

Pengaruh Jumlah Support Pada Crossing Pipeline yang Mengalami Settlement

Ihda Asyara Ghifari^{1*}, Heroe Poernomo², M. Choirul Rizal³

Program Studi D-IV Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Indonesia^{1*}

Program Studi D-IV Teknik Permesinan Kapal, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Indonesia²

Program Studi D-IV Teknik Keselamatan dan Kesehatan Kerja, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Indonesia³

Email: ihda202@gmail.com^{1*}; heru_p@poltera.ac.id^{2*}; mochammadchoirulrizal@yahoo.com^{3*}

Abstract - In the process of determining pipeline there is the existence of underwater pipes and submarine cables that have been installed. In order for a new pipeline that will be fixed at the path specified then made a safe crossing pipeline with vertical distance of 0.3 meters (DNV OS F101, 2000). The voltage value obtained from the pipe can be modeled using CAESAR II software. For stress analysis support varied by using 3 and 4 support, with 3 different conditions that is the condition of the installation, hydrotest conditions, and operating conditions. The results of the analysis can be obtained how the minimum vertical secure distance after the settlement. From this study it was found that the stress value in the pipe before and after the (settlement) is still within the safe limit based on (ASME B31.4, 2016). The land subsidence that occurred in concrete type 1 mattress support was 696,532 mm and concrete type 2 mattress support was 574,823 mm. For clearance values on concrete type 1 mattress of 303,468 mm and type 2 concrete mattress of 25,177 mm. From the results of the clearance calculation analysis, the 0.3 m vertical safe distance at the main support is still safe.

Keywords: Crossing Pipeline, Pipeline, CAESAR II, Settlement, Support

Nomenclature

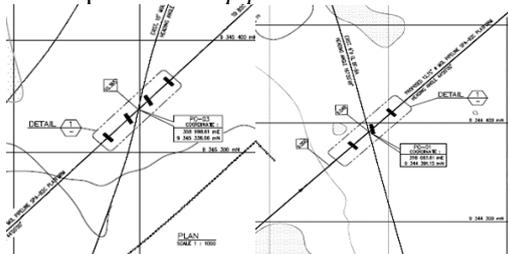
| | |
|----------------------|---|
| FD | Drag Force (N/m) |
| CD | Koefisien drag |
| ρ_w | Massa jenis fluida (kg/m ³) |
| D | Pipe diameter, (m) |
| U | Kecepatan partikel air laut, (m/detik) |
| F_I | Inersia force, (N/m) |
| C_M | Coefisien hidrodinamic |
| A | Percepatan partikel air (m/detik ²) |
| F_L | Lift force |
| C_L | Coefisien lift force |
| U_s | Kecepatan partikel air laut (m/detik) |
| LC | Critical span legth |
| C_e | End Condition |
| C_e | 9.87 (pinned-pinned) |
| C_e | 15.5 (clamped-pinned) |
| C_e | 22.2 (clamped-clamped) |
| Me | Massa efektif pipa |
| U_r | Reduced velocity |
| Si | Immediate settlement (m) |
| Q | Besar tegangan kontak (kN/m ²) |
| E | Modulus elastisitas tanah (kN/m ²) |
| μ | Rasio poison |
| B | Lebar Pondasi (m) |
| I_p | Coefisien pengaruh |
| Sc | Consolidation settlement (mm) |
| Cs | Swell index |
| Cc | Compression index |

| | |
|-------------|--|
| σ'_o | Overburden pressure (kN/m ²) |
| σ'_c | Preconsolidation pressure (kN/m ²) |

