkinan memiliki temperatur reservoir tinggi dalam prospek panas bumi. Oleh karena itu, penting untuk menggabungkan semua metode geotermometer untuk menentukan temperatur bawah permukaan dan menurunkan ketidakpastian juga.

3.3.3 Data tidak langsung

Tidak seperti data langsung, data tidak langsung seperti beberapa data geologis dan geofisika tidak dapat digunakan untuk secara langsung menyimpulkan sifat reservoir tetapi dapat digunakan untuk mendukung prognosis awal mengenai sifat reservoir. Geologi dan geofisika adalah metode lain untuk menafsirkan zona temperatur tinggi dalam prospek panas bumi secara tidak langsung. Meskipun kedua data tidak dapat secara langsung memperkirakan temperatur bawah permukaan, menggabungkan data tersebut dapat membantu dalam menentukan sumber panas bumi kelas tinggi baik secara vertikal maupun lateral.

Selanjutnya, studi benchmark ke bidang lain yang telah terbukti yang memiliki pengaturan panas bumi dan fitur permukaan yang sama adalah penting untuk memiliki kisaran perkiraan temperatur reservoir. Pendekatan ini juga memberikan informasi tentang jebakan eksplorasi yang akan bermanfaat untuk mengembangkan strategi eksplorasi sebelum memulai pengeboran eksplorasi.

Terjadinya pusat vulkanik serta batuan intrusi

yang didefinisikan selama survey geologi dapat digunakan untuk menunjukkan sumber sistem panas bumi karena kedua fitur umumnya terkait dengan sumber panas. Sedangkan survei Magnetotelluric (MT) adalah metode geofisika yang paling kuat (menghasilkan penetrasi yang lebih dalam dengan resolusi yang relatif tinggi) untuk mengetahui distribusi lapisan resistivitas rendah yang terkait dengan tutup tanah liat sistem panas bumi. Salah satu anomali resistivitas yang paling berbeda yang dihasilkan oleh analisis MT adalah pengangkatan dasar lapisan konduktif, yang biasanya terkait dengan temperatur sekitar 180 °C dalam sistem panas bumi (Anderson, Crosby, & Ussher, 2000). Indikasi ini karena itu dapat digunakan untuk menentukan seberapa jauh waduk panas bumi meluas dalam arah vertikal dan lateral.

3.3.4 Permeabilitas

Permeabilitas reservoir dapat digambarkan sebagai kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida, sehingga jika batuan reservoir ditembus oleh sumur bor, nilai permeabilitas akan secara langsung mempengaruhi output sumur (Finger & Jacobson, 1999; Hadi et al., 2010; White, 2015). Istilah permeabilitas pada diskusi ini mengacu pada permeabilitas sekunder. Meskipun mendefinisikan permeabilitas tidak semudah temperatur, beberapa pendekatan dapat diterapkan untuk mengidentifikasi beberapa aspek yang terkait dengan permeabilitas.

Pertama-tama, penting untuk memahami tidak hanya pengaturan struktur yang kita hadapi, tetapi juga struktur utama yang memainkan peran penting dalam sistem panas bumi kita. Pendekatan ini akan membantu untuk menafsirkan struktur khas yang terkait dengan bidang panas bumi yang menarik. Bogie dkk. (2010) mengidentifikasi beberapa struktur vulkanik yang jelas yang terkait dengan banyak bidang terbukti di Pulau Jawa, seperti kaldera, sektor runtuh, dan maar vulkanik. Selain itu, struktur utama aktif yang terkait dengan proses

tektonik dapat menjadi target eksplorasi yang baik. Bidang Sarulla, salah satu ladang panas bumi yang terbukti di Sumatera, tidak hanya terkait dengan bentang alam vulkanik tetapi juga dikendalikan oleh Sesar Besar Sumatera (Hickman, Dobson, van Gerven, Sagala, & Gunderson, 2002). Informasi struktur ini dapat diidentifikasi dengan sifat geologinya, seperti offset morfologi, slickenside yang terkait dengan bidang patahan dan fraktur. Metode geofisika lainnya (yaitu survei gravitasi) juga dapat digunakan untuk menentukan struktur ruang bawah tanah dan badan intrusi kepadatan tinggi yang biasanya terkait dengan prospek panas bumi.

Kehadiran debit termal aktif dan perubahan juga dapat secara signifikan menurunkan ketidakpastian permeabilitas (Ramos & Rigor Jr, 2005). Kedua fitur dapat muncul di permukaan karena permeabilitas yang dikontrol struktur. Aturan umumnya adalah semakin aktif fitur termal, semakin tinggi permeabilitas yang diharapkan. Fumarol yang ditemukan di ketinggian yang lebih tinggi dapat menjadi indikasi yang kuat tidak hanya untuk temperatur tetapi juga menunjukkan permeabilitas. Demikian pula, merebus klorida pegas dengan debit tinggi juga dapat digunakan sebagai indikasi permeabilitas tinggi yang baik.

Terakhir, studi patokan ke bidang lain yang memiliki pengaturan tektonik yang sama juga penting untuk mendapatkan gambaran umum tentang seberapa besar struktur mempengaruhi permeabilitas. Pendekatan ini juga dapat memberikan informasi tentang permeabilitas terkait dengan jebakan eksplorasi yang akan berguna untuk mengembangkan strategi eksplorasi sebelum memulai pengeboran eksplorasi.

