

ABSTRAK

Gas bumi merupakan sumber energi yang diprediksi akan menjadi poros transisi energi di Indonesia untuk menuju penggunaan energi baru terbarukan yang mana lebih ramah lingkungan (Purnama, 2021). Gas bumi hanya menghasilkan kurang lebih satu per sepuluh emisi CO₂ dari emisi CO₂ yang dihasilkan oleh batubara sebagai bahan bakar pembangkit listrik. Saat ini, Gas alam dapat dimanfaatkan secara luas di berbagai sektor, seperti penggunaan gas alam di sektor industri sebagai bahan bakar industri (*fuel* untuk steam reforming) dan bahan baku di berbagai industri kimia (pabrik metanol, pabrik urea, pabrik asam nitrat) (Nasution, 2022). Gas alam juga telah dimanfaatkan dalam sektor energi oleh PLN sebagai opsi bahan bakar pembangkit listrik dalam upaya mengurangi emisi karbon yang dihasilkan dari penggunaan batubara sebagai bahan bakar. pipa transmisi gas di ruas Dumai – Sei Mangkei dibangun atas tujuan interkoneksi dimana saat ini ruas tersebut merupakan sebuah “*missing point*” dari jaringan pipa gas yang terhubung di sepanjang Pulau Jawa – Sumatera. Sebelum dapat digunakan, gas bumi juga perlu diolah agar mengurangi kadar pengotor yang ada di dalamnya.

Tugas perancangan jaringan pipa transmisi gas bumi adalah merancang jaringan pipa untuk menghubungkan pipa di Pulau Sumatera dan Jawa yaitu dari daerah Sei Mangkei – Dumai sepanjang 400 km. Dalam tugas perancangan ini juga dirancang pengolahan gas bumi dari sumur baru di sekitar Sei Mangkei dan menghasilkan produk utama gas dengan spesifikasi pipa dan produk samping yaitu CO₂ *liquid* dan padatan sulfur. Pabrik direncanakan beroperasi pada tahun 2030 dengan 330 hari kerja selama 24 jam. Kapasitas pengolahan gas bumi adalah 100 MMSCFD (15°C, 1 atm) atau setara dengan 1.306.110 ton/tahun.

Gas dari sumur mengandung beberapa pengotor yang harus dihilangkan seperti, air, H₂S dan CO₂. Gas alam ini dimurnikan hingga memenuhi target spesifikasi gas yang dipersyaratkan. Kandungan gas asam yang terdiri dari CO₂ dan H₂S dihilangkan melalui proses *gas sweetening*. Proses ini merupakan proses absorpsi gas asam menggunakan solven Methyldiethanolamine

(MDEA). Setelah melalui proses-proses tersebut target spesifikasi gas alam sudah terpenuhi sehingga dianggap proses sudah cukup.

Untuk mendukung proses dalam pabrik, utilitas menyediakan kebutuhan listrik, air, dan udara yang akan digunakan. Pada saat pabrik beroperasi bagian utilitas jumlah listrik yang perlu disuplai sebesar 13 MW. Kebutuhan air sungai yang akan diolah di utilitas sebanyak 80,63 m³ /jam. Air ini diambil dari sumber air terdekat pada lokasi pabrik, yaitu Sungai Bahbolon. Adapun kebutuhan udara instrumen untuk menggerakkan alat kontrol sebesar 330 m³ /jam dan kebutuhan udara untuk pembakaran boiler sejumlah 4.095.653,39 m³ /jam. Pada perhitungan ekonomi, pabrik memiliki nilai fixed capital sebesar \$68.254.063,43 + Rp3.973.421.895.519, working capital sebesar \$26.397.525 + Rp575.679.501.846. Nilai ROI before tax 44,42%, ROI after tax 22,21%, POT before tax 1,88, ROI after tax 3,47, DCFR 27,45%, BEP 20,16%, dan SDP 9,81%. Berdasarkan hasil analisis sensitivitas harga jual produk adalah parameter yang paling berpengaruh terhadap perubahan DCFRR. Berdasarkan perhitungan nilai kelayakan pabrik, usaha menarik untuk dikaji lebih lanjut. Pabrik ini tergolong pabrik high risk karena kondisi operasi pabrik berbahaya. Selain itu, nilai BEP rendah dan semua komponen parameter analisis keuntungan menunjukkan bahwa pabrik ini layak dijalankan.

Kata Kunci : gas bumi, gas pipa, pengolahan gas

ABSTRACT

Natural gas is predicted to become the cornerstone of energy transition in Indonesia towards the use of new renewable energy, which is more environmentally friendly (Purnama, 2021). Natural gas produces approximately one-tenth of the CO₂ emissions compared to the CO₂ emissions produced by coal as a fuel for power plants. Currently, natural gas can be widely utilized in various sectors, such as in the industrial sector as fuel (for steam reforming) and as raw material in various chemical industries (methanol plants, urea plants, nitric acid plants) (Nasution, 2022). Natural gas has also been utilized in the energy sector by PLN as an alternative fuel for power plants in an effort to reduce carbon emissions from the use of coal as fuel. The gas transmission pipeline on the Dumai – Sei Mangkei route is built with the aim of interconnectivity, where this route currently represents a "missing point" in the gas pipeline network that connects along the islands of Java and Sumatra. Before it can be used, natural gas also needs to be processed to reduce the levels of impurities it contains. The task of designing a natural gas transmission pipeline network is to design a pipeline network to connect the pipelines in Sumatra and Java, from the Sei Mangkei – Dumai area over a distance of 400 km. This design task also includes processing natural gas from new wells around Sei Mangkei, producing the main product of gas with pipeline specifications and by-products such as liquid CO₂ and solid sulfur. The plant is planned to operate in 2030 with 330 working days over 24 hours. The capacity for natural gas processing is 100 MMSCFD (15°C, 1 atm) or equivalent to 1,306,110 tons/year.

Gas from the well contains several impurities that must be removed, such as water, H₂S, and CO₂. This natural gas is purified to meet the required gas specifications. Acid gas content consisting of CO₂ and H₂S is removed through a gas sweetening process. This process involves the absorption of acid gas using the solvent Methyldiethanolamine (MDEA). After undergoing these processes, the target specifications for natural gas are met, and the process is considered sufficient. To support the process in the plant, utilities provide the necessary electricity, water, and air. When the plant is operational, the utilities require a power supply of 13 MW. The river water requirement to be processed by utilities is 80.63 m³/hour. This water is sourced from the nearest water source at the plant location, which is the Bahbolon River. The need for instrument air to operate control equipment is 330 m³/hour, and the need for air for boiler combustion is 4,095,653.39 m³/hour.



Based on the economic calculations, the plant has a fixed capital value of \$68,254,063.43 and Rp3,973,421,895,519, and a working capital value of \$26,397,525 and Rp575,679,501,846. The economic indicators are as follows: ROI before tax is 44.42%, ROI after tax is 22.21%, POT before tax is 1.88 years, POT after tax is 3.47 years, DCFR is 27.45%, BEP is 20.16%, and SDP is 9.81%. Sensitivity analysis indicates that the product's selling price is the most influential parameter affecting changes in DCFRR. Based on the feasibility calculations, the venture appears to be promising for further study. The plant is classified as high risk due to hazardous operating conditions. Additionally, the low BEP value and all profit analysis parameters indicate that the plant is feasible to establish.

Keywords: *natural gas, pipeline gas, gas processing*