

DESAIN OFFSHORE PIPELINE BLOK BD SELAT MADURA

Rieska Mawarni Putri¹ dan Prof. Dr. Ir. Ricky Lukman Tawekal²

Program Studi Teknik Kelautan
Fakultas Teknik Sipil dan Lingkungan, Institut Teknologi Bandung
Jalan Ganesha 10 Bandung 40132

[¹rieska.mawarniputri@gmail.com](mailto:rieska.mawarniputri@gmail.com) dan [²ricky@ocean.itb.ac.id](mailto:ricky@ocean.itb.ac.id)

Kata Kunci: Pipa Bawah Laut, *Pressure Containment*, *Pressure Collapse*, *Buckling*, *Buckling Propagation*, *On-Bottom Stability*, *S-Lay*, *Overbend*, *Sagbend*, dan Bentang Bebas.

Abstrak: Minyak dan gas bumi merupakan sumber energi tak terbarukan (*non-renewable energy*) yang dipakai secara luas sebagai bahan bakar utama pada sektor pertanian, industri, sistem komunikasi, maupun transportasi. Permasalahan yang muncul adalah penurunan produksi minyak dan gas bumi karena berkurangnya cadangan tersebut. Untuk mengantisipasi hal tersebut, maka eksplorasi ladang-ladang minyak dan gas bumi dilakukan di laut, terutama pada laut dalam (*deepwater*). Kegiatan eksplorasi, pengeboran, dan produksi minyak bumi tidak terlepas dari peranan infrastruktur yang mendukung keberjalanannya. Contoh infrastruktur tersebut adalah jaringan pipa bawah laut (*offshore pipeline*) yang berfungsi sebagai penyalur minyak atau gas bumi dari sumur atau anjungan lepas pantai menuju darat atau fasilitas pemrosesan. Parameter yang harus diperhatikan dalam desain pipa bawah laut, diantaranya parameter operasional seperti tekanan dan suhu konten pipa, serta parameter lingkungan seperti arus dan gelombang. Pada Tugas Akhir ini, akan dilakukan desain dan analisis instalasi pipa penyalur gas bawah laut di Selat Madura. Desain yang dilakukan meliputi pemilihan ketebalan pipa dengan membandingkan empat kode: API RP 1111, ASME B31.8, DNV 1981, dan DNV OS F101; desain ketebalan lapisan pemberat beton untuk analisis *on-bottom stability* dengan membandingkan kode DNV RP E305 dan DNV RP F109; serta penentuan bentang bebas maksimum dengan membandingkan kode DNV 1981 dan DNV RP F105. Analisis instalasi dipilih metode *S-Lay* dan dilakukan secara statik dengan menggunakan bantuan Perangkat Lunak Offpipe 2.04. Analisis instalasi bertujuan untuk menentukan kelayakan pipa yang sudah didesain untuk dapat diaplikasikan dan diinstalasi di laut. Analisis ini meliputi pemilihan *laying-vessel* serta pengecekan tegangan yang terjadi pada pipa saat diinstalasi terhadap properti pipa yang sudah didesain. Hasil penghitungan desain didapatkan ketebalan pipa sebesar 13 mm, tebal lapisan beton 60 mm dan panjang bentang bebas maksimum sebesar 23.8 meter.

PENDAHULUAN

Pada Tugas Akhir ini diambil kasus studi desain dan analisis instalasi pipa bawah laut pada *gas field* yang terletak di Selat Madura, khususnya blok BD. Cadangan gas ini akan dilakukan pengeboran untuk selanjutnya dikirim ke Pulau Jawa. Cadangan gas ini berlokasi di lepas pantai Selat Madura, sekitar 65 km dari timur Surabaya dan sekitar 16 km dari selatan Pulau Madura (**Gambar 1**). Proyek ini meliputi pengembangan sebuah *wellhead platform* (WHP); sebuah *Floating, Production, Storage, and Offloading* (FPSO) dengan fasilitas pemrosesan gas; dan *Gas Metering Station* (GMS) di darat. *Multiphase flowline* akan direncanakan untuk menghubungkan WHP ke FPSO, sedangkan *export line* akan direncanakan untuk mentransfer gas dari FPSO ke GMS di darat. Tugas Akhir ini membahas desain *export line* tersebut.



Gambar 1 Peta lokasi *export line* yang akan didesain.