3.4 Pengeboran Eksplorasi

Target akhir dari aktivitas pengeboran adalah untuk mengetuk sumber energi panas bumi di bawah permukaan. Namun, dalam tahap eksplorasi, tujuan pengeboran tidak terutama untuk mengeksploitasi sumber daya panas bumi tetapi lebih pada mendefinisikan sumber

daya dengan karakteristik sistem kunci, seperti keberadaan sumber panas di dekat permukaan, sistem hidrologi, pengaturan geologi dan luas area prospek (Ngugi, 2013).

Untuk mencapai tujuan yang disebutkan dalam pengeboran eksplorasi, pengembang panas bumi dapat memilih berbagai jenis sumur berdasarkan ukuran sumur (Hole, 2015; Nugroho, Hermawan, & Lazuardi, 2017; Sunarso, Sunu, Muhammad, Purba, & Adityatama, 2018; Þórhallsson, 2012b), seperti yang diilustrasikan pada Gambar 6:

- Lubang besar / besar - sumur dengan casing produksi $13\frac{3}{8}$
- Lubang biasa / standar - sumur dengan casing produksi $9\frac{5}{8}$
- Lubang kecil - sumur dengan diameter lebih kecil dari biasanya

Sedangkan klasifikasi metode pengeboran berdasarkan lintasan sumurnya adalah sebagai berikut:

- Sumur vertikal - sumur dibor dengan standar 90 derajat dari lintasan horisontal.
- Directional / deviated well - sumur yang sengaja menyimpang dari vertikal untuk mencapai target bawah permukaan yang telah ditentukan.

3.4.1 Perbandingan Beberapa Jenis Sumur

Seperti yang telah dibahas sebelumnya, sumur dapat dikategorikan berdasarkan diameter (lubang besar / besar, standar / lubang reguler dan lubang kecil) seperti yang ditunjukkan pada Gambar 6. Meskipun berdasarkan lintasannya, sumur dapat dibagi menjadi sumur vertikal dan sumur terarah (Gambar 7). Beberapa jenis sumur yang ditunjukkan pada gambar 6. tidak hanya berbeda dalam ukuran diameter, tetapi juga membutuhkan ukuran luas rig, material, dan area wellpad yang berbeda. Berbagai perbedaan untuk sumur tersebut ditunjukkan pada Tabel 2.

3.4.2 Pertimbangan Utama dalam Mengembangkan Strategi Pengeboran Eksplorasi

Memahami risiko temperatur dan permeabilitas dengan baik sangat penting

dalam mempersiapkan strategi pengeboran eksplorasi terutama dalam kaitannya dengan menentukan lokasi sumur dan tipe sumur. Semakin banyak informasi langsung yang terkait dengan sumber daya kelas tinggi termasuk dalam model konseptual, semakin yakin untuk menentukan jenis sumur yang tepat, apakah akan menggunakan lubang ukuran kecil, lubang standar atau kombinasi dari mereka.

3.4.3 Pemilihan lokasi wellpad

Semakin banyak informasi yang diperoleh selama studi prefeasibility, semakin yakin untuk duduk di pad sumur. Pendekatan serupa juga harus diterapkan untuk menentukan area target eksplorasi sebagai bagian dari strategi penargetan yang baik. Daerah dengan probabilitas tertinggi untuk memiliki temperatur tinggi dan permeabilitas (zona upflow) yang didukung oleh model konseptual dan data langsung mungkin merupakan kandidat yang sangat baik untuk sumur eksplorasi pertama yang akan dibor, dan kemudian melangkah keluar menuju zona keluar secara konservatif berdasarkan risiko yang muncul selama penilaian.

Namun demikian, perlu juga untuk mempertimbangkan tidak hanya temuan yang diberikan oleh hasil 3G tetapi juga aspek operasional dan lingkungan selama proses pengambilan keputusan di lokasi wellpad seperti akses jalan yang ada, lokasi dan volume sumber air, masalah pembebasan lahan, tanah dan batuan, longsor bahaya, karakteristik medan, jarak ke pemukiman, jarak ke manifestasi termal, ketersediaan rig, dll.

3.4.4 Seleksi jenis well

Opsi lubang standar digunakan ketika model konseptual dengan jelas mendefinisikan hidrologi sistem panas bumi dengan jumlah data langsung yang cukup mendukung keberadaan temperatur tinggi serta permeabilitas. Keberadaan temperatur tidak hanya ditunjukkan oleh terjadinya manifestasi kunci seperti fumarol dan mata air klorida mendidih, tetapi juga didukung oleh geologi

dan tanda tangan MT. Memiliki indikator permeabilitas yang kuat tidak hanya akan baik untuk target eksplorasi tetapi juga akan lebih efektif untuk pengeboran menggunakan lubang standar karena ini meningkatkan kemungkinan mengalir (deliverability) baik daripada menggunakan lubang ramping atau inti.

Sebaliknya, untuk hasil 3G yang tidak sepenuhnya menegaskan keberadaan sumber daya kelas tinggi dan permeabilitas, pengeboran menggunakan lubang ramping atau inti lebih baik untuk diimplementasikan. Kurangnya informasi langsung tentang sistem temperatur tinggi dan permeabilitas akan meningkatkan ketidakpastian memperoleh yang baik dengan baik. Ukuran kecil juga tidak hanya lebih efektif dalam pertimbangan sumber daya tetapi juga lebih efisien dalam kaitannya dengan biaya pengeboran daripada menggunakan sumur standar. Untuk kasus ini, perlu untuk memulai pengeboran pada risiko terendah dan melangkah keluar secara konservatif.

