

# MENGUBAH PANAS BUMI MENJADI KEKUATAN PRODUKSI: ANALISIS STRATEGI *THERMAL EOR* BERBASIS *STEAM* DAN *HOT WATER INJECTION* UNTUK MENINGKATKAN *RECOVERY FACTOR* MINYAK DI *RESERVOIR*

KEVIN ARKA MUSYAFFA<sup>1\*</sup>, ZARFAN PUTRADI<sup>1</sup>, DAN HAIDAR BINTANG BAHRAN<sup>1</sup>

1. Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada

\*Korespondensi: [kevinarkamusyaffa@mail.ugm.ac.id](mailto:kevinarkamusyaffa@mail.ugm.ac.id)

**Sari** - Sektor industri minyak dan gas merupakan sektor penting dalam ketahanan energi serta pertumbuhan ekonomi nasional. Menurut Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, sektor ini menyumbang hingga Rp.110 triliun pendapatan negara tahun 2024 lalu. Dengan angka tersebut, faktanya Indonesia hanya memiliki cadangan terbukti minyak yang berada di angka 3,3 Miliar barel, angka tersebut hanya sebesar 0,2 persen bila dibandingkan dengan cadangan terbukti minyak dunia. Dalam menghadapi tantangan tersebut, Industri Minyak dan Gas di Indonesia harus meningkatkan produksi. salah satu caranya adalah dengan memanfaatkan sumber panas bumi sebagai injeksi dalam produksi Minyak Bumi. Metode yang dapat dipakai adalah *Steam-Based Thermal Enhanced Oil Recovery (EOR)* dan *Hot Water Injection* yang memanfaatkan panas bumi sebagai injeksi pada produksi minyak bumi. Melalui pendekatan *systematic-review* ditujukan untuk meninjau efektivitas dan keberhasilan dari metode yang dipakai untuk menjawab tantangan di atas. Metode *EOR* yang digunakan adalah metode *Huff and Puff* yang bertujuan untuk mengurangi viskositas minyak dan meningkatkan mobilitas minyak, sehingga dapat diproduksi lebih banyak. Metode ini mulai diterapkan di Lapangan Minyak Duri pada tahun 1975 dengan sistem *pilot steam injection*. Hasil dari pengujian tersebut memicu peningkatan produksi. Setidaknya dilaporkan hingga lima kali lipat peningkatan produksi di tahap awal, sehingga hal ini menjadi dasar dari diterapkannya *steamflood* skala besar pada tahun 1985. Adanya hal ini menunjukkan bahwa teknik *Huff and Puff* dapat efektif sebagai uji lapangan dan peningkatan produksi jangka pendek. Namun parameter yang menjadi pertimbangan adalah jarak sumber panas bumi dengan sumur produksi minyak dan tipe *reservoir* panas bumi. Oleh karena itu, studi ini mengkaji kelayakan metode yang diusulkan menggunakan data dari lapangan duri menggunakan penerapan metode *Huff and Puff* dengan memanfaatkan panas bumi sebagai sumber injeksi uap atau air panas. Efektivitas metode ini menjadikannya pilihan potensial untuk pengembangan lapangan, meskipun keberhasilannya sangat dipengaruhi oleh jarak sumber panas bumi terhadap sumur produksi serta karakteristik *reservoir* panas bumi yang digunakan.

**Kata Kunci:** *Enhanced Oil Recovery (EOR)*, *Huff and Puff*, Injeksi, Viskositas, *Reservoir*.

**Abstract** - *The oil and gas industry is crucial plays a vital role in ensuring energy security and supporting national economic growth. According to the Ministry of Energy and Mineral Resources, this sector contributed up to IDR 110 trillion to state revenue in 2024. Despite this figure, Indonesia only has 3.3 billion barrels of proven oil reserves, equivalent to just 0.2 percent of the world's proven oil reserves. To address these challenges, Indonesia must enhance domestic oil production. One potential solution is the utilization of geothermal energy as an injection source in oil recovery. Steam-Based Thermal Enhanced Oil Recovery (EOR) and Hot Water Injection (HWI) methods use geothermal energy to improve oil production performance. This study applies a systematic review approach to evaluate the effectiveness and viability of these methods. The Huff and Puff thermal EOR technique reduces oil viscosity and increases its mobility, enabling higher recovery. This method was first implemented in the Duri Oil Field in 1975 with a pilot steam injection system, which resulted in a significant production increase. Reportedly, production increased up to fivefold in the initial phase, forming the basis for the implementation of large-scale steam flooding in 1985. These result demonstrated the potential of the Huff and Puff technique for field trials and short-term production enhancement. However, factors such as the distance between geothermal sources and production well, as well as geothermal reservoir characteristics, are critical considerations. Therefore, this study examines the feasibility of implementing geothermal-powered steam or hot water injection in the Duri Field using the Huff and Puff method. While the findings indicate strong potential for field development, the success of this approach remains highly dependent on geothermal source proximity and reservoir suitability.*

**Keywords:** *Enhanced Oil Recovery (EOR)*, *Huff and Puff*, *Injection*, *Viscosity*, *Reservoir*.

## 1. PENDAHULUAN

Di tengah kondisi dunia yang sedang menggencarkan tentang energi terbarukan, panas bumi menjadi salah satu potensi pemanfaatan yang besar. Panas bumi menjadi energi terbarukan karena sumber panasnya berasal dari dalam bumi, yaitu aktivitas magmatik yang terus menghasilkan panas. Proses ini terjadi terus menerus dalam siklus karena magmatik berasal dari peluruhan sebagian dari mantel atas. Pemanfaatan yang umum digunakan adalah PLTP, di mana energi listriknya dapat digunakan untuk keperluan komersial seperti rumah tangga dan pengisian baterai untuk kendaraan listrik. Namun saat ini, kita masih dalam masa transisi yang mana energi tidak terbarukan masih digunakan. Minyak dan gas saat ini masih banyak diperlukan untuk keperluan komersil dan industri, seperti bahan bakar, energi padat, manufaktur plastik, dan masih banyak lagi. Dari hal tersebut, kita memang masih membutuhkan energi tidak terbarukan. Menggabungkan energi panas bumi

sebagai sumber energi untuk produksi minyak merupakan alternatif yang menjanjikan dalam pemanfaatan potensi kedua energi yang berbeda tersebut.

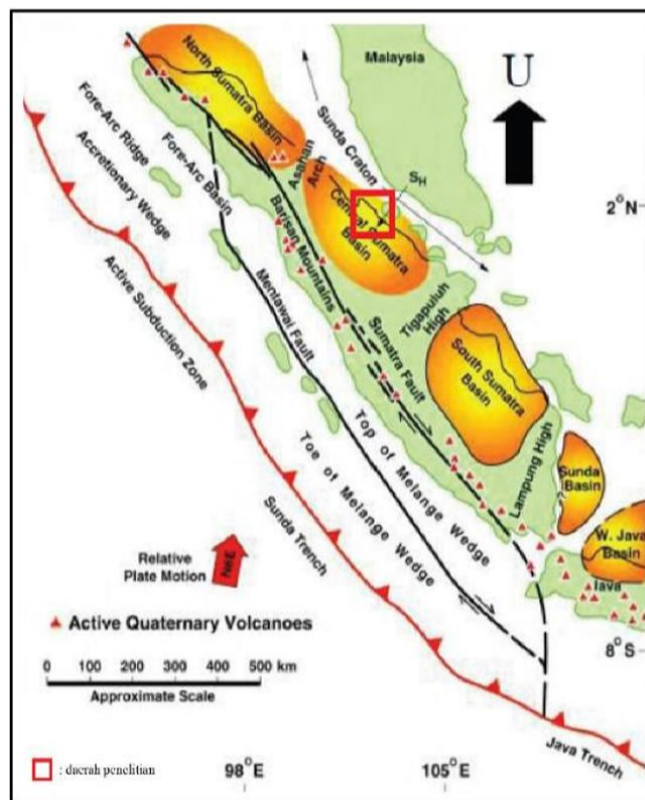
Suranto dkk.(2020), dalam produksi minyak bumi, karakteristik heavy oil yang memiliki viskositas tinggi dan nilai *API gravity* yang rendah memerlukan injeksi untuk dapat mengencerkan minyak agar dapat diambil. Teknik *EOR (Enhanced Oil Recovery)* termal menjadi pilihan utama untuk meningkatkan mobilitas melalui sistem pemanasan (Lake dkk., 2014).