1. PENDAHULUAN

Seiring dengan berkembangnya sektor industri minyak dan gas bumi Indonesia, telah banyak proyek eksploitasi yang telah dilakukan di Indonesia seperti Gambar 1. Sebagian besar dari proyek-proyek tersebut menggunakan pipa bawah laut sebagai media penyaluran hasil eksploitasi. Pada proses perencanaan pipa bawah laut, sering ditemukan masalah dimana suatu rute pipa bawah laut yang akan dikonstruksi bertemu dengan rute pipa bawah laut yang telah dikonstruksi dari proyek berbeda sebelumnya (*existing pipeline*). Sehingga sangat besar kemungkinan dikemudian hari dengan semakin berkembangnya industri migas. Maka kemungkinan terjadinya *crossing* pada pipa bawah laut juga semakin besar. Salah satu contoh kasus *crossing* pada *offshore pipeline* adalah kasus yang terjadi pada salah satu jalur *pipeline* yang berada dilokasi barat laut pulau Jawa. Maka perlu adanya analisa terhadap *crossing* tersebut karena menyangkut bahaya. Bertambahnya beban *support* berupa *concrete mattress* juga dapat menyebabkan mampatnya tanah yang berada dibawahnya sehingga menyebabkan

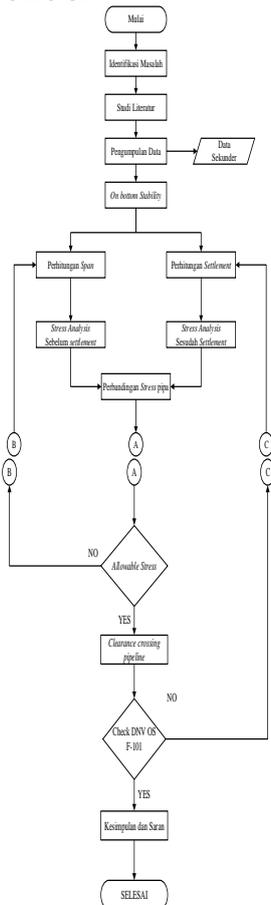
penurunan tanah (*soil settlement*) yang dibawah struktur *support*. Maka dari itu diperlukan analisa lebih lanjut mengenai penurunan tanah terhadap *pipeline crossing*.



Gambar 1. Crossing dengan 3 support dan 4 support

Pada Tugas Akhir ini dengan judul Pengaruh Jumlah Support Pada Crossing Pipeline Yang Mengalami Settlement bertujuan untuk mengetahui bagaimana pengaruh penurunan tanah terhadap nilai stress pada pipa yang saling bersilangan. Analisa stress pada *pipeline crossing* dilakukan dalam 3 kondisi yaitu kondisi instalasi, kondisi *hydrotest*, dan kondisi operasi dikarenakan dalam 3 kondisi tersebut memiliki perlakuan yang berbeda.

2. METODOLOGI.



Gambar 2. Diagram Alir

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan perhitungan manual dan CAESAR II. Perhitungan secara manual diawali dengan

menghitung *on bottom stability*. Pada perhitungan *on bottom stability* terdapat 3 perhitungan yaitu, *drag force*, *inersia*, *lift force*. Untuk mencari nilai dari masing-masing gaya dapat menggunakan rumus (1), (2) dan (3) sebagai berikut (DNV, RP-305, 1988) [2]

$$FD = \frac{1}{2} \times \rho_w \times CD \times D \times U \times |U| \quad (1)$$

$$FI = \frac{\pi \times D^2}{4} \times \rho_w \times CM \times a \quad (2)$$

$$FL = \frac{1}{2} \times \rho_w \times D \times CL \times a \quad (3)$$

Langkah selanjutnya adalah menghitung *free span*, pada perhitungan span ini dibagi menjadi dua perhitungan yaitu *static* dan *dynamic*. Perhitungan tersebut dilakukan dalam 3 kondisi yaitu *hydrotest*, *installation*, *operation*. Untuk nilai *static span* dapat diperoleh dengan menghitung tegangan lentur yang diijinkan dengan mengurangkan tegangan longitudinal yang diijinkan dengan bending dan aksial. Untuk perhitungan *dynamic span* dapat dihitung dengan menggunakan rumus (4) dan (5) sebagai berikut (Guo, Boyun, 2005) [3]:

$$L_c = \sqrt{\frac{C_e \times U_r \times D}{2 \times \pi \times U_c} \sqrt{\frac{EI}{M_e}}} \quad (4)$$

$$L_c = \sqrt{\frac{C_e \times f_n}{2 \times \pi} \sqrt{\frac{EI}{M_e}}} \quad (5)$$