Strategi pengeboran lain menggunakan kombinasi lubang standar dan lubang tipis atau inti. Strategi ini dapat diterapkan ketika informasi langsung temperatur tinggi dan permeabilitas terbatas di daerah tertentu dari bidang panas bumi. Untuk area yang didukung penuh oleh data, opsi menggunakan lubang standar lebih efektif, sedangkan untuk lokasi berisiko tinggi, pengeboran menggunakan sumur ukuran kecil adalah opsi yang lebih baik.

Untuk menyederhanakan dan membuatnya lebih mudah untuk diterapkan, pertimbangan di atas dapat dirangkum ke dalam diagram alur pada Gambar 8.

Pertimbangan Lain dalam Mengembangkan Strategi Pengeboran Eksplorasi Panas Bumi
Selain ketersediaan data mengenai sumber daya panas bumi, ada beberapa faktor lain yang harus dipertimbangkan dalam mengembangkan strategi pengeboran eksplorasi, terkait dengan memilih lokasi sumur dan tipe sumur. Pertimbangan tersebut, dari aspek operasional dan lingkungan,

ditunjukkan pada Gambar 9.

3.4.5 Infrastruktur yang ada

Rig pengeboran untuk lubang besar dan lubang standar umumnya membutuhkan akses jalan yang lebih luas dibandingkan dengan rig pengeboran untuk lubang kecil, terutama karena rig rig besar dan ukuran substruktur (Pórhallsson, 2016; White and Hole, 2015). Proyek panas bumi di Indonesia secara khusus umumnya berlokasi di daerah pegunungan dengan akses jalan minimum yang ada, sehingga mungkin memerlukan modal tambahan dan alokasi waktu untuk meningkatkan infrastruktur untuk keperluan mobilisasi rig, terutama rig pengeboran ukuran besar (1.000 - 2.000 HP).

Di samping akses jalan, area basecamp dan gudang untuk penyimpanan bahan pengeboran dan laydown biasanya tidak tersedia selama fase awal eksplorasi. Semakin besar rig yang digunakan untuk pengeboran, semakin besar area yang harus diperoleh untuk operasi pengeboran dan basecamp/gudang.

3.4.6 Pengeboran sumber air

Selain masalah akuisisi area sumur bor yang jelas, pengeboran lubang besar atau lubang standar juga membutuhkan jumlah pasokan air yang lebih tinggi untuk operasi pengeboran dibandingkan dengan sumur-sumur lentur (Tabel 2), sehingga berpotensi menciptakan masalah lain dengan penduduk setempat karena mengganggu sumber air mereka.

3.4.7 Masalah pembebasan lahan

Seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2, rig berukuran besar biasanya diperlukan sekitar 7.500-15.000 m² area wellpad, sedangkan untuk pemboran langsing mungkin dilakukan di area sekecil 2.500 m². Untuk mengurangi biaya tinggi pembebasan lahan dalam tingkat eksplorasi fase ketidakpastian tinggi, pengembang panas bumi dapat memilih opsi pengeboran lubang kecil.

Perbandingan layout Wellpad untuk standar lubang sumur yang ramping ditunjukkan pada Gambar 10. Selain ukuran rig, perbedaan

ukuran wellpad juga dipengaruhi oleh ukuran penyimpanan air atau cadangan yang dibutuhkan, karena standar / sumur besar membutuhkan 3-4 kali lebih banyak air daripada langsing lubang dengan baik.

Pertimbangan lain adalah upaya yang diperlukan untuk pembebasan tanah, beberapa lahan masyarakat atau terutama tanah adat atau tanah ulayat mungkin sulit jika tidak mustahil untuk diperoleh. Dalam tahap eksplorasi di mana masyarakat lokal belum akrab dengan proyek panas bumi, ada kemungkinan besar mereka akan ragu-ragu untuk menjual atau menyewakan tanah mereka ke pengembang panas bumi, terutama jika lahan tersebut digunakan untuk membudidayakan tanaman produktif seperti beras, kopi, kakao, dll.

Karena pengeboran vertikal tidak mungkin dilakukan jika area tepat di atas zona upflow tidak diperoleh karena masalah pembebasan lahan, maka alternatif untuk pengembang panas bumi adalah mereka harus mencari lokasi lain yang sedikit lebih jauh dan melakukan pengeboran terarah. Namun, pengeboran directional lebih sulit dilakukan dalam metode pengeboran lubang kecil.

3.4.8 Masalah geoteknik dan geohazard

Dalam merancang bantalan sumur, akses jalan dan fasilitas permukaan lainnya, topografi daerah merupakan faktor penting. Lereng lereng yang curam akan membutuhkan leveling dan berpotensi membentuk masalah tanah (Noorollahi, 2008).

Hasil dari investigasi properti fisik tanah dan batuan di area tersebut merupakan faktor penting lainnya dalam menentukan lokasi wellpad, karena area yang dituju harus dapat mendukung peralatan rig yang sangat besar (White and Hole, 2015). Beberapa daerah di lingkungan gunung berapi memiliki tanah lapisan atas yang sangat tebal yang tidak cocok untuk konstruksi karena mereka memberikan sedikit dukungan untuk yayasan. Kondisi serupa juga diterapkan pada area dengan banyak bukti perubahan hidrotermal, karena area tersebut umumnya lemah dan tidak cocok

untuk area wellpad.