Sistem thermal *EOR* cukup bervariasi, beberapa diantaranya adalah *steam flooding*, *SAGD*, *insitu combustion* dan *Huff and Puff* (Lake dkk., 2014). Diantara beberapa sistem tersebut, *Huff and Puff* biasanya menjadi opsi yang terbaik karena penggunaannya yang cepat, efisien dalam investasi dan penerapan di lapangan yang baik (Zhao dkk. 2024). Metode ini menggunakan biaya modal yang

relatif rendah, memberikan respon produksi yang cepat dan mudah di evaluasi secara ekonomi. Selain itu sistem ini cocok untuk lokasi yang memanfaatkan sumber panas lokal seperti panas bumi karena memungkinkan skala operasi yang sinkron dengan kapasitas suplai panas terbatas. Karena itu, penelitian yang kami lakukan adalah mengusulkan pengembangan metode *Huff and Puff* yang memanfaatkan panas bumi sebagai sumber injeksi untuk sumur produksi minyak bumi dengan tujuan menghadirkan alternatif ramah energi terhadap pembangkitan uap berbasis bahan bakar fosil dan sekaligus meningkatkan *recovery* pada sumur minyak dengan kategori *heavy oil*.

## 2. GEOLOGI REGIONAL

Lapangan Duri terletak di bagian barat laut Cekungan Sumatera Tengah, Provinsi Riau, yang secara fisiografi termasuk ke dalam dataran rendah Sumatra Timur (Heidrick dan Aulia, 1993) (**Gambar 1**). Daerah ini dicirikan oleh morfologi permukaan yang relatif datar dengan ketinggian rendah dan tertutup oleh endapan Kuartar berupa pasir, lanau, dan gambut (Clarke dkk., 1982). Terdapat sistem aliran sungai besar seperti Sungai Siak yang anak sungainya membentuk pola aliran *meander* yang mencerminkan kondisi geomorfologi dataran aluvial. Morfologi perlahan naik menuju arah barat ke zona perbukitan Bukit Barisan yang menjadi batas barat cekungan.



**Gambar 1** Fisiografi Regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993).

Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah tersusun atas beberapa formasi dan kelompok batuan yang berkembang dari umur Paleogen hingga Kuartar yang mencerminkan sejarah pengendapan berkelanjutan dalam sistem tektonik cekungan busur belakang (Pulunggono dan Cameron, 1984). Urutan stratigrafi dimulai dari *basement*, diikuti oleh Kelompok Pematang berumur Eosen–Oligosen yang terdiri atas konglomerat, batupasir, dan batulempung hasil pengendapan pada lingkungan darat (Heidrick dan Aulia, 1993). Di atasnya diendapkan Kelompok Sihapas yang berumur Miosen Awal–Tengah, yang merupakan salah satu paket batuan terpenting dalam sejarah *petroleum* di cekungan ini (**Gambar 2**). Salah satu anggota utamanya adalah Formasi Duri, yang disusun oleh batupasir berporositas dan permeabilitas tinggi, sehingga berfungsi sebagai *reservoir* utama akumulasi hidrokarbon (Williams dkk., 1985). Formasi ini menjadi kunci produktivitas minyak bumi di Lapangan Duri karena kualitas *reservoir* yang sangat baik.

Menutup sekuen tersebut, diendapkan Formasi Telisa berumur Miosen Tengah yang terdiri atas

serpih laut dalam dan berfungsi sebagai batuan penutup efektif, menjaga hidrokarbon tetap terperangkap dalam *reservoir* Formasi Duri. Di atasnya, diendapkan satuan yang lebih muda, yaitu Formasi Petani dan Formasi Minas, yang berkembang hingga endapan Kuartar. Seluruh urutan stratigrafi ini terbentuk di bawah kendali utama proses tektonik yang mengatur konfigurasi cekungan serta menciptakan ruang akomodasi pengendapan, sementara faktor eustasi atau perubahan muka air laut hanya berperan sebagai faktor sekunder. Dengan demikian, stratigrafi Lapangan Duri merupakan bagian dari sistem pengendapan Tersier Cekungan Sumatera Tengah, yang tersusun secara tektonostratigrafi dengan *reservoir* Formasi Duri sebagai elemen kunci dalam sistem *petroleum*.

Secara tektonik, Cekungan Sumatera Tengah terbentuk sebagai cekungan busur-belakang (*back-arc basin*) akibat subduksi Lempeng Indo-Australia ke bawah Lempeng Eurasia sejak Paleogen (Hall, 2012). Pada tahap awal, ekstensional membentuk *half-graben* dan mengakomodasi pengendapan sedimen Tersier yang kaya akan material sumber

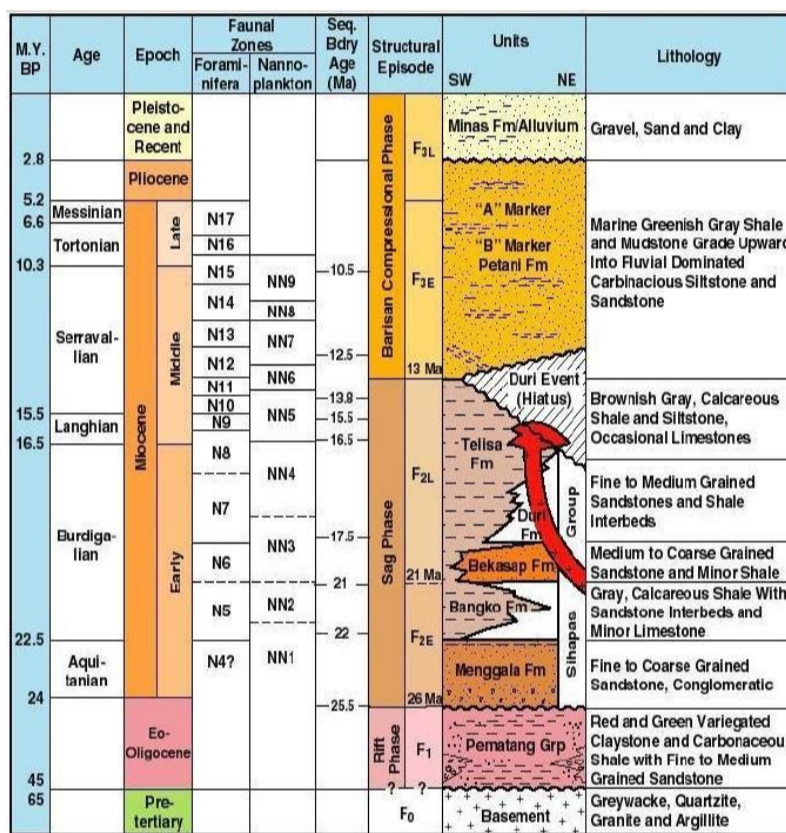
dan reservoir hidrokarbon Julikah dkk. (2021). Evolusi selanjutnya didominasi oleh gaya kompresi-transpresi yang menghasilkan jalur antiklin berorientasi Barat Laut–Tenggara yang mengontrol pembentukan sub-cekungan serta pola sedimentasi.