Kemudian setelah menghitung tegangan langkah selanjutnya memasuki pemodelan dengan menggunakan *software CAESAR II* dengan menginput data perhitungan manual. Setelah dilakukan pemodelan langkah selanjutnya adalah menghitung nilai *settlement* dengan menggunakan persamaan (6) berikut (Braja M Das, 1985) [1]:

a. *Immediate settlement*

$$S = qB \frac{(1-\mu^2)}{E} I_p \quad (6)$$

b. *Consolidation settlement*

$$S_c = \frac{C_s H}{1+e_o} \log \frac{\sigma'_c}{\sigma'_o} + \frac{C_c H}{1+e_o} \log \left(\frac{\sigma'_o + \Delta\sigma'}{\sigma'_c} \right) \quad (7)$$

Setelah nilai dari perhitungan *settlement* diketahui dilakukan pemodelan kembali menggunakan *CAESAR II* untuk mengetahui *stress* yang terjadi setelah terjadi *settlement*.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada pembahasan penelitian ini untuk perhitungan manual didapat hasil sebagai berikut :

- Perhitungan *on bottom stability* ini dilakukan untuk mengetahui kondisi apa saja yang mempengaruhi pipa. Pipa yang terletak pada dasar laut akan bersentuhan langsung atau kontak langsung dengan seabed bukan berarti aman dari gangguan lingkungan

Perhitungan on bottom stability 1 tahun

1. $FD = \frac{1}{2} \times \rho_w \times CD \times D \times U \times |U| = 3,338 \text{ N/m}$
2. $FI = \frac{\pi \times D^2}{4} \times \rho_w \times CM \times a = 11,072 \text{ N/m}$
3. $FL = \frac{1}{2} \times \rho_w \times D \times CL \times a = 5,965 \text{ N/m}$

Perhitungan on bottom stability 100 tahun

1. $FD = \frac{1}{2} \times \rho_w \times CD \times D \times U \times |U| = 8,525 \text{ N/m}$
2. $FI = \frac{\pi \times D^2}{4} \times \rho_w \times CM \times a = 17,684 \text{ N/m}$
3. $FL = \frac{1}{2} \times \rho_w \times D \times CL \times a = 9,527 \text{ N/m}$

- Panjang *span* maksimum statis dihitung agar nantinya bentang bebas yang terjadi tidak menyebabkan tegangan pada pipa tidak melebihi tegangan maksimum yang diijinkan. Hasil perhitungan dapat dilihat pada table 1 dan 2.

Table 1. Nilai span pada 3 support

| Parameter | Phase | | |
|------------|--------------|---------------|-----------|
| | Installation | Hydrotest | Operating |
| | m | m | m |
| Cross-Flow | 22,000 | 22,009 | 22,003 |
| In-Line | 12,760 | 12,105 | 12,718 |
| Static | 70,106 | 51,36 | 68,495 |

Table 2. Nilai span pada 4 support

| Parameter | Phase | | |
|------------|--------------|---------------|-----------|
| | Installation | Hydrotest | Operating |
| | m | m | m |
| Cross-Flow | 24,012 | 24,011 | 23,997 |
| In-Line | 11,692 | 11,094 | 11,662 |
| Static | 70,106 | 51,36 | 68,495 |

Untuk menghindari kegagalan pada pipa karena bentang bebas, dari hasil perhitungan span harus dipilih hasil yang paling pendek. Dari hasil yang didapat pada tabel 1 diatas dapat dilihat bahwa hasil perhitungan span yang paling pendek adalah panjang *in-line motion* pada fase *hydrotest* sebesar 12,105 m, sedangkan pada tabel 2 nilai yang paling pendek adalah 11,094 m. Agar pipa tidak mengalami kegagalan untuk perhitungan selanjutnya panjang *span* yang digunakan tidak boleh melebihi 12,105m dan 11,094 m.

- Nilai *stress* didapat dari pemodelan pipa pada kondisi *crossing* yang dimodelkan dengan menggunakan *software CAESAR II* dengan menyesuaikan tinggi pipa sebelum adanya penurunan tanah dengan kondisi *crossing*. Dengan input data pipa, content, dan data lingkungan dapat dilihat pada table 3 dan 4.