3.4.9 Jarak ke fitur lainnya

Jarak dari wellpad yang dimaksud untuk fitur-fitur lain yang ada seperti penyelesaian publik harus dipertimbangkan. Standar Nasional Indonesia (Standar Nasional Indonesia, SNI) nomor 13-6910-2002 tentang Operasi Pengeboran Untuk Perilaku Aman Onshore dan Offshore di Indonesia Implementasi menyatakan bahwa "sumur harus ditempatkan paling tidak 100 meter dari jalan umum, kereta api, pekerjaan umum, rumah atau tempat lain di mana sumber penyalaan mungkin muncul". Meskipun alasan di balik peraturan ini adalah untuk mencegah sumber pengapian di dekat area wellpad, yang tidak benar-benar berlaku di panas bumi, tetapi jarak aman 100 meter dapat diterapkan sebagai aturan umum ketika menentukan lokasi wellpad, seperti Jarak aman 100 meter dapat diterapkan untuk mengurangi bahaya kebisingan bagi lingkungan sekitar dan orang-orang terutama dalam operasi rig yang lebih besar.

3.4.10 Kemampuan debit

Beberapa penelitian dan publikasi telah dilakukan untuk mempelajari debit / karakteristik produksi sumur langsing dibandingkan dengan sumur lubang standar. Meskipun lubang sumur ramping mungkin sulit untuk menginduksi aliran, tetapi ditemukan bahwa di Jepang dan Amerika Serikat, karakteristik produksi sumur langsing scalable untuk sumur ukuran produksi, sehingga karakteristik reservoir dan sampel cairan downhole masih dapat diperoleh (Garg & Combs, 1993; Þórhallsson, 2012b).

3.4.11 Ketersediaan rig

Pemilihan tipe sumur selama pengeboran eksplorasi seringkali dibatasi oleh ketersediaan rig pengeboran pada saat itu. Praktek umum di Indonesia adalah bahwa rig yang digunakan untuk pengeboran panas bumi adalah rig yang sama yang digunakan untuk industri perminyakan. Ketika harga minyak

mencapai level tinggi, ada kemungkinan besar bahwa rig untuk lubang besar atau pengeboran lubang standar akan sepenuhnya ditempati oleh perusahaan minyak dan gas.

Rig pengeboran yang lebih kecil seperti rig pengeboran slimhole tidak selalu tersedia, karena rig jenis ini lebih umum digunakan untuk industri pertambangan. Rig coring permukaan yang digunakan biasanya juga tidak mematuhi peraturan dan standar dalam minyak bumi dan panas bumi. Misalnya, Blow Out Preventer (BOP) bukan merupakan kewajiban dalam industri pertambangan, sehingga retrofit ke rig mungkin memerlukan modifikasi dan peralatan tambahan yang ekstensif.

3.4.12 Rig pengalaman kru dan sertifikasi

Seperti telah dibahas sebelumnya, rig untuk lubang standar / lubang besar atau lubang kecil berasal dari industri minyak atau pertambangan, sedangkan pengeboran industri memiliki beberapa praktik dan pengetahuan yang berbeda dibandingkan dengan pengeboran panas bumi. Oleh karena itu, perusahaan pengembang panas bumi harus mempertimbangkan hal ini sebelum memilih rig karena kompetensi dan pengalaman awak rig dalam pengeboran panas bumi sangat penting untuk operasi pengeboran, terutama pada tahap eksplorasi di mana bahaya sub-permukaan di area tersebut belum sepenuhnya teridentifikasi.

Sertifikasi Rig crew, khususnya driller, berbeda antara industri pertambangan dan minyak bumi atau panas bumi. Masalah sertifikasi ini harus dipertimbangkan secara serius ketika memilih rig yang akan digunakan untuk pengeboran.

3.4.13 Masalah penolakan publik

Selama fase eksplorasi, masyarakat lokal di dekat area proyek biasanya belum akrab dengan proyek pengembangan panas bumi, sehingga dalam banyak hal mereka bahkan menentang keberadaan proyek di dekat rumah mereka. Jika penolakan massal terjadi selama operasi pengeboran sedang berlangsung dan

menghentikan kegiatan pengeboran, biaya siaga dari rig ukuran yang lebih besar akan jauh lebih tinggi dari rig yang lebih kecil yang digunakan dalam pengeboran lubang kecil.

4. Kesimpulan

Penelitian ini merupakan upaya untuk menetapkan pedoman generik dalam mengembangkan strategi pengeboran eksplorasi untuk pengembangan panas bumi di Indonesia. Pedoman awal ini diharapkan dapat mendukung setiap pengembang lapangan di Indonesia untuk mengembangkan strategi pengeboran eksplorasi yang baik, sehingga membantu mencegah lebih banyak penundaan dalam kegiatan eksplorasi dan membawa target Pemerintah Indonesia pada tahun 2025 menjadi berbuah hasil.

Beberapa diskusi mengenai studi ini:

1. Target pemerintah Indonesia untuk menghasilkan 7.000 MWe dari energi panas bumi pada tahun 2025 membutuhkan upaya terbaik dari semua pemangku kepentingan, terutama setelah sebagian besar tantangan utama dalam panas bumi
2. Pembangunan telah diidentifikasi. Salah satu tantangan utama selama tahap eksplorasi adalah tingginya biaya modal awal di mana kualitas sumber daya yang sebenarnya masih dalam keadaan ketidakpastian yang sangat tinggi.
3. Temperatur dan permeabilitas, dari perspektif bawah permukaan, adalah dua risiko sumber daya utama yang harus dipertimbangkan dengan saksama sebelum pengeboran eksplorasi dimulai.
4. Penelitian ini berhasil membuat daftar awal dari berbagai faktor lain, dari aspek operasional dan lingkungan, yang harus dipertimbangkan ketika mengembangkan strategi pengeboran eksplorasi panas bumi.
5. Sejauh literatur ini berjalan, belum ada pedoman atau pedoman standar komprehensif yang dapat diakses publik untuk mengembangkan strategi

pengeboran eksplorasi, terutama untuk Indonesia. Namun, ada beberapa publikasi dan studi yang telah membahas topik secara parsial (Hadi et al., 2010; IGA, 2014).