Lapangan Duri sendiri berkembang pada antiklin asimetris yang berfungsi sebagai perangkap struktural utama minyak. Kehadiran sesar naik dan sesar mendatar mempengaruhi geometri perangkap, mengontrol distribusi reservoir, serta menciptakan segmentasi dan heterogenitas cadangan. Sesar dapat berperan ganda mempengaruhi pembentukan perangkap hidrokarbon dan pola migrasi minyak di dalam cekungan (Heidrick dan Aulia, 1993).

Keberhasilan akumulasi hidrokarbon sangat dipengaruhi oleh hubungan waktu antara

pembentukan perangkap dan migrasi, serta proses diagenesis dan uplift yang mempengaruhi sifat fluida. Dengan demikian, pemahaman tektonik-struktural, analisis dan pemetaan 3D seismik merupakan langkah penting dalam evaluasi dan pengembangan lapangan di Cekungan Sumatra Tengah.

Dari sisi geomorfologi, wilayah Lapangan Duri saat ini didominasi dataran rawa, lahan gambut, dan alur sungai yang aktif khas lingkungan aluvial Kuartar. Di bawah permukaan terdapat data seismik menunjukkan adanya variasi struktur bawah permukaan yang signifikan seperti Antiklin Duri, tidak tampak jelas di permukaan, tetapi berperan besar dalam mengontrol perangkap minyak di kedalaman.



Gambar 2 Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993).

### 3. METODE PENELITIAN

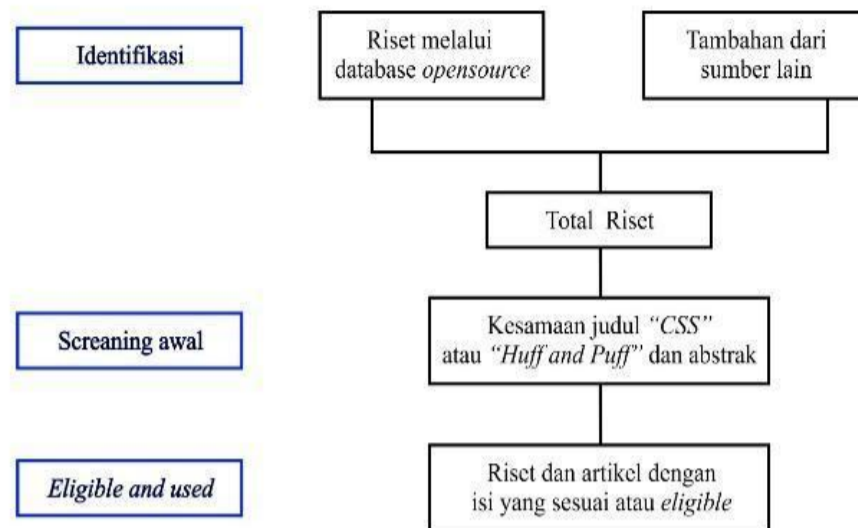
#### 3.1 Alur Penelitian

Metode ilmiah yang digunakan untuk menganalisis menggunakan pendekatan berupa *Systematic Review*. Secara definisi *Systematic Review* merupakan Tinjauan sistematis yang berupaya mengumpulkan semua bukti empiris yang sesuai dengan kriteria kelayakan yang telah ditentukan sebelumnya untuk menjawab pertanyaan penelitian tertentu (Bradly dan Iskhakova, 2023). Tinjauan sistematis ini menggunakan metode eksplisit dan sistematis yang dipilih dengan tujuan meminimalkan bias, sehingga menghasilkan temuan yang lebih andal yang dapat digunakan untuk menarik kesimpulan dan membuat keputusan. Karakteristik utamanya adalah tujuan yang dinyatakan dengan jelas dengan kriteria kelayakan yang telah ditentukan sebelumnya; metodologi yang eksplisit dan dapat direproduksi; pencarian sistematis; penilaian validitas; dan penyajian serta

sintesis sistematis dari karakteristik dan temuan studi yang disertakan. Alur penelitian dilakukan mulai dari identifikasi, skrining awal, dan penentuan kelayakan (Gambar 3). Dalam konteks ini peneliti berusaha untuk membuktikan apakah metode *Huff and Puff* efisien diterapkan di Lapangan Duri. Parameter yang diambil pada penelitian berasal dari penelitian-penelitian sebelumnya yang relevan dengan topik yang diambil. Dari penelitian-penelitian tersebut diambil parameter yang sesuai meliputi jarak lapangan minyak bumi dengan sistem panas bumi, suhu *reservoir*, viskositas dari minyak buminya, luasan area, cara atau pemodelan, sumber panas guna heating, dan rasio efisiensi. Dari parameter tersebut akan lalu diperoleh kesimpulan apakah metode *Huff and Puff* dianggap efektif jika diterapkan pada lapangan Duri. Data dalam penelitian ini merupakan data sekunder yang diambil dari Lapangan Minyak Duri dan Lapangan Panas Bumi Sarulla. Data yang diambil meliputi

data jarak sistem panas bumi dengan lapangan minyak, suhu reservoir, besaran nilai viskositas

minyak, dan luasan area yang dipakai, perbandingan data yang dipakai dari setiap lapangan panas bumi dijabarkan dengan.



Gambar 3 Diagram alir penelitian.

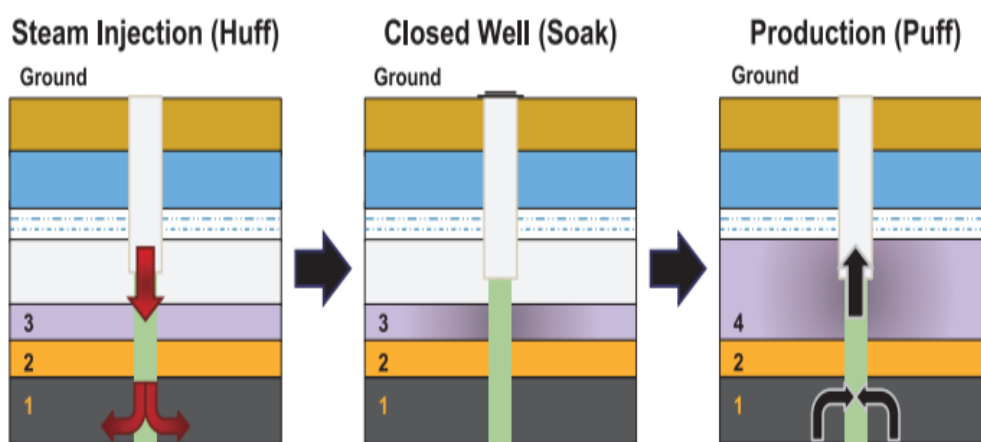
Secara umum geologi regional dari wilayah Duri merupakan hasil dari aktivitas tektonik back-arc basin pada kala Eosen hingga Miosen sebagai respon dari subduksi Lempeng Indo-Australia ke bawah Lempeng Eurasia (Heidrick dan Aulia, 1993). Proses tektonik tersebut menghasilkan pola struktur yang kompleks berupa sesar normal, antiklin, dan graben pada fase rifting awal, yang kemudian mengalami kompresi pada kala Miosen hingga Pliosen sehingga membentuk perangkap minyak yang luas dan efektif.