Table 3. Nilai stress 3 support sebelum settlement

| Description | Units | Value | Allowable | Ratio % |
|--------------|-------|---------|-----------|---------|
| Installation | Mpa | 116.118 | 403.334 | 28.79 |
| Hydrotest | Mpa | 148.929 | 448.149 | 33.23 |
| Operation | Mpa | 116.201 | 403.334 | 28.81 |

Table 4. Nilai stress 4 support sebelum settlement

| Description | Units | Value | Allowable | Ratio % |
|--------------|-------|---------|-----------|---------|
| Installation | Mpa | 104.395 | 403.334 | 25.88 |
| Hydrotest | Mpa | 150.165 | 448.149 | 33.51 |
| Operation | Mpa | 104.432 | 403.334 | 25.89 |

Tabel 3 menunjukkan nilai stress pada 3 support sebelum settlement dengan nilai stress paling besar adalah 148,929 Mpa pada kondisi hydrotest sedangkan pada tabel 4 didapat nilai stress yg paling besar adalah 150.165 Mpa.

- Analisa *Settlement* perlu dilakukan selain untuk mengetahui jarak aman vertikal (*Clearance*) pipa terhadap *existing pipeline* dibawahnya, juga untuk mengetahui apa pengaruh pada *stress* pipa yang ada diatasnya.

Table 5. Nilai Immediate Settlement

| Phase | Concrete Mattress type 1 | Concrete Mattress type 2 |
|--------------|--------------------------|--------------------------|
| | mm | mm |
| Installation | 4.073 | 5.854 |
| Operation | 9.7 | 11.093 |
| Hydrotest | 110.061 | 104.457 |

Table 6. Nilai Consolidation settlement

| Phase | Concrete Mattress type 1 | Concrete Mattress type 2 |
|--------------|--------------------------|--------------------------|
| | mm | mm |
| Installation | 60.457 | 59.38 |
| Operation | 68.343 | 67.611 |
| Hydrotest | 69.742 | 67.746 |

Dapat dilihat pada table 5 diatas nilai *immediate settlement* bertambah pada setiap kondisi. Hal itu disebabkan karena adanya perbedaan pembebanan pada setiap kondisi. Adanya pembebanan awal menyebabkan tanah dibawah *support* mengalami penurunan, ditambah lagi dengan jenis *seabed* yang merupakan tanah lempung (*clay*) sehingga menyebabkan pemampatan pada tanah tersebut. Pada *consolidation settlement* yan ditunjukkan oleh table 6, penurunan tanah bertambah

dikarenakan tanah dikenai pembebanan yang berkelanjutan sehingga mengalami deformasi akibat perubahan tanah jenuh air sebagai akibat dari keluarnya air yang menempati pori-pori tanah.

- Nilai *stress* didapat dari pemodelan pipa pada kondisi *crossing* yang dimodelkan dengan menggunakan *software CAESAR II* dengan menyesuaikan tinggi pipa sebelum adanya penurunan tanah dengan kondisi *crossing*. Dengan input data pipa, content, dan data lingkungan.

Table 7. Nilai *stress* 3 support setelah *settlement*

| Description | Units | Value | Allowable | Ratio % |
|--------------|-------|--------|-----------|---------|
| Installation | Mpa | 16.836 | 58.5 | 28.78 |
| Hydrotest | Mpa | 24.578 | 65 | 37.81 |
| Operation | Mpa | 16.844 | 58.5 | 28.79 |

Table 8. Nilai *stress* 4 support setelah *settlement*

| Description | Units | Value | Allowable | Ratio % |
|--------------|-------|---------|-----------|---------|
| Installation | Mpa | 104.355 | 403.334 | 25.87 |
| Hydrotest | Mpa | 142.408 | 448.149 | 31.78 |
| Operation | Mpa | 104.374 | 403.334 | 25.88 |

Tabel 7 menunjukkan nilai *stress* pada 3 support setelah *settlement* dengan nilai *stress* paling besar adalah 24.578 Mpa pada kondisi *hydrotest* sedangkan pada tabel 8 didapat nilai *stress* yg paling besar adalah 142.408 Mpa.