6. Konsep awal proses pengambilan keputusan untuk strategi pengeboran selama fase eksplorasi di pedoman umum Indonesia disajikan dalam makalah ini berdasarkan tinjauan pustaka dan pengalaman penulis.
7. Metode dan teknologi untuk memberikan akurasi yang lebih tinggi dan hasil yang lebih cepat dalam penilaian sumber daya dikombinasikan dengan pengeboran yang lebih cepat dan lebih murah dapat membawa dampak yang signifikan dalam mengurangi risiko dalam eksplorasi panas bumi.

5. Saran

Studi ini dalam tahap awal dan membutuhkan penelitian dan penelitian lebih lanjut untuk peningkatan. Jalan ke depan untuk penelitian ini adalah:

1. Sumur dalam lubang sumur bisa menjadi pilihan yang menarik bagi pengembang panas bumi dalam fase eksplorasi karena biaya yang relatif rendah, waktu persiapan yang lebih singkat dan informasi geologi yang cukup yang dapat diperoleh. Namun, penelitian lebih lanjut harus dilakukan untuk menyelidiki karakteristik sumur lubang di Indonesia secara umum apakah itu terukur untuk ukuran produksi dengan baik seperti di Jepang atau tidak.
2. Upaya berkelanjutan kolektif lebih lanjut diperlukan antara pemerintah, pengembang panas bumi, dan komunitas akademis untuk menetapkan standar atau setidaknya pedoman / panduan praktik terbaik dalam mengembangkan strategi pengeboran eksplorasi nasional. Panduan standar atau praktik terbaik yang sudah ada diharapkan dapat membantu mempercepat pengembangan panas bumi di Indonesia.

Penulis menyambut setiap masukan atau kritik untuk memperbaiki penelitian ini.

6. Daftar Pustaka

- Anderson, E., Crosby, D., & Ussher, G. (2000). Bulls-eye!-simple resistivity imaging to reliably locate the geothermal reservoir. Paper presented at the Proceedings of the 2000 World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, May, 909-914.
- Atlas Copco. (2016). Mini seminar technology geothermal: Deep slim hole. Jakarta: Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi.
- Badan Standardisasi Nasional. (2002). SNI 13-6910-2002: Operasi pemboran darat dan lepas pantai yang aman di indonesia-pelaksanaan
- Bogie, I., Sugiono, S. R., & Malik, D. (2010). Volcanic landforms that mark the successfully developed geothermal systems of java, indonesia identified from ASTER satellite imagery. Paper presented at the Proceedings World Geothermal Congress 2010 Bali, Indonesia, 25-29 April 2010,
- Delahunty, C., Nielson, D. L., & Shervais, J. W. (2012). Deep core drilling of three slim geothermal holes, snake river plains, idaho. *Geothermal Resources Council Transactions*, 36, 641-647.
- DiPippo, R. (2016). *Geothermal power generation: Developments and innovation* Duxford, UK: Woodhead Publishing is an imprint of Elsevier. 2016.
- EBTKE. (2016). *Buku statistik EBTKE 2016*. Jakarta: Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi.
- EBTKE. (2017). *Potensi panas bumi indonesia*. Jakarta: Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi.
- Finger, J. T. (1994). *Slimhole drilling for geothermal exploration*.
- Finger, J. T., & Jacobson, R. D. (1997). *Fort bliss exploratory slimholes: Drilling and testing*.

- Finger, J. T., & Jacobson, R. D. (1999). Slimhole drilling, logging, and completion technology-an update.
- Finger, J. T., Jacobson, R. D., & Hickox, C. E. (1997). Newberry exploratory slimhole: Drilling and testing.
- Garg, S. K., & Combs, J. (1993). Use of slim holes for geothermal exploration and reservoir assessment: A preliminary report on Japanese experience.
- GeothermEx. (2010). An assessment of geothermal resource risks in Indonesia. ().
- Gunderson, R., Ganefianto, N., Riedel, K., Sirad-Azwar, L., & Suleiman, S. Exploration results in the Sarulla block, north Sumatra, Indonesia. World Geothermal Congress 2000, 1183-1188.
- Hadi, J., Quinlivan, P., Ussher, G., Alamsyah, O., Pramono, B., & Masri, A. (2010). Resource risk assessment in geothermal greenfield development; an economic implications. Paper presented at the Bali: Proceedings World Geothermal Congress,
- Hickman, R. G., Dobson, P. F., van Gerven, M., Sagala, B., & Gunderson, R. P. (2002). Tectonic and stratigraphic evolution of the Sarulla graben region, north Sumatra, Indonesia. *Journal of Asian Earth Sciences*, 23(3) doi:10.1016/S1367-9120(03)00155-X
- Hochstein, M. P. (1988). Assessment and modelling of geothermal reservoirs (small utilization schemes). *Geothermics*, 17(1), 15-49.
- Hole, H. (2015). Geothermal drilling equipment and materials. Melbourne, Australia: World Geothermal Congress 2015.
- IGA. (2014). Best practices guide for geothermal exploration (Second Edition ed.). Bochum, Germany: IGA Service GmbH c/o Bochum University of Applied Sciences.
- Mackenzie, K. M., Ussher, G. N. H., Libbey, R. B., Quinlivan, P. F., Dacanay, J. U., & Bogie, I. Use of deep slimhole drilling for geothermal exploration. Indonesia International Geothermal Convention & Exhibition (IIGCE) 2017,
- Matek, B. (2014). The manageable risks of conventional hydrothermal geothermal power systems. Geothermal Energy Association,
- Ngugi, P. K. (2013). Geothermal well drilling.
- Ngugi, P. K. (2014). Risk and risk mitigation in geothermal development.
- Nielson, L. D., & Garg, S. K. (2016). Slim hole reservoir characterization for risk reduction. Paper presented at the Proceeding of the 41st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California,
- Noorollahi, Y., Itoi, R., Fujii, H., & Tanaka, T. (2008). GIS integration model for geothermal exploration and well siting. *Geothermics*, 37(2), 107-131.
- Nugroho, W. A., Hermawan, S., & Lazuardi, B. H. (2017). Problem mitigation in geothermal drilling, case studies of stuck pipe and lost circulation.
- Poernomo, A., Satar, S., Effendi, P., Kusuma, A., Azimudin, T., & Sudarwo, S. (2015). An overview of Indonesia geothermal Development-Current status and its challenges. Paper presented at the Proceedings World Geothermal Congress, Melbourne, Australia,
- Ramos, S. G., & Rigor Jr, D. M. Lobi and Mahagnao: Geothermal prospects in an ultramafic setting central Leyte, Philippines. Proceedings World Geothermal Congress 2005, 24-29.
- Sanyal, S. K. (2005). Classification of geothermal systems-a possible scheme. Paper presented at the Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 85-88.
- Sanyal, S. K. (2007). Ensuring resource adequacy for a commercial geothermal project. *Geothermal Resources Council Transactions*, 31, 93-97.
- Sanyal, S. K., Morrow, J. W., Jayawardena,