Secara stratigrafi, urutan lapisan di bawah Lapangan Duri mencerminkan sejarah geologi khas Cekungan Sumatra Tengah. Batuan dasarnya berupa batuan beku dan metamorf berumur Paleozoikum hingga Mesozoikum yang berperan sebagai basement. Di atasnya diendapkan Formasi Pematang yang berumur Eosen–Oligosen, terbentuk di lingkungan danau hingga darat, dan kaya akan serpih organik sehingga berfungsi sebagai batuan induk utama. Selanjutnya, pada Miosen Awal diendapkan

kelompok Formasi Sihapas yang merupakan batupasir lingkungan deltaik hingga laut dangkal, dengan kualitas reservoir yang baik. Dari kelompok formasi inilah Batupasir Duri terbentuk dan menjadi reservoir utama lapangan migas.

Menurut Merdeka dkk. (2022) dan Merdeka (2023), metode *Huff and Puff* atau *CSS* sendiri mengacu pada *aquatermolisis* yang digunakan secara *in-situ*, selama proses tersebut panas bumi akan diinjeksikan kedalam minyak berat dengan suhu minimal 260° Celcius (Gambar 4). Secara umum metode ini terdiri dari 3 proses yang terdiri dari:

1. Injeksi Uap. Injeksi ini merupakan proses memasukkan panas dengan suhu minimal 260°C ke dalam sumur injeksi.
2. Penghentian Sumur. Proses ini digunakan untuk memberikan waktu pada panas untuk meresap kedalam fluida sehingga viskositasnya akan dapat berkurang.
3. Produksi minyak. Merupakan proses pengambilan minyak seperti biasanya



1. Heavy crude oil, 2. Heated zone, 3. Condensed steam zone, 4. Flowing oil and condensed steam

Gambar 4 Ilustrasi Pemodelan (Maity dkk., 2010).

Metode ini jelas akan tetap mempunyai limitasi berupa jarak radius reservoir minyak bumi terhadap

lapangan panas bumi, Jarak tersebut dapat mempengaruhi konsistensi dari suhu yang

didistribusikan, ketebalan lapisan dan homogenitas lapisan, homogenitas dari lapisan formasi (kedap air) dari atas dan bawah reservoir.

#### 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Indonesia terbentuk dari pertemuan tiga lempeng tektonik besar, yaitu lempeng benua Eurasia, lempeng benua Indo-Australia, dan lempeng samudra Pasifik. Pertemuan lempeng ini menyebabkan terjadinya partial melting sehingga akan membentuk magma. Magma yang terbentuk akan berkumpul pada dapur magma yang kemudian menjadi sumber panas pada sistem panas bumi di Indonesia. Panas bumi di Indonesia tersebar sangat luas. Menurut data dari Kementerian ESDM Indonesia, sistem panas bumi di Indonesia tersebar

di jalur subduksi antara Lempeng Benua dengan Lempeng Samudra, atau lebih dikenal dengan Ring of Fire, sehingga sistem panas bumi di Indonesia berasosiasi dengan sistem vulkanik (**Gambar 5**). Di antara semua potensi panas bumi tersebut, beberapa diantaranya telah dieksploitasi dan telah beroperasi. Di Pulau Sumatera, setidaknya terdapat 6 lapangan panas bumi, yaitu Sarulla, Sibayak, Sorik Marapi, Muara Laboh, Rantau Dedap, dan Ulubelu. Di Pulau Jawa, setidaknya terdapat 6 lapangan panas bumi, yaitu Kamojang, Darajat, Salak, Wayang Windu, Patuha, dan Dieng. Di Pulau Sulawesi terdapat 1 lapangan, yaitu Lahendong. Dan di Pulau Timur, setidaknya ada 3 lapangan panas bumi, yaitu Flores, Sokoria dan Mataloko.



Gambar 5 Peta dan Sebaran Potensi Panas Bumi Indonesia (esdm.go.id).

Untuk potensi minyak dan gas bumi, Indonesia terletak pada batas lempeng yang kompleks, seperti konvergen dan *rift-related margins* sehingga terbentuk banyak cekungan sedimen luas yang menjadi wadah ideal bagi pembentukan hidrokarbon. Beberapa proses tektonik, seperti subduksi, akresi, dan pemekaran kerak menciptakan banyak paleogeografi deltaik, cekungan laut dangkal yang mendukung akumulasi bahan organik. Akumulasi sedimen yang besar ini juga dapat membentuk sistem reservoir. Pada batuan reservoir akan dibentuk oleh batupasir, lapisan penutup (*seal*) berupa serpih untuk menjebak hidrokarbon. Selain itu, kondisi tersebut juga dapat membentuk source rock berupa batuan yang kaya akan unsur organik dan telah mengalami *thermal maturity* di berbagai kedalaman sehingga menghasilkan minyak dan gas pada waktu geologi yang berjalan. Kombinasi antara source rock, batuan reservoir, batuan seal, struktur geologi dan perfect timing of

migration minyak dan gas dari source rock menuju reservoir akan membentuk sistem petroleum. Dari mekanisme tersebut, Indonesia memiliki banyak potensi cadangan minyak dan gas bumi. Menurut data dari kementerian ESDM, yaitu Peta Cekungan Sedimen Indonesia pada tahun 2022, cekungan petroleum yang telah beroperasi dengan sumur produksi tersebar luas di Indonesia bagian timur. Dari beberapa cekungan tersebut memiliki karakteristik berupa tingkat viskositas yang berbeda beda. Tingkat viskositas disebut dengan nilai API gravity yang kemudian dilakukan klasifikasi berdasarkan standar EIA. Menurut klasifikasi EIA (U.S. Energy Information Administration), terdapat 3 kategori minyak, yaitu *light* dengan nilai API >38 derajat, *medium* dengan nilai API 22-38 derajat, dan *heavy* dengan nilai API <22. Beberapa lapangan minyak bumi yang telah berproduksi di Indonesia memiliki nilai *API* yang berbeda beda, seperti yang dituliskan dalam **Tabel 1**.

**Tabel 1** Parameter Perbandingan yang dipakai pada analisis yang akan dilakukan.

Lapangan Minyak Bumi	Nilai <i>API</i>	Klasifikasi EIA
Minas	34	Medium
Duri	22	Heavy
Bekasap	35.5	Medium
Bangko	33	Medium
Banyu Urip	32.8	Medium
Attaka	32-42	Medium-Light
Belida	45.1	Light
Handil	33.5	Medium
Ardjuna	36	Medium
Cinta	33-35	medium
Widuri	31	Medium
Kakap	42-47.5	Light

Dari tabel tersebut, didapatkan hasil bahwa lapangan minyak yang memiliki nilai *API Gravity* paling tinggi (berat) adalah lapangan minyak Duri.

Kemudian dari hasil analisis pada persebaran lapangan panas bumi yang telah beroperasi di Indonesia, didapatkan data pada **Tabel 2**.

**Tabel 2** Parameter Perbandingan Lokasi

Nama PLTP	Lokasi	Suhu (rata-rata)
PLTP Kamojang	Jawa Barat	200-245 °C (pengukuran uap)
PLTP Lahendong	Sulawesi Utara	200-340 °C dengan 260 °C di dalam air pada kedalaman 200 meter
PLTP Sibayak	Sumatera Utara	240-310 °C berdasarkan pengukuran suhu selama pemanasan sumur.
PLTP Salak	Jawa Barat	240-321 °C (reservoir geotermometer (sumur))
PLTP Darajat	Jawa Barat	240-320 °C (reservoir geotermometer (sumur))
PLTP Wayang Windu	Jawa Barat	Suhu 260-325 °C di dalam sumur pada kedalaman 1700-2500 m
PLTP Dieng	Jawa Tengah	Suhu 240-300 °C di dalam sumur pada kedalaman 1400-1500 m
PLTP Ulubelu	Lampung	200-250 °C (reservoir geotermometer (sumur))
PLTP Sarulla	Sumatera Utara	250-310 °C berdasarkan pencatatan suhu lubang bor pada kedalaman 1500 - 2500 meter
PLTP Karaha	Jawa Barat	240-250 °C berdasarkan pencatatan suhu di dalam lubang bor

Dari lapangan panas bumi yang ada di Sumatera Utara, yaitu Sarulla, Sibayak, dan Sorik Marapi, jarak yang paling dekat dengan Lapangan Minyak Duri adalah Lapangan Panas Bumi Sarulla dengan jarak ±366 km dan memiliki suhu reservoir yang termasuk ke dalam *mid temperature*, yaitu berkisar 250-310°C dengan tipe *liquid dominated*. Sehingga objek penelitian yang akan dilakukan adalah berfokus di Provinsi Riau dan Sumatera Utara pada Lapangan Minyak Duri dan Lapangan Panas Bumi Sarulla.