METODOLOGI

Pipa penyalur gas bawah laut berdiameter 16 inci yang membawa gas dari FPSO menuju darat direncanakan untuk kedalaman desain sebesar 55.4 meter dengan panjang 52 km dan masa layan 20 tahun. Desain pipa dilakukan untuk tiga kondisi, yaitu fasa instalasi, fasa hidrotess, dan fasa operasional. Perbedaan dari ketiga kondisi ini adalah nilai parameter lingkungan serta konten yang dialirkan pipa. Kondisi instalasi dan hidrotess menggunakan data lingkungan 1-tahunan. Saat hidrotess, konten pipa adalah air laut sedangkan saat instalasi pipa dalam keadaan kosong. Kondisi operasional menggunakan data lingkungan 100-tahunan dengan konten yang dibawa pipa berupa servis (dalam kasus ini adalah gas). Perencanaan ketebalan pipa dilakukan dengan membandingkan empat kode, yaitu API RP 1111 “*Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design)*”; ASME B31.8 “*Gas Transmission and Distribution Piping Systems*”; Det Norske Veritas (DNV) 1981 “*Rules for Submarine Pipeline Systems*”; dan DNV OS F101 “*Submarine Pipeline Systems*”, masing-masing untuk kriteria *internal pressure containment*, *external pressure collapse*, *local buckling*, serta *propagating buckles* untuk kondisi instalasi, hidrotess, serta operasional. Ketebalan pipa yang memberikan nilai paling konservatif dipilih dan dilakukan koreksi sesuai spesifikasi pipa yang terdapat pada standard API 5L. Analisis kestabilan pipa di dasar laut dilakukan dengan meninjau kestabilan arah vertikal serta kestabilan arah lateral untuk kondisi instalasi dan operasional. Penghitungan ketebalan lapisan pemberat (beton) dilakukan dengan membandingkan kode terkait “*On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*” DNV RP E305, October 1988 serta DNV RP F109, October 2010. Perangkat lunak Offpipe 2.04 digunakan untuk melakukan analisis instalasi pipa dengan metode S-Lay. Akan ditentukan konfigurasi *lay-barge* yang sesuai agar pipa tidak mengalami tegangan yang berlebih saat instalasi. Terdapat tiga *lay-barge* yang akan dibandingkan. Nilai tegangan aksial dan *bending moment* maksimum yang dikeluarkan Program Offpipe 2.04 selanjutnya dilakukan pengecekan terhadap kriteria *local buckling* DNV 1981 serta kriteria *combined loading* DNV OS F101. Selama masa layannya, pipa harus bertahan terhadap beban lingkungan siklik (terus menerus) seperti arus dan pengaruh gelombang. Ketidakrataan batimetri dasar *seabed* memungkinkan adanya bagian pipa yang tergantung bebas. Pada bagian ini harus dilakukan

pengecekan terhadap panjang pipa yang tergantung bebas yang dapat ditahan pipa selama masa layannya supaya tidak mengalami kegagalan. Analisis bentang bebas dilakukan dengan membandingkan dua kode, DNV 1981 dan DNV RP F105 “*Free-Spanning Pipelines*”, masing-masing untuk kondisi instalasi, hidrotres, dan operasional.

HASIL DAN ANALISIS

Dari data operasional dan lingkungan sesuai dengan dokumen proyek *Madura Field Development FEED*, didapatkan hasil tebal pipa, tebal lapisan beton, serta panjang bentang bebas maksimum yang dirangkum pada **Tabel 1**, sedangkan **Tabel 2** menunjukkan hasil perbandingan analisis instalasi dengan menggunakan tiga *barge*, yaitu *Barge Alpha DMB 88*, *Barge Kalinda*, dan *Barge Kuroshio II*.

Tabel 1 Rangkuman Perhitungan Desain Pipa

Parameter	Nilai	Satuan
Tebal dinding pipa	13 (0.5)	mm (inci)
Tebal lapisan beton	60 (2.4)	mm (inci)
<i>Allowable free-span</i>	23.8 (78)	m (ft)

Tabel 2 Instalasi Pipa Bawah Laut dengan Membandingkan Tiga *Lay-barge* Menggunakan Offpipe