- M. S., Berrah, N., & Li, S. F. (2011). Geothermal resource risk in Indonesia—A statistical inquiry. Paper presented at the International Conference on Renewable Energy and Energy Efficiency, World Renewable Energy Congress—Indonesia,
- Sunarso, Arief P. Sunu, Farhan Muhammad, Dorman P. Purba, & Daniel W. Adityatama. (2018). Technical challenges of slimhole drilling for geothermal
- Pórhallsson, S. (2012a). Geothermal drilling cost and drilling effectiveness. 001226914,
- Pórhallsson, S. (2012b). Slim wells for geothermal exploration. 001226914,
- Pórhallsson, S. (2016). Geothermal well designs: Large holes vs slimholes. Bandung: Pre-Workshop Course ITB International Geothermal Workshop 2016.
- Umam, M. F., Muhammad, F., Adityatama, D. W., & Purba, D. P. (2018). Tantangan Pengembangan Energi Panas Bumi Dalam Perannya terhadap Ketahanan Energi di Indonesia. *Swara Patra*, 8(3), 48-65.
 R e t r i e v e d f r o m
<http://ejurnal.ppsdmmigas.esdm.go.id/sp/index.php/swarapatra/article/view/6>
- Utami, P. (2011). Hydrothermal alteration and the evolution of the lahendong geothermal system, north sulawesi, indonesia.
- White, P. (2015). Well targeting. Melbourne, Australia: World Geothermal Congress 2015.
- White, P., & Hole, H. (2015). Well planning. Melbourne, Australia: World Geothermal Congress 2015.

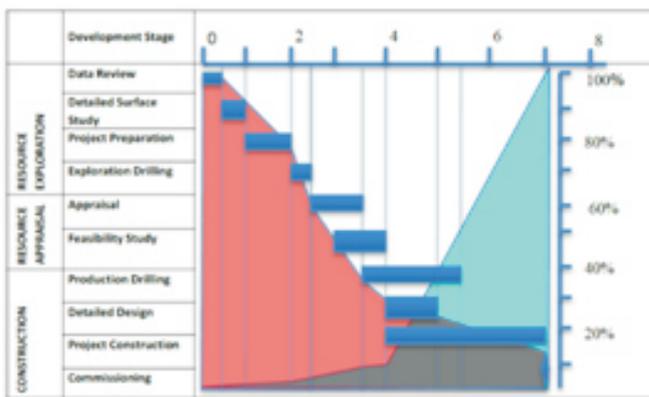
Daftar Gambar



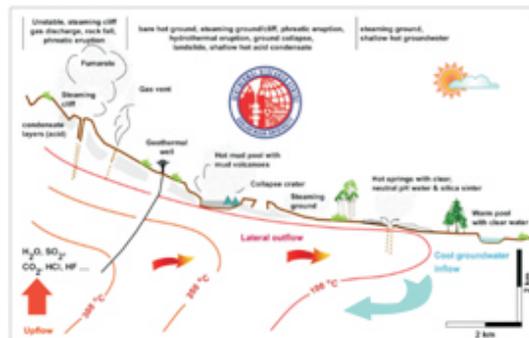
Gambar 1. Sejarah kapasitas terpasang pembangkit listrik tenaga panas bumi di Indonesia dan proyeksi pada tahun 2025 (dimodifikasi dari DiPippo, 2016; EBTKE 2017; Umam et al., 2018)



Gambar 4. Merebus klorida musim semi di Orakei Korako, Selandia Baru



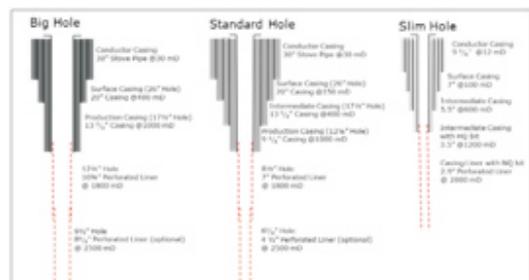
Gambar 2. Profil risiko tipikal dalam proyek panas bumi (Ngugi, 2014)