#### 4.1 Analisis Lapangan Minyak Duri

Lapangan Minyak Duri terletak di Kabupaten Bengkalis, Provinsi Riau, sekitar 120 km sebelah utara Pekanbaru, dan termasuk dalam Blok Rokan, Cekungan Sumatra Tengah. Lapangan ini merupakan salah satu lapangan minyak berat (*heavy oil field*) terbesar di Indonesia, dengan minyak

bergravitasi *API* rendah hingga menengah (sekitar 17–22 *API*) dan viskositas tinggi (Winderasta dkk., 2022). Reservoir utama terbentuk pada endapan fluvio-deltaik dari Kelompok Sihapas yang memiliki porositas relatif tinggi (30–35%) dan permeabilitas besar, sehingga secara geologi memiliki kondisi ideal untuk penerapan metode pemulihan minyak tingkat lanjut (*enhanced oil recovery*).

Dari sudut pandang reservoir dan teknik produksi, Lapangan Duri dikenal dengan keberhasilan penerapan metode *steamflooding* skala besar yang dimulai sejak pertengahan 1970-an dan diimplementasikan penuh pada dekade 1980-an. Injeksi uap berfungsi menurunkan viskositas minyak berat, meningkatkan mobilitas fluida, serta mendorong minyak ke sumur produksi. Pola injeksi yang digunakan meliputi *five-spot* hingga *nine-spot*,

disesuaikan dengan kondisi reservoir. Selain itu, beberapa zona juga menerapkan *cyclic steam stimulation* atau metode “*huff and puff*” untuk meningkatkan kontak panas pada lapisan yang kurang tersapu oleh injeksi.

Dari sudut pandang operasional, pengelolaan Lapangan Duri kini berada di bawah Pertamina Hulu Rokan sejak Agustus 2021 setelah alih kelola dari Chevron. Salah satu tantangan utama adalah kebutuhan energi dan air yang sangat besar untuk menghasilkan uap, sehingga ketersediaan infrastruktur pembangkit uap, sistem distribusi, serta pengolahan air menjadi kunci keberhasilan operasi. Penggunaan energi terbarukan seperti tenaga surya mulai diperkenalkan untuk mendukung operasi, meskipun porsi terbesar masih ditopang oleh gas alam dan bahan bakar fosil untuk pembangkit uap.

Dari sisi ekonomi, penerapan *steamflooding* di Duri telah terbukti meningkatkan *recovery factor*, tetapi biaya operasional yang tinggi karena kebutuhan energi membuat keekonomian sangat sensitif terhadap harga minyak dan efisiensi penggunaan uap. Oleh karena itu, strategi pengelolaan diarahkan pada optimasi pola injeksi, peningkatan efisiensi pembangkit uap, serta uji coba metode *EOR* hibrida seperti kombinasi uap dengan surfaktan atau gas untuk menekan biaya dan meningkatkan hasil.

Secara spasial, fokus pengembangan reservoir di Lapangan Duri meliputi area puncak antiklin (*crest*) yang berperan sebagai perangkap utama, zona sayap barat yang tersegmentasi akibat sesar, serta area dengan kecenderungan *steam breakthrough* lebih awal yang memerlukan teknik pengendalian profil injeksi. Selain itu, beberapa zona dengan kualitas reservoir lebih baik tetap menjadi target prioritas untuk injeksi lanjutan atau pengeboran sumur *infil*.

Dari perspektif lingkungan, operasi skala besar di Lapangan Duri menghadapi tantangan pengelolaan emisi CO<sub>2</sub> dari pembakaran bahan bakar untuk pembangkit uap, serta pengelolaan air produksi agar tidak mencemari lingkungan. Upaya mitigasi yang dilakukan mencakup peningkatan efisiensi energi, penggunaan energi alternatif, serta penerapan sistem pengolahan air dan program tanggung jawab sosial perusahaan (*CSR*) bagi masyarakat sekitar.

## 4.2 Analisis Lapangan Panas Bumi Sarulla

Lapangan Panas Bumi Sarulla terletak di Lumban Gaol, Kec. Pahae Julu, Kabupaten Tapanuli Utara, Sumatera Utara. Lapangan panas bumi ini berjarak sekitar 360 km dari Lapangan Minyak Duri (Reyseliani dkk. 2020). Jarak ini merupakan jarak terdekat antara dua jenis lapangan (panas bumi dan minyak) yang ada di Indonesia. Lapangan ini telah beroperasi sebagai PLTP yang dikembangkan oleh Sarulla Operation Ltd. Lapangan Sarulla terdiri dari dua area utama, yaitu Silangkitang (SIL) dan Namora-I-Langit (NIL). Kedua area utama ini dapat menghasilkan pembangkit listrik yang memiliki total kapasitas sebesar 330 MW (Sinaga dan Saputra, 2019). Jika ditinjau dari tipe fluida, di Lapangan

Sarulla ini memiliki 2 fase fluida, yaitu fase uap dan fase brine panas. Dari pengukuran suhu sumur produksi di Silangkitang, didapatkan suhu fluida yang berada di 310°C pada zona *upflow*. Sedangkan suhu pada brine separator menunjukkan angka 210-230°C. Data dari paper eksplorasi (Gunderson dkk., 2000) dan paper pengembangan (Wolf dan Gabbay, 2015) menunjukkan bahwa sumur di Silangkitang memiliki tekanan yang sangat tinggi. Sumur ini memiliki *flowing wellhead pressure* sebesar 870 *psi* dan tekanan reservoir yang diperkirakan sebesar 2900 *psi* pada kedalaman 2000 meter.

Operasi PLTP Sarulla telah dirancang dengan prinsip reinjeksi 100%, yang berarti seluruh fluida yang telah digunakan untuk pembangkit listrik (kondensat uap dan *brine* yang telah didinginkan) diinjeksikan kembali ke reservoir panas bumi untuk mempertahankan tekanan dan sustainabilitas jangka panjang. Skema ini membuka peluang untuk memanfaatkan fluida panas bumi sebelum diinjeksikan kembali. Sebagian dari fluida panas tersebut dapat dialihkan (*diverted*) terlebih dahulu untuk diinjeksikan ke sumur produksi minyak yang berlokasi berdekatan, sebelum sisa energinya dikembalikan ke reservoir panas bumi.

