

ABSTRAK

Untuk menampung dan menyalurkan produksi sumur gas, perlu dilakukan perencanaan *pipeline* gas. *Pipeline* gas dalam penelitian ini memiliki ukuran 6", dengan panjang 2 km dari lapangan SAB #2 pad menuju *gathering line* di SAB *bridge* melalui jalur bawah tanah (*underground*). Berdasarkan informasi yang diperoleh, sumur produksi dalam penelitian ini memiliki kandungan gas CO₂. Permasalahan kandungan gas CO₂ yang terlarut dalam media air akan bersifat korosif, dan akan mengakibatkan kebocoran pada *pipeline*. Permasalahan selanjutnya besarnya tegangan yang terjadi akibat pembebanan didalam pipa dan *fittings*. Oleh karena itu perlu dilakukan pemilihan material yang tepat untuk menjamin kelangsungan proses produksi serta menjamin umur pemakaian (*design life*). Dalam upaya mencegah terjadinya permasalahan akibat CO₂, perlu dilakukan pemilihan material yang tepat dengan menghitung laju korosi CO₂ menggunakan NORSOK M-506 dan menghitung *corrosion allowance*. Sesuai kriteria pemilihan material yang digunakan, jika nilai *corrosion allowance* diatas 6 mm selama umur desain 20 tahun maka dipilih material yang tahan korosi seperti *stainless steel* atau *Corrosion Resistant Alloy (CRA)*, tetapi jika nilainya dibawah 6 mm maka dapat dipilih material *carbon steel*. Metode pemilihan material berikutnya dengan mengecek seberapa besar data *chloride/chlorine* dari analisis air yang terproduksi. Jika keberadaan *chloride/chlorine* kurang dari 50.000 ppm, jenis material yang dipilih adalah *stainless steel*, tetapi jika lebih dari 50.000 ppm jenis material yang direkomendasikan adalah *duplex stainless steel*. Setelah dipilih material yang tepat, untuk mengantisipasi permasalahan besarnya tegangan yang terjadi akibat pembebanan didalam pipa, dilakukan perhitungan ketebalan pipa untuk mencari *wall thickness requirement* dan analisis tegangan pipa (*pipe stress analysis*) dengan menggunakan *software* CAESAR II dan dengan batasan *allowable stress* dari ASME B31.8. (*Gas Transmission and Distribution Piping System*). Hasil yang diperoleh laju korosi CO₂ pipa *carbon steel* sebesar 1.4 mmpy dan *corrosion allowance* sebesar 28 mm selama umur desain 20 tahun. Hasil ini dianggap sangat tinggi, oleh karena itu berdasarkan kriteria pemilihan material, jenis material *carbon steel* tidak direkomendasikan dalam perencanaan ini. Berdasarkan data yang diperoleh keberadaan *chloride/chlorine* sebesar 13.000 ppm, oleh karena itu jenis material yang dipilih adalah *austenitic stainless steel* API 5LC30-1812, dengan pertimbangan ketahanan korosi secara umum lebih baik dari pada *carbon steel*, sifat *weldability* yang relatif baik di kelas material *stainless steel*, dan kelaziman pemakaian material pipa ini untuk *service raw gas*. Kemudian hasil perhitnugan ketebalan pipa yang tersedia dipasaran (tselect) adalah 7.11 mm (sch 40S). Hasil analisis tegangan yang terjadi pada jalur *pipeline* gas 6" diperoleh tegangan maksimum adalah 74.6% (115.82 Mpa) pada node 2240 yang artinya masih berada dalam tegangan yang diijinkan.

Kata Kunci: *Pipeline* gas, pemilihan material, laju korosi, *corrosion allowance*, *wall thickness calculaton* dan *pipe stress analysis*.

**PLANNING OF A GAS PIPELINE WITH HIGH CORROSION ALLOWANCE
BY CO₂ CONTENT USING NORSOK M-506 APPROACH
TO ACHIEVE THE DESIGN LIFE**

ABSTRACT

To accommodate and distribute gas well production, it is necessary to plan a gas pipeline. The gas pipeline in this study has a size of 6", with a length of 2 km from the SAB #2 pad field to the gathering line at the SAB bridge via the underground route. Based on the information obtained, the production wells in this study contain CO₂ gas. The problem of CO₂ gas content dissolved in water media will be corrosive, and will cause leakage in the pipeline. The next problem is the amount of stress that occurs due to loading in the pipes and fittings. Therefore, it is necessary to choose the right material to ensure the continuity of the production process and guarantee the design life. In an effort to prevent problems caused by CO₂, it is necessary to choose the right material by calculating the rate of CO₂ corrosion using NORSOK M-506 and calculating the corrosion allowance. In accordance with the selection criteria for the material used, if the corrosion allowance value is above 6 mm during the design life of 20 years, then a corrosion-resistant material such as stainless steel or Corrosion Resistant Alloy (CRA) is selected, but if the value is below 6 mm, carbon steel material can be selected. The next method of material selection is to check how much chloride/chlorine data is produced from the analysis of the water produced. If the presence of chloride/chlorine is less than 50,000 ppm, the type of material selected is stainless steel, but if it is more than 50,000 ppm the recommended type of material is duplex stainless steel. After selecting the right material, to anticipate the problem of the magnitude of the stress that occurs due to loading in the pipe, a pipe thickness calculation is carried out to find wall thickness requirements and pipe stress analysis using CAESAR II software and with allowable stress limits from ASME B31. 8. (Gas Transmission and Distribution Piping System). The results obtained that the CO₂ corrosion rate of carbon steel pipes is 1.4 mmpy and the corrosion allowance is 28 mm during the design life of 20 years. This result is considered very high, therefore based on the material selection criteria, the type of carbon steel material is not recommended in this design. Based on the data obtained the presence of chloride/chlorine of 13,000 ppm, therefore the type of material chosen is austenitic stainless steel API 5LC30-1812, with consideration of corrosion resistance in general is better than carbon steel, relatively good weldability properties in the class of stainless steel, and the prevalence of using this pipe material for raw gas service. Then the result of calculating the thickness of the pipe available in the market (tselect) is 7.11 mm (sch 40S). The results of the stress analysis that occur on the 6" gas pipeline obtained the maximum stress is 74.6% (115.82 MPa) at node 2240, which means it is still within the allowable stress.

Keywords: Pipeline gas, CO₂, material selection, corrosion rate, corrosion allowance, wall thickness calculaton and pipe stress analysis.