

Penerapan Runcom Data Inspeksi Untuk Kajian Strategi Integritas Pipa Penyalur Bawah Air = Implementation of Runcom Inspection Data for Subsea Pipeline Integrity Assessment

Dony Soelistiyono, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=9999920545414&lokasi=lokal>

Abstrak

Peralatan produksi pada industri minyak dan gas saat ini sudah banyak yang beroperasi mendekati umur desainnya. Khususnya peralatan produksi berupa pipa penyalur bawah air, bahkan banyak yang sudah beroperasi melewati umur desain. Meskipun demikian pipa penyalur tersebut masih digunakan untuk mengalirkan cairan hidrokarbon dengan laju alir dan tekanan yang relatif tinggi. Hal ini guna mengimbangi semakin tingginya kegiatan sumuran yang dilakukan, baik pengeboran sumur baru, peningkatan produksi sumur yang ada dengan artificial lift (water injection atau gas lift) maupun pengaktifan kembali sumur mati atau idle. Untuk memastikan bahwa integritas pipa penyalur masih baik untuk mendukung kontinyuitas produksi minyak dan gas, maka kegiatan integritas yang mencakup inspeksi, perawatan dan perbaikan dilakukan secara berkala untuk menghindari kehilangan produksi tidak terjadwal. Inspeksi pipa penyalur bawah air yang dipakai menggunakan metoda Inline Inspection (ILI) karena pertimbangan efisiensi waktu dan biaya. Kajian integritas menghasilkan nilai failure pressure (PF) 176,6 bar dan safe operating pressure (PS) 127,2 bar. Nilai tersebut masih di atas MAOP pipa 29 bar sehingga pipa masih layak operasi saat ini. Mempertimbangkan laju korosi sebesar 0,797 mmpy maka kajian sisa umur layan pipa penyalur adalah 2,4 tahun dari inspeksi terakhir. Korelasi yang signifikan antara laju korosi maupun penipisan ketebalan dinding pipa terhadap waktu usia pipa ditunjukkan dengan nilai $R=1$. Model matematika untuk fungsi ketebalan dinding pipa (Ta) = $-0.1588x^2+3.6195x-16.669$ dan fungsi laju korosi (CR) = $0.0137x^2-0.3752x + 3.2674$

Production equipment in oil and gas industry mostly have already been operated close to its design life. Especially for subsea pipeline, many of those have already operated exceed its design life. Nevertheless, the subsea pipelines are still utilized to flow the hydrocarbon fluid with high flowrate and pressure. This is to accommodate and compensate the increasing of well activity, such as drilling new well, improvement of well performance through artificial lift (water or gas lift injection) or reactivation the idle well. As assurance that integrity of subsea pipelines is still fit for service to support continuity oil and gas production lifting, then inspection activity shall be done in frequent. Subsea pipeline inspection activity which commonly used due to its time and cost efficiency is inline inspection (ILI). Integrity assessment resulting the pipeline failure pressure (PF) 176,6 bar and safe operating pressure (PS) 127,2 bar. These values are much higher than pipeline MAOP 29 bar so that pipeline is fit for service. Considering corrosion rate value 0,797 mmpy, then remaining life assessment resulting the pipeline has remaining life for 2,4 year from last inspection. Significant correlation between corrosion rate and pipeline wall thickness by time is showed by value $R=1$. Mathematic model for pipeline wall thickness (Ta) = $-0.1588x^2 + 3.6195x-16.669$ while corrosion rate (CR) = $0.0137x^2-0.3752x + 3.2674$.