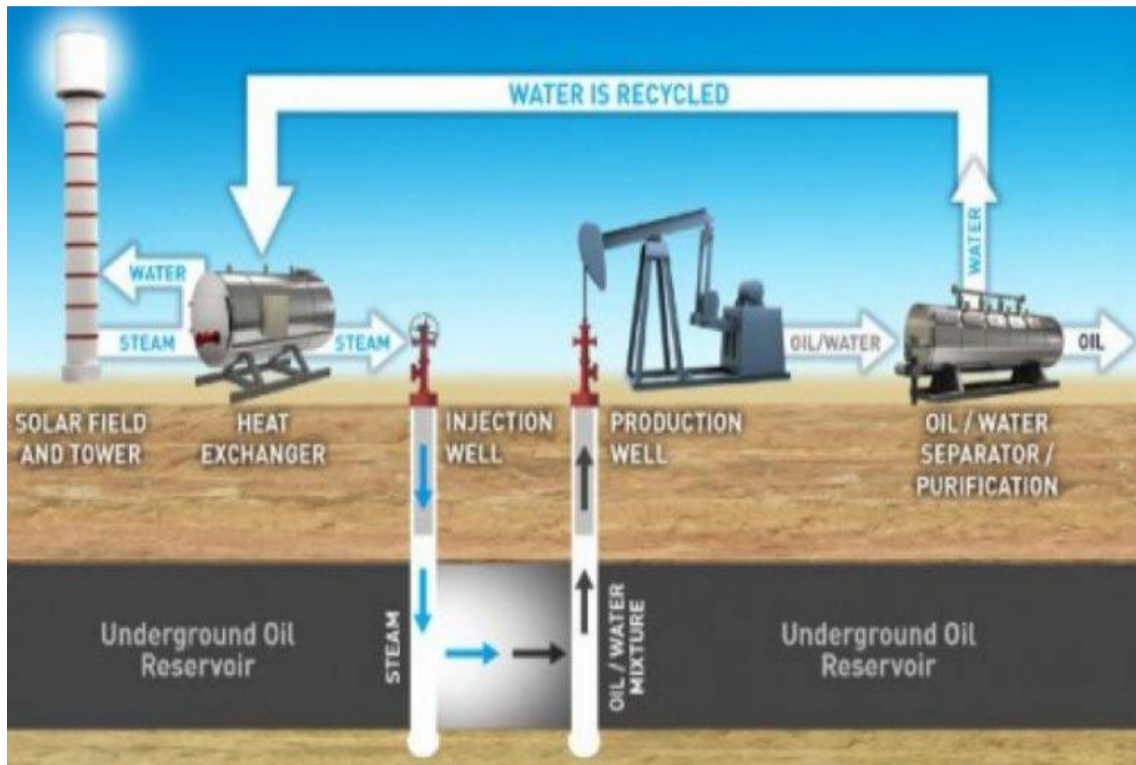
Berdasarkan studi empiris dan simulasi thermal *EOR*, suhu efektif untuk mengurangi viskositas *heavy oil* biasanya berada dalam kisaran 150°C hingga 250°C. Karena pada kisaran suhu ini, viskositas minyak berat sudah turun ke level yang memungkinkan untuk mengalir secara ekonomis. Tekanan injeksi yang diperlukan untuk mengatasi tekanan reservoir dan mendorong fluida panas agar dapat masuk ke dalam formasi atau reservoir. Tekanan ini juga bergantung pada kedalaman reservoir, Tekanan injeksi harus dijaga di bawah tekanan fraktur untuk dapat menghindari kerusakan reservoir. Tekanan yang diperlukan biasanya berkisar antara 1500 hingga 3000 *psi*. Tekanan yang ada di Lapangan Panas Bumi Sarulla yang berada di angka 2900 *psi* ini dinilai dapat digunakan sebagai injeksi untuk sumur produksi minyak bumi.

## 4.3 Strategi Pemanfaatan

Analisis kelayakan thermal untuk *heavy oil* dengan nilai 22 API menunjukkan bahwa injeksi dengan fluida panas bumi dinilai efektif. Penurunan viskositas yang eksponensial menjadi kunci utamanya, di mana pemanasan hingga kisaran suhu 150-250°C dapat menurunkan viskositas hingga menjadi viskositas yang ekonomis untuk diproduksi, sehingga mengubah aliran minyak dari hampir statis menjadi mudah bergerak. Dasar dari penurunan viskositas ini adalah, ketika fluida dengan suhu yang tinggi berinteraksi dengan minyak bumi, maka interaksi tersebut dapat melarutkan fraksi ringan dari minyak sehingga membuat minyak menjadi *swelling* yang akhirnya membuat viskositas menjadi menurun. Penurunan viskositas ini akan memudahkan minyak dalam mobilitas naik ke permukaan karena pemompaan

(Lake, 1989). Data operasional menunjukkan *brine* dari separator di area Silangkitang (SIL) bersuhu sekitar 210°C, yang berada di dalam bahkan melampaui kisaran suhu target untuk thermal EOR. Meskipun pemanasan tidak mengubah nilai API gravity minyak secara intrinsik (tetap 22 API pada kondisi standar), penurunan viskositas yang dicapai secara efektif meningkatkan *mobility ratio* minyak

di dalam reservoir, setara dengan meningkatkan kualitas alirannya. Dengan demikian, memanfaatkan *brine* panas Sarulla untuk diinjeksikan ke reservoir heavy oil bukan hanya layak secara teknis, tetapi juga memberikan keuntungan operasional yang signifikan dengan memanfaatkan sumber energi panas yang telah tersedia (**Gambar 6**).



**Gambar 5** Model dan aplikasi injeksi panas bumi (*rumahpengetahuan.web.id*).

#### 4.4 Tinjauan

##### 4.4.1. Tinjauan Positif

Tinjauan positif yang dapat diambil meliputi fleksibilitas terhadap berbagai jenis reservoir, relatif lebih murah jika luasan area lapangan minyak bumi tergolong tidak terlalu luas, dapat memperpanjang umur sumur, dan berpotensi untuk mendukung target dekarbonisasi karena CO<sub>2</sub> di reservoir terinjeksi ke dalam reservoir. Setelah dijelaskan mengenai strategi penerapan, kita akan

menganalisis tingkat efektifitas dari adanya metode *huff and puff* dari beberapa studi lain yang relevan dengan topik yang diangkat. Salah satu yang menjadi tujuan utama dari adanya penerapan *huff and puff* adalah peningkatan produksi. Sebelum melangkah ke dalam analisis efisiensi peningkatan produksi, tulisan ini akan masuk kedalam beberapa parameter yang akan dibandingkan meliputi jarak lapangan minyak bumi dan panas bumi, suhu reservoir, nilai viskositas, jenis pemodelan, dan luasan area (**Tabel 3**).

**Tabel 3** Tabel perbandingan parameter berdasarkan Wang dkk. (2022) dan Dankwa dll. (2023)

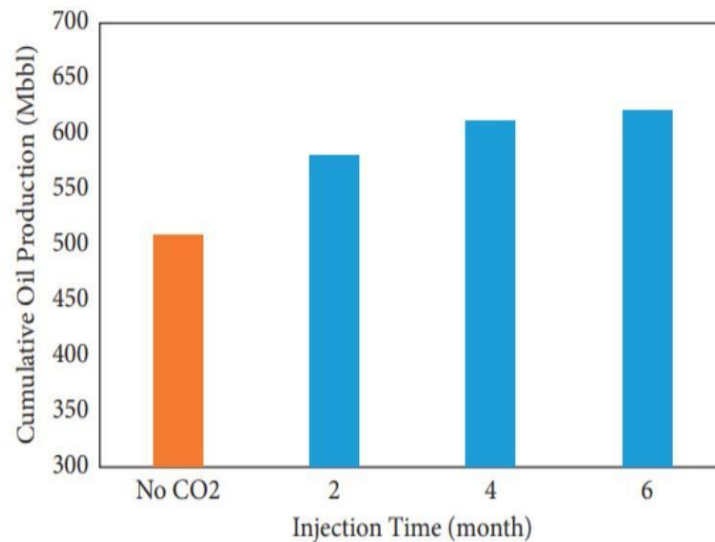
Parameter	Wang dkk., 2022	Dankwa dkk. (2023)
Suhu Reservoir	132,2° C	101° C
Viskositas	10 cP/40 API	1039 cP
Jenis pemodelan	CMB GEM (Computer Module)	CMB STARS (Thermal Simulator)
Luasan Area	94 hektar	radius 1000 ft, tebal 100ft