Table 9. Nilai total *settlement*

| | Concrete mattress type 1 | Concrete mattress type 2 |
|------------------|--------------------------|--------------------------|
| | mm | mm |
| Total Settlement | 322.377 | 315.148 |

Jarak minimal dari kedua *type support* dari *existing pipeline*, khususnya untuk *concrete mattress type 1* sebagai support utama kemudian dikurangi dengan hasil pada tabel 9 akan menjadi jarak vertikal dari kedua pipa yang saling bersilangan. Untuk *concrete mattress type 1* 1000 mm dengan total *settlement* 322.377 mm maka diperoleh jarak vertikal dari *existing pipeline* sebesar 677.623 mm. pada *concrete mattress type 2* sebagai support pendukung dengan jarak nominal 600 mm dengan total *settlement* sebesar 315.148 maka diperoleh jarak vertikal dari *existing pipeline* sebesar 284.852 mm. dari nilai jarak vertikal pada support utama dapat disimpulkan bahwa *clearance* kedua pipa aman dikarenakan lebih dari 300 mm sebagai jarak minimum oleh DNV.

untuk menggantikan warna berbeda pada artikel, seperti pada contoh dibawah.

4. KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian “Pengaruh Jumlah Support Pada Crossing Pipeline Yang Mengalami Settlement” yang telah dilakukan didapat kesimpulan sebagai berikut:

1. Nilai *on bottom stability* selama 1 tahun untuk *drag force* sebesar 0,745 N/m, *inertia force* 5,223 N/m, *lift force* 2,817 N/m dan pada saat 100 tahun nilai untuk *drag force* 0,835 N/m, *inertia force* 5,529 N/m, *lift force* 2,982 N/m
2. Nilai *stress* paling besar yang didapat pada kondisi *crossing* dengan 3 support sebelum *settlement* adalah 148,929 Mpa pada saat *hydrotest*, sedangkan pada kondisi *crossing* dengan 4 support sebelum *settlement* adalah 150,165 Mpa pada kondisi *hydrotest*.
3. Nilai total *settlement* yang terjadi pada *concrete mattress type 1* sebagai support utama yaitu sebesar 322,377 mm, dan pada *concrete mattress type 2* sebagai support pendukung sebesar 315,148 mm.
4. Nilai *stress* paling besar yang didapat pada kondisi *crossing* dengan 3 support setelah *settlement* sebesar 24,578 Mpa pada kondisi *hydrotest*, sedangkan pada kondisi *crossing* dengan 4 support setelah *settlement* sebesar 142,408 Mpa pada kondisi *hydrotest*.
5. Nilai *clearance* yang didapat pada *concrete mattress type 1* sebagai support utama sebesar 677,623 mm, dan pada *concrete mattress type 2* sebagai support pendukung sebesar 284,852 mm. dari nilai *clearance* pada support utama dapat disimpulkan bahwa jarak aman vertikal antar pipa pada kondisi *crossing* sebesar 300 mm aman sampai masa akhir produksi.

5. UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak yang telah membantu dalam pembuatan penelitian ini. Pihak yang dimaksud adalah:

1. Kedua orang tua yang telah memberikan dukungan materi, motivasi, kasih sayang, do’a, dan nasehat hidup bagi penulis.
2. Bapak Heroe Poernomo, selaku dosen pembimbing I yang selalu memberi nasehat, motivasi, pengarahan dan bimbingan selama pengerjaan jurnal tugas akhir.
3. Bapak M. Choirul Rizal, selaku dosen pembimbing II yang selalu memberi pengarahan dan bimbingan selama pengerjaan jurnal tugas akhir.
4. Pembimbing dari PT. Zee Engineering yang telah memberi banyak ilmu selama melakukan *on the job training*.

5. Keluarga besar program studi Teknik Perpipaan, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya.

7. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Braja M D. (1985). Principles of Geotechnical Engineering. Inggris: PWS Publisher.
- [2] DNV, RP-305. (1988). *On Bottom Stability*. Norway: DNV.
- [3] Guo, Boyun. (2005). *Offshore Pipelines*. Amerika: Elsevier.