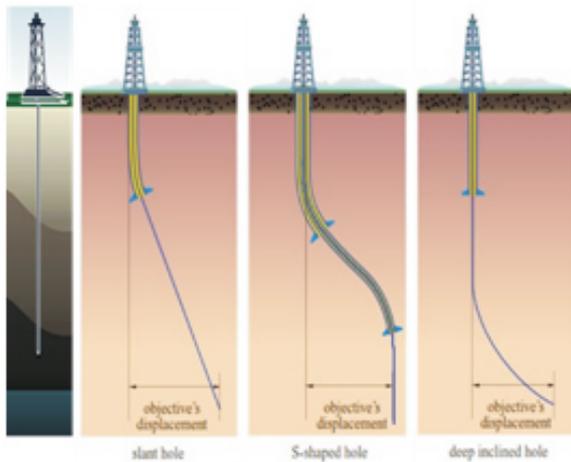
Gambar 5. Skema ilustrasi sistem panas bumi di medan bantuan tinggi (Utami, 2011)



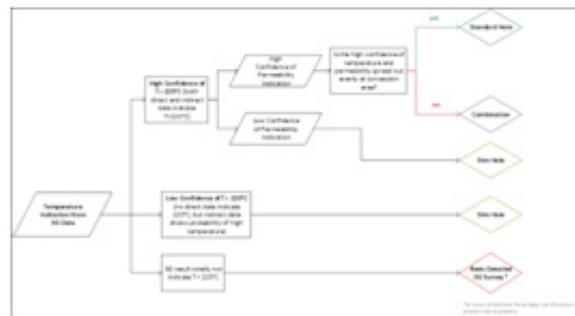
Gambar 3. Fumarol di kawah Ijen. (Gambar dari <https://volcano.si.edu>)



Gambar 6. Klasifikasi lubang pengeboran berdasarkan ukuran sumur



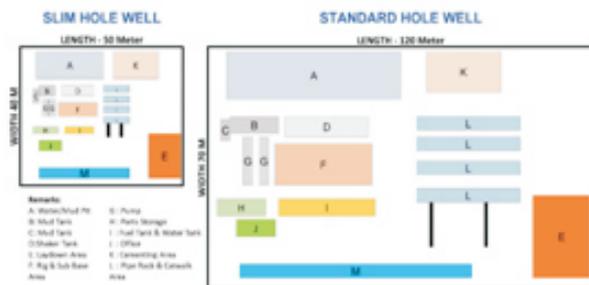
Gambar 7. Kanan; Sumur Vertikal, Kiri; Sumur Deviated (Gambar dari <http://www.uncoverenergy.com/the-will-to-drill/>)



Gambar 8. Diagram alir pengambilan keputusan untuk menentukan jenis sumur eksplorasi

Other consideration on wellpad location selection	Other considerations on well type selection
<ul style="list-style-type: none"> Existing infrastructures Drilling water source Land acquisition issues Geotechnical and geohazard issues Distance to other features 	<ul style="list-style-type: none"> Existing infrastructures Drilling water source Well discharge capability Rig availability Rig crew experiences and certification Public rejection issue

Gambar 9. Pertimbangan Operasional dan Lingkungan dalam Mengembangkan Strategi Pengeboran Eksplorasi Panas Bumi



Gambar 10: Perbandingan antara wellpad dan tata letak rig untuk lubang ramping dan sumur standar (disederhanakan)

Daftar Tabel

Tabel 1: Alokasi biaya dan risiko dalam eksplorasi geothermal dan pengembangan wellfield. Biaya tidak termasuk biaya penawaran dan lisensi, perizinan, dan biaya overhead perusahaan lainnya (dimodifikasi dari GeothermEx, 2010)

Stage	Cost (Thousand USD)	Total Cost (%)	Risk Allocation	
1. Regional reconnaissance: selection of prospects for exploration	250-500	~1	Typically borne by government agency, may be borne in part by private developer	
2. Detailed surface exploration: geology, geochemistry, geophysics	1,000-1,500	2 - 6	Often borne by government agency; usually augmented or borne largely by private developer	
3. Drilling temperature gradient holes: 3 to 5, @ 200-500 m depth	300-2,000	~1	Occasionally borne by government agency, usually borne by private developer	
4. Drilling deep exploratory hole: 1-3 @ 1.5 to 2.8 km depth	7,000-23,000	3-7	Occasionally borne by government agency; usually borne by private developer	
5. Long-term flow testing & numerical simulation of reserves (produce bankable document)	500-1,000	> 1	Very rarely borne by government agency, almost always borne by private developer	
TOTAL EXPLORATION COST	9,050-28,000	~7 – 15 %		
	POWER PLANT SIZE (MW)			
	20	50	100	
6. Drilling the development wellfield: production, injection & unsuccessful holes @80% success rate and 7 MW output/well	32,000-36,000	50,000-64,000	100,000-108,000	Very rarely borne by government agency, almost always borne by private developer
TOTAL POWER PLANT COST	41,050-62,500	50,000-64,000	69,500-90,950	85-92%
TOTAL COST (Million USD/MW)	2.05-3.12	1.38-1.80	1.08-1.35	100%

Tabel 2: Perbandingan berbagai ukuran sumur.