Dankwa dkk. (2023), mensimulasikan EOR dengan CSS (*Cyclic Steam Stimulation*) bahwa terdapat peningkatan produksi minyak hingga 260% dibandingkan dengan tanpa penginjeksian (**Tabel 4**). Data tersebut didapat dari data sekunder yang diolah menggunakan Computer Modelling dengan data parameter reservoir. Hasil yang sama ditemukan dalam Wang dkk. (2022) dimana terdapat peningkatan jumlah produksi minyak hingga 150.000 barrel dan meningkat walau tidak

signifikan di setiap bulan (*run*) (**Gambar 7**). Data yang dipakai merupakan data sekunder yang didapat dari lapangan Eagle Ford *shale oil reservoirs* (Eagle Ford, Texas, USA). Dari data tersebut dapat dilihat bahwasannya kenaikan cukup signifikan membuktikan bahwa secara *revenue* atau pendapatan, metode ini terhitung sukses dalam peningkatan produksi minyak di suatu lapangan minyak.

**Tabel 4** Tabel perbandingan ketika menggunakan metode CSS atau tidak.

Periode	Dengan CSS method	Tanpa CSS method
1st cycle	13.000 bbl	4.000 bbl
2nd cycle	15.000 bbl	5.000 bbl
3rd cycle	23.000 bbl	8.000 bbl



**Gambar 7** Tabel Perbandingan Injection Time dengan dan tanpa Injeksi Co2 (CSS), terhadap total produksi minyak (Wang dkk., 2022).

Dari kedua analisis dengan sumber data sekunder tersebut dapat diketahuia bahwa metode *Huff and Puff* terbukti sukses dalam meningkatkan produksi minyak karena mampu mengoptimalkan kondisi reservoir di sekitar sumur melalui tiga tahap siklus, yaitu injeksi, perendaman, dan produksi. Pada tahap injeksi, fluida berupa uap panas atau gas seperti CO<sub>2</sub> dialirkan ke dalam sumur sehingga memberikan energi tambahan dan menekan fluida reservoir. Ketika memasuki tahap perendaman, fluida injeksi berinteraksi dengan minyak dalam pori-pori batuan, di mana panas dari uap akan menurunkan viskositas minyak berat sehingga lebih encer, sedangkan CO<sub>2</sub> yang larut dalam minyak menyebabkan pengembangan volume minyak (*oil swelling*) sekaligus menurunkan viskositasnya. Proses ini membuat minyak yang sebelumnya sulit mengalir menjadi lebih mudah bergerak menuju sumur. Selanjutnya, pada tahap produksi, tekanan yang telah terbentuk mendorong minyak keluar bersama fluida injeksi sehingga laju produksi meningkat tajam. Efek gabungan dari pengurangan viskositas, peningkatan tekanan lokal, dan mobilisasi minyak yang terperangkap di pori-pori kecil inilah yang menjadikan *Huff and Puff* efektif, terutama pada reservoir dengan permeabilitas rendah atau minyak berat (Xu dkk. 2023). Hasilnya, faktor perolehan minyak meningkat secara signifikan dibanding produksi primer, dan tambahan produksi ini secara langsung berkontribusi pada peningkatan revenue perusahaan minyak dan gas. Setelah mengetahui hal tersebut atas alasan peningkatan produksi, metode *huff dan puff* dirasa merupakan metode yang efisien diterapkan berdasar persentase kenaikan produksi minyak bumi dalam bbl.

#### 4.4.2. Tinjauan Negatif

Beberapa hal yang menjadi kekurangan dari sistem ini di antaranya:

1. Permasalahan Jarak  
Inovasi ini hanya dapat diterapkan jika lapangan panas bumi dan lapangan minyak berada dalam jarak yang relatif dekat dalam 1 area yang sama atau tidak lebih dari 10 km dengan pertimbangan kehilangan panas (*heat loss*) selama transportasi melalui pipa akan sangat berpengaruh pada jarak yang jauh yang membuat seluruh proses menjadi tidak efisien.
2. Ketidakcocokan Skala Produksi  
Lapangan Minyak Duri membutuhkan volume fluida yang sangat besar mengingat cadangan minyak dan targetnya yang besar pula. Kapasitas produksi fluida dari lapangan panas bumi yang sudah beroperasi untuk pembangkit listrik mungkin terbatas dan tidak dapat memenuhi kebutuhan tersebut tanpa mengganggu operasi pembangkit listriknya sendiri.
3. Manajemen Tekanan  
Tekanan injeksi perlu dikontrol dengan ketat. Tekanan yang terlalu rendah tidak dapat mendorong fluida masuk ke dalam reservoir, sementara tekanan yang terlalu tinggi dapat melebihi fracture pressure batuan dan menyebabkan rekahan yang dapat menciptakan jalur aliran preferensial (*early breakthrough*) dan merusak *sweep efficiency*.
4. Biaya Kapital (CAPEX), Biaya Operasional dan Pemeliharaan (OPEX)  
Pembangunan jaringan pipa insulated bertekanan tinggi untuk mengalirkan fluida panas dari lapangan panas bumi ke lapangan

minyak yang berjarak puluhan kilometer. Biaya ini seringkali menjadi titik terlemah (*showstopper*) dari segi ekonomi. Selain itu sistem yang bekerja pada suhu dan tekanan tinggi serta menangani fluida korosif akan membutuhkan pemeliharaan yang lebih intensif, inspeksi secara rutin dan potensi downtime yang lebih besar dibandingkan metode *EOR* konvensional.

## 5. KESIMPULAN

Penelitian ini menunjukkan bahwa secara konseptual, pemanfaatan panas bumi sebagai sumber energi injeksi termal untuk metode *Huff dan Puff* pada lapangan minyak berat merupakan strategi yang layak secara teknis. Suhu fluida panas bumi yang dihasilkan dari Lapangan Sarulla, yaitu berkisar antara 210°C hingga 310°C, berada dalam rentang temperatur yang efektif untuk menurunkan viskositas minyak berat di Lapangan Duri. Dengan demikian, pemanfaatan sumber panas ini mampu meningkatkan mobilitas hidrokarbon serta efisiensi perolehan minyak melalui siklus injeksi, perendaman, dan produksi. Dari sudut pandang teknis, konsep integrasi panas bumi dengan metode peningkatan perolehan minyak (*thermal EOR*) dapat memberikan efisiensi yang signifikan.

Namun, hasil analisis juga menegaskan adanya keterbatasan utama yang sulit diatasi, yaitu faktor jarak. Jarak antara Lapangan Sarulla dan Lapangan Duri mencapai ±360 km, sehingga secara praktis transfer energi panas dalam bentuk uap atau *brine* tidak ekonomis akibat besarnya *heat loss* dan tingginya biaya infrastruktur yang dibutuhkan. Selain itu, kapasitas pasokan panas dari sistem pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP) yang sudah beroperasi memiliki keterbatasan, sehingga sulit memenuhi kebutuhan volume injeksi dalam skala besar sebagaimana yang dibutuhkan di Lapangan Duri. Faktor-faktor ini menjadi alasan utama mengapa integrasi langsung antara kedua lapangan tidak realistis untuk diimplementasikan.

