

Manajemen risiko 10 pipa penyalur bawah laut utama di fasilitas produksi migas lepas Pantai Laut Jawa PT. XYZ tahun 2019 = Risk management of 10 main subsea pipelines in PT.XYZ's offshore oil and gas facilities year 2019

Margaretha Thaliharjanti, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20495131&lokasi=lokal>

Abstrak

Kegiatan eksplorasi produksi minyak dan gas bumi (migas) di Lapangan Arjuna milik PT XYZ dimulai sejak tahun 1970an. Sejumlah 192 pipa penyalur bawah laut di lapangan ini masih aktif beroperasi sebagai alat transportasi migas dan 75% diantaranya sudah berumur lebih dari 25 tahun. Sekitar 17 kasus kebocoran pipa bawah laut di Lapangan Arjuna terjadi setiap tahunnya dan sebagian besar kasus terjadi pada pipa-pipa tua. Kejadian ini memberikan dampak yang cukup signifikan baik dari sisi keselamatan, lingkungan maupun bagi kegiatan operasi dan produksi migas. Program pemeliharaan pipa-pipa bawah laut ini membutuhkan biaya dan sumber daya cukup besar. Oleh karena itu, prioritas program ini harus diberikan pada pipa-pipa berisiko tinggi agar risiko kebocoran pipa dapat segera diturunkan. Penelitian ini bertujuan untuk melihat profil risiko 10 pipa penyalur utama minyak dan gas bawah laut di Laut Jawa yang sudah tua dan membuat program pemeliharaannya. Konsep manajemen risiko ISO 31000: 2009 digunakan dalam penelitian ini fokus pada tahapan kajian risiko (risk assessment) dan penanganan risiko (risk treatment). Pada tahapan kajian risiko, metode yang digunakan adalah metode indeks Kent Muhlbauer dikombinasikan dengan metode kajian risiko PT. XYZ dengan matriks. Metode indeks Ken Muhlbauer menggunakan empat indeks untuk menghitung potensi kegagalan sistem pipa bawah laut yaitu indeks kerusakan pihak ketiga, indeks korosi, indeks desain, dan indeks kesalahan operasi, dilanjutkan dengan analisis dampak kebocoran (Leak Impact Factor). Kemudian dilakukan perhitungan probability of failure dan consequence of failure yang dimapping pada matriks penilaian risiko perusahaan. Kajian risiko dengan kedua metode ini menghasilkan peringkat risiko (risk ranking) dan nilai risiko relatif untuk kemudian digunakan sebagai basis penentuan tingkat risiko dan prioritas program pemeliharaan kesepuluh pipa penyalur. Hasil akhir kajian risiko 10 pipa bawah laut utama di Laut Jawa menunjukkan ada enam pipa berisiko tinggi yang perlu diturunkan risikonya ke tingkat yang dapat diterima. Tahapan penanganan risiko dimulai dengan membuat program pemeliharaan enam pipa berisiko tinggi berdasarkan indeks paling kritis yang dihasilkan dari penilaian risiko, yaitu korosi. Ada 10 tindakan pencegahan dan 2 tindakan mitigasi sebagai usulan program yang harus dikomunikasikan kepada pihak yang berkepentingan agar risiko kebocoran pipa penyalur utama dapat dikurangi. Salah satu tindakan pencegahan kebocoran yang diusulkan adalah penggantian pipa penyalur 16 MOL M-J sebagai prioritas utama.

<hr>

Oil and gas exploration and production activities in the Arjuna Field, Java Sea, owned by PT XYZ began in the 1970s. A total of 192 subsea pipelines in this field are still being operated to transport oil and gas product and 75% of them are over 25 years old. There are around 17 cases of subsea pipeline incident at Arjuna Field per year which occur mainly in the 25`'s year old pipelines. The incident has a significant impact in terms of safety, environment and oil and gas bussiness. Maintenance program for these pipelines require expensive cost and resources thus need prioritization. The aims of this research is to assess risk

profile of aging 10 subsea oil and gas pipelines in PT. XYZ and provide risk mitigation action plan. The Kent Muhlbauers index method is used combined with companys risk matrix method. The index method uses four indexes related to the failure of the subsea pipeline system: the third-party damage index, corrosion index, design index, and incorrect operations index for probability assessment, continue with consequence assessment using leak impact factor. Then its converted to probability of failure (PoF) and consequence of failure (CoF). The calculations and mapping results risk ranking and relative risk which is used as a basis of pipeline maintenance program prioritization. The final risk assessment result of subsea pipeline in PT. XYZ shows six high risk pipelines which require risk reduction action plan to reduce the risk into acceptable level. The pipeline maintenance program is made based the most critical index, corrosion, resulting from the assessment. The program proposes 10 preventive and 2 mitigation measures that must be communicated to each responsible parties so that risk of hydrocarbon leak can be minimized. The replacement of 16 MOL M-J is proposed as a top priority of pipeline replacement program.