Area of Comparison	Big/Large hole	Standard/Regular hole	Slim hole	References
Typical Drilling depth	Total drilling depth may range from 1,500 - 3000 m	Total drilling depth may range from 1,500 - 3,000 m	Total drilling depth may range from 1,200 - 2330 m (2,330 meter reached by slimhole in Sarulla field, Indonesia)	Nielson and Garg, 2016; Atlas Copco, 2016; Þórhallsson, 2016; Delahunty et al., 2012; Þórhallsson, 2012; Finger et al., 1996; Finger et al., 1997; Finger and Jacobson, 2000; Gunderson et al., 2000; Mackenzie et al., 2017; Sunarso et al., 2018.
Rig capacity	May require rig with capacity of 1,000 - 2000 HP (depend on well total depth and inclination)	May require rig with capacity of 550 - 1,500 HP (depend on well total depth and inclination)	Could be drilled using rig with capacity less than 550 HP	Þórhallsson, 2016; Þórhallsson, 2012; various internal/unpublished drilling reports
Rig footprint/wellpad	Depend on the rig size, the wellpad may require area around 10,000 - 15,000 m ² (useable area)	Depend on the rig size, the wellpad may require area around 7,500 - 12,000 m ² (useable area)	Due to more compact and simple rig, commonly wellpad required much smaller, around 2,000 - 4,000 m ² (useable area)	Þórhallsson, 2016; White and Hole, 2015; Sunarso et al., 2018; Mackenzie et al., 2017; various internal/unpublished drilling reports
Drilling preparation time	Might require longer time to prepare access road, laydown area and wellpad due to bigger size, compare to smaller rig	Might require longer time to prepare access road, laydown area and wellpad due to bigger size, compare to smaller rig	Shorter preparation time compare to bigger rig due to compact size and less number of rig equipment	Þórhallsson, 2016; White and Hole, 2015; various internal/unpublished drilling reports
Rig mobilization time	Rig mobilization time took longer than smaller rig due to number and size of the loads (with the similar mobilization distance)	Rig mobilization time took longer than smaller rig due to number and size of the loads (with the similar mobilization distance)	Shorter mobilization time compare to bigger rig due to compact size and less number of rig equipment	Þórhallsson, 2016; various internal/unpublished drilling reports
Water supply requirement	Depend on the hole size, may ranging from 60-95 litre/second (maximum requirement usually occurred in the reservoir zone with total lost circulation / blind drilling situation)	Depend on the hole size, may ranging from 60-95 litre/second (maximum requirement usually occurred in the reservoir zone with total lost circulation / blind drilling situation)	Less water supply required, may ranging from 5-30 litre/second (water requirement in rotary mode is higher than coring)	Þórhallsson, 2016; White and Hole, 2015; Mackenzie et al., 2017; various internal/unpublished drilling reports
Casing and cementing materials	Casing required is around 200 tons Cement volume required is ± 84 m ³	Casing required is around 135 tons Cement volume required is ± 55 m ³	Casing required is around 80 tons Cement volume required is ± 26 m ³	Þórhallsson, 2016
Logging tool pass	Able to pass all kind of logging tool	Able to pass all kind of logging tool	Most logging tools are either 35 mm or 42-44 mm in diameter which still good for slimholes, except for CBL probe with 70 mm diameter.	Þórhallsson, 2016
Lithology definition	Using drilling cuttings as the media to determine lithology, alteration mineralogy and fracture characteristics. Note that during total loss circulation there will be no cutting return to surface.	Using drilling cuttings as the media to determine lithology, alteration mineralogy and fracture characteristics. Note that during total loss circulation there will be no cutting return to surface.	Using core sample as the media to determine lithology, alteration mineralogy and fracture characteristics (core sample give better definition than cuttings)	Finger and Jacobson, 2000; White, 2015
Directional drilling ability	Able to accommodate directional drilling technology to deviate the well	Able to accommodate directional drilling technology to deviate the well	Commonly drilled vertically. More difficult to be drilled directionally compare to big or standard well type	Þórhallsson, 2016; various internal/unpublished drilling reports
Discharge capability	Representative to possible actual discharge capacity. Might give greater output than standard well due to its large diameter casing	Representative to possible actual discharge capacity	Require further study to assess its discharge characteristic to actual production well size	Finger et al., 1996; Finger et al., 1997; Nielson and Garg, 2016; Þórhallsson, 2016; White, 2015
Production/ Injection/ Monitoring Capability	Able to serve as production or injection well when reservoir characteristic allows. May serve as monitoring well.	Able to serve as production or injection well when reservoir characteristic allows. May serve as monitoring well.	May be difficult to induce flow and it may be too low to serve later as production wells. May serve as monitoring well.	Nielson and Garg, 2016; Þórhallsson, 2012; White, 2015
Estimated drilling days	Ranging from 30 - 45 days (from spud to rig release with 2,000 meters total depth)	Ranging from 30 - 45 days (from spud to rig release with 2,000 meters total depth)	Ranging from 60 - 120 days (from spud to rig release with 2,000 meters total depth)	Finger et al., 1996; Finger et al., 1997; Þórhallsson, 2012; Delahunty et al., 2012; Sunarso et al., 2018; Mackenzie et al., 2017; various internal/unpublished drilling reports
Estimated total cost per meter (US\$/m)	US\$ 3,000 - 4,500 / meter (include rig and all drilling support cost)	US\$ 2,000 - 4,000 / meter (include rig and all drilling support cost)	US\$ 400 - 1,000 / meter (include rig and all drilling support cost)	Finger and Jacobson, 2000; Nielson and Garg, 2016; Atlas Copco, 2016; Delahunty et al., 2012; various internal/unpublished drilling reports