

ABSTRAK

PERENCANAAN JARINGAN PIPA GAS DI LAPANGAN ANGGANA PERTAMINA HULU INDONESIA ZONA 9 KALIMANTAN TIMUR

Oleh
Rahmady Rusdiantje
NIM. 213232006
(Program Studi Magister Teknik Perminyakan)

Lapangan Anggana, yang dikelola oleh Pertamina Hulu Indonesia Zona 9, sebelumnya berfokus pada produksi minyak. Namun penemuan potensi gas baru Anggana (Ang 001 – 005) dengan estimasi cadangan sebesar 1,1 Bscf dan laju produksi maksimum sekitar 1,5 MMscfd membuka peluang strategis untuk meningkatkan kontribusi gas bumi terhadap target produksi nasional. Potensi tersebut menghadapi kendala karena fasilitas permukaan yang ada hanya dirancang untuk pengolahan minyak sehingga belum mendukung produksi gas. Berdasarkan kondisi ini, penelitian dilakukan untuk mengevaluasi kelayakan teknis dan keekonomian integrasi sumur gas baru dengan jaringan fasilitas terpasang.

Metodologi penelitian meliputi kajian literatur, pengumpulan data operasi lapangan (tekanan, temperatur, laju alir, serta spesifikasi pipa dan peralatan), serta pemodelan alir menggunakan perangkat lunak Pipesim. Analisis difokuskan pada penilaian dampak penambahan gas baru terhadap performa fasilitas terpasang, potensi *bottleneck*, kebutuhan pemisahan fluida, serta konsekuensi ekonomi dari berbagai alternatif optimasi. Dua skenario utama dievaluasi yaitu; (1) pembangunan jalur pipa baru khusus untuk gas Anggana, dan (2) pengaliran bersama ke dalam jaringan eksisting dengan kemungkinan peningkatan ukuran pipa.

Model simulasi telah tervalidasi dengan baik, ditunjukkan oleh selisih tekanan sekitar 2% terhadap data aktual yang masih berada dalam batas toleransi simulasi. Evaluasi opsi optimasi menunjukkan bahwa pembangunan *dedicated line* berdiameter 3 inch mampu mengalirkan produksi gas Anggana secara optimal pada seluruh skenario. Sebaliknya, opsi *tie-in* ke jalur existing menyebabkan penurunan produksi wilayah Sangasanga sebesar 1.4 MMscfd, 1.2 MMscfd, dan 0.7 MMscfd untuk skenario low, medium, dan high case. Analisis keekonomian menunjukkan bahwa *dedicated line* memiliki payback period tercepat, yaitu 0.74 tahun pada skenario *high case*. Dengan demikian, *dedicated line* merupakan opsi optimasi paling efektif dan ekonomis untuk mendukung produksi gas baru Anggana.

Kata Kunci : *FlowAssurance*, Lapangan Gas, Optimasi Fasilitas Permukaan

ABSTRACT

GAS PIPELINE NETWORK PLANNING IN PERTAMINA HULU INDONESIA ANGGANA FIELD, ZONE 9 EAST KALIMANTAN

By

Rahmady Rusdiantje

NIM. 213232006

(Petroleum Engineering Magister Program)

The Anggana Field, operated by Pertamina Hulu Indonesia Zone 9, was previously focused on oil production. However, the recent discovery of a new gas Anggana (Ang 001 – 005) potential with estimated reserves of 1.1 Bscf and a maximum flow rate of approximately 1.5 MMscfd presents a strategic opportunity to enhance the contribution of natural gas to national productions targets. This potential face technical challenges since the existing surface facilities were originally designed for oil processing and do not support gas production. Therefore, this study aims to evaluate the technical and economic feasibility of integrating the new gas well with the existing surface network.

The research methodology includes literature review, acquisition of field operational data (pressure, temperature, flow rate, and equipment specifications), and flow modelling using Pipesim software. The analysis focused on assessing the impact of additional gas production on existing facilities performance, identifying potential bottlenecks, assessing separation requirements, and the economic implication of various optimization alternatives. Two main scenarios are evaluated: (1) constructing a new dedicated pipeline for Anggana gas, and (2) co-mingling with the existing network combined with pipeline size enhancement.

The simulation model has been well validated, as indicated by a pressure deviation of approximately 2% from the actual data, which remains within acceptable simulation tolerance limits. The evaluation of optimization options shows that constructing a 3-inch dedicated line can optimally transport Anggana gas production across all scenarios. Conversely, the tie-in option to the existing line results in production losses in the Sangasanga area by 1.4 MMscfd, 1.2 MMscfd, and 0.7 MMscfd for the low, medium, and high cases, respectively. The economic analysis indicates that the dedicated line offers the shortest payback period, at 0.74 years in the high-case scenario. Therefore, the dedicated line is the most effective and economical optimization option to support new Anggana gas production.

Keywords: Flow Assurance, Gas Field, Surface Facility Optimization