Meskipun demikian, penelitian ini membuka peluang penting bagi pengembangan strategi serupa di lokasi lain dengan kondisi yang lebih mendukung. Pemanfaatan panas bumi dalam operasi *Huff dan Puff* dapat menjadi solusi berkelanjutan untuk lapangan minyak berat yang memiliki sumber panas bumi pada jarak dekat dan kapasitas pasokan yang mencukupi. Keberhasilan strategi ini akan sangat bergantung pada manajemen tekanan injeksi agar tidak melampaui tekanan fraktur, desain infrastruktur termal yang mampu meminimalkan *heat loss*, serta kajian keekonomian yang cermat dengan mempertimbangkan biaya investasi dan operasi. Selain meningkatkan produksi minyak, pendekatan ini juga berpotensi memberikan kontribusi pada upaya dekarbonisasi melalui pengurangan konsumsi bahan bakar fosil untuk pembangkitan uap.

Secara keseluruhan, pemanfaatan panas bumi untuk metode *Huff dan Puff* dapat dinyatakan sebagai konsep yang menjanjikan, tetapi implementasinya harus mempertimbangkan kondisi geospasial, kapasitas sumber daya, serta faktor teknis dan ekonomi yang menyertainya. Kasus studi Sarulla-Duri memperlihatkan keterbatasan nyata dari segi jarak dan kapasitas, tetapi sekaligus menjadi pembelajaran bahwa integrasi lintas sektor energi hanya dapat berhasil apabila didukung oleh kondisi lokasi yang tepat. Oleh karena itu, arah penelitian selanjutnya sebaiknya difokuskan pada studi kelayakan di lokasi-lokasi yang memiliki kedekatan spasial antara lapangan panas bumi dan lapangan minyak, serta uji coba skala pilot untuk mengevaluasi efektivitas dan efisiensi metode ini di lapangan nyata.

## DAFTAR PUSTAKA

- Bradly, A. and Iskhakova, M. (2023): Systematic review of short-term study abroad outcomes and an agenda for future research, *Journal of International Education in Business*, **16**(1), 70-90. <https://doi.org/10.1108/JIEB-02-2022-0012>
- Clarke, M.C.G., Kartawa, W., Djunudin, A., Suganda, E., dan Bagdja, (1982): *Peta Geologi Lembar Pakanbaru, Sumatra*, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.
- Dankwa, O.K., Amoah, R.A., Appiah, T.F. and Appiah-Adjei, F. (2023): Simulation of Cyclic Steam Stimulation for Thermal Enhanced Oil Recovery, *J. Petro Chem Eng*, **1**(1), 48-54.
- Gunderson, R., Ganefianto, N., Riedel, K., Sirad-Azwar, L., dan Suleiman, S. (2000): Exploration results in the Sarulla block, North Sumatra, Indonesia. In *Proceedings of the World Geothermal Congress 2000*, 1183–1186. Kyushu-Tohoku, Japan.
- Hall, R. (2012): Late Jurassic–Cenozoic reconstructions of the Indonesian region and the Indian Ocean. *Tectonophysics*, **570**, 1-41. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2012.04.021>
- Heidrick, T. L., dan Aulia, K. (1993): A structural and tectonic model of the Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin, Indonesia. *Proceedings Indonesian Petroleum Association*, **22**, 285–317.
- Julikah, J., Rahmat, G. and Wiratanegara, M.B. (2021): Subsurface geological evaluation of the central Sumatra Basin in relation to the presence of heavy oil, *Scientific Contributions Oil and Gas*, **44**(1), 65-81. <https://doi.org/10.29017/SCOG.44.1.491>
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2022): *Peta cekungan sedimen Indonesia*

- skala 1:5.000.000. Jakarta: Kementerian ESDM.
- Lake, L.W. (1989): *Enhanced Oil Recovery*. Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, 550 p.
- Maity, S.K., Ancheyta J., Marroquín G., (2010): Catalytic aquathermol-ysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: A review, Catalytic aquathermol-ysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: A review, *Energy & Fuels*, 24(5), 2809-2816. <https://doi.org/10.1021/ef100230k>.
- Merdeka, M. G. (2023): Reservoir Performance Prediction in Steam Huff and Puff Injection Using Proxy Modelling. [M.Sc. thesis]: UTP e-repository, Universiti Teknologi Petronas.
- Merdeka, M. G., Ridha, S., Negash, B. M., dan Ilyas, S. U. (2022): Reservoir performance prediction in steam huff and puff injection using proxy modelling, *Applied Sciences*, 12(6), 3169. <https://doi.org/10.3390/app12063169>
- Pulunggono, A. dan Cameron N.R. (1984): Sumatra Microplates, their Characteristic and their Roll in the Evolution of the Central and South Sumatra Basins, *13th Annual IPA Proceedings*, 121-143.
- Reyseliani, N., Pratama, F., dan Purwanto, W. W. (2020). Simulation and levelized cost analysis of direct use geothermal energy for enhanced oil recovery. *Engineering Journal*, 24(4), 273-283. <https://doi.org/10.4186/ej.2020.24.4.273>.
- rumahpengetahuan.web.id, Proyek Duri Steamflood Biayanya Bermilyar Dollar, <https://rumahpengetahuan.web.id/proyek-duri-steamflood-biayanya-bermilyar-dollar/>. Diakses 23 Oktober 2025.
- Sinaga, R. H. M., dan Saputra, D. W. (2019): Performance investigation of geothermal power plant based on exergy and exergoeconomic analyses (Case study: Sarulla geothermal power plant). *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 546(7), 072006. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/546/7/072006>.
- Suranto, A. M., Swadesi, B., Widyaningsih, I., Widyaningsih, R., Murni, S. W., dan Alannafi, L. A. (2020). Combination of cyclic steam stimulation and steam flooding to improve oil recovery in unconsolidated sand heavy oil reservoir. *Journal of Earth Energy Engineering*, 9(2), 80-87. <https://doi.org/10.25299/jeee.2020.4659>.
- Xu, Z., Zhou, L., Ma, S., Qin, J., Huang, X., Han, B., Yang, L., Luo, Y., dan Liu, P. (2023). Study on CO<sub>2</sub> huff-n-puff development rule of horizontal wells in heavy oil reservoir by taking Liuguanzhuang oilfield in Dagang as an example. *Energies*, 16(11), 4258. <https://doi.org/10.3390/en16114258>.
- Wang, S., Yan, J., Li, F., Hu, J., dan Li, K. (2016). Exploitation and utilization of oilfield geothermal resources in China. *Energies*, 9(10), 798. <https://doi.org/10.3390/en9100798>.
- Williams, H.H., Kelley, P.A., Janks, J.S. dan Christensen, R.M. (1985): The Paleogene rift basin source rocks of Central Sumatra, *14th Indonesian Petroleum Association Annual Convention Proceedings (Volume 2)*, 57-90.
- Winderasta, W., Amlan, M. H., dan Paksi, W. R. (2022): Duri Steam Flood Fluid Contacts Study: Redefining Oil Water Contacts and Intraformational Top Seals. *Proceedings Joint Convention IAGI-HAGI-IATMI IAFMI 2021*, Bandung, December 1-3, JCB 2021 Conference Paper.
- Wolf, N. dan Gabbay, A. (2015): Sarulla 330 MW geothermal project key success factors in development. *Transactions-Geothermal Resources Council*, 39, 907-912.
- Zhao, F., Yang, C., Huang, S., Yang, M., Sun, H., dan Chen, X. (2024). Experimental investigation of CO<sub>2</sub> huff-and-puff enhanced oil recovery in fractured low-permeability reservoirs: Core-scale to pore-scale. *Energies*, 17(23), 6207. <https://doi.org/10.3390/en17236207>.