<i>Barge Alpha DMB 88</i>		<i>Barge Kalinda</i>		<i>Barge Kuroshio II</i>	
Kapasitas tensioner	400 kN	Kapasitas tensioner	300 kN	Kapasitas tensioner	750 kN
Sudut <i>trim</i>	1°	Sudut <i>trim</i>	2°	Sudut <i>trim</i>	1°
Sudut rotasi <i>stinger hitch</i>	10°	Sudut rotasi <i>stinger hitch</i>	10°	Sudut rotasi <i>stinger hitch</i>	10°
Nilai tegangan maksimum yang dialami pipa (<i>overbend</i>)	182.88%SMYS	Nilai tegangan maksimum yang dialami pipa (<i>overbend</i>)	218.53%SMYS	Nilai tegangan maksimum yang dialami pipa (<i>overbend</i>)	79.53%SMYS
Nilai tegangan maksimum yang dialami pipa (<i>sagbend</i>)	49.83%SMYS	Nilai tegangan maksimum yang dialami pipa (<i>sagbend</i>)	68.24%SMYS	Nilai tegangan maksimum yang dialami pipa (<i>sagbend</i>)	31.87%SMYS
Tegangan aksial maksimum (<i>residual tension</i>)	394.62 kN	Tegangan aksial maksimum (<i>residual tension</i>)	292.35 kN	Tegangan aksial maksimum (<i>residual tension</i>)	737.69 kN
<i>Bending moment</i> maksimum (<i>tension</i>)	470.032 kNm	<i>Bending moment</i> maksimum (<i>tension</i>)	449.312 kNm	<i>Bending moment</i> maksimum (<i>tension</i>)	156.427 kNm
Status	<i>Non-layable</i>	Status	<i>Non-layable</i>	Status	<i>Layable</i>

Pada kasus Tugas Akhir ini, yang menghasilkan nilai ketebalan dinding pipa yang paling konservatif adalah kriteria propagasi *buckling* untuk kondisi operasional dengan menggunakan kode DNV OS F101, yaitu sebesar 11 mm (0.433 inci). Jika ditambah dengan syarat *mill tolerance* sebesar 12.5%, maka tebal pipa yang dipilih menjadi 13 mm (0.5 inci). Pipa yang berada di dasar laut dapat mengalami perpindahan dalam arah vertikal maupun lateral dari jalur utamanya. Perpindahan terjadi karena pengaruh gaya apung serta arus maupun partikel air laut-terinduksi gelombang. Untuk mendapatkan kestabilan dalam arah vertikal dan lateral di dasar *seabed* selama masa layannya, pada kasus ini, dibutuhkan lapisan pemberat (beton) sebesar 60 mm (2.4 inci) yang didapat dari penghitungan menggunakan DNV RP F109 untuk kondisi operasional. Ketidakrataan batimetri *seabed* merupakan salah satu penyebab utama adanya bagian pipa yang tergantung bebas. Bagian yang tergantung bebas ini panjangnya harus disesuaikan dengan kekuatan material pipa serta kondisi

beban lingkungan yang bekerja pada pipa. Pada kasus ini, panjang bentang bebas yang diijinkan supaya pipa tidak mengalami kegagalan adalah sebesar 23.8 m (78 ft) untuk kondisi operasional, kriteria *dynamic span length* dengan menggunakan kode DNV 1981.

Metode penggelaran pipa secara S-Lay harus diperhatikan dua kurvatur utama, *overbend* dan *sagbend*. Pada daerah ini tegangan pipa tidak boleh melebihi tegangan yang diijinkan, yaitu 85% *yield stress* material pipa untuk daerah *overbend*, dan 72% *yield stress* material pipa untuk daerah *sagbend*. Semakin besar dimensi *barge* yang digunakan untuk instalasi pipa, tegangan rata-rata yang terjadi pada pipa akan semakin kecil. Seperti yang terlihat pada **Tabel 2**, *barge* yang dipilih agar pipa dapat diinstalasi tanpa mengalami kegagalan adalah *Barge Kuroshio II.*, dengan tegangan maksimum yang dialami pipa sebesar 79.53% *yield stress* (daerah *overbend*) dan 31.87% *yield stress* (daerah *sagbend*).

KESIMPULAN

Pipa penyalur gas bawah laut yang didesain harus dapat menahan beban operasional serta beban lingkungan selama masa layannya. Dalam penentuan ketebalan pipa dengan membandingkan empat kode, dipilih nilai tebal pipa sebesar 13 mm. Hasil penghitungan desain kestabilan pipa didapatkan tebal lapisan beton 60 mm, sedangkan panjang bentang bebas maksimum yang diijinkan dan yang memenuhi syarat adalah 23.8 meter. Hasil analisis instalasi pipa, didapatkan bahwa pipa dapat digelar dengan menggunakan metode S-Lay dengan menggunakan *barge* dengan spesifikasi tensioner 750kN, sudut kemiringan *barge* sebesar 1°, dan sudut rotasi *stinger* sebesar 10°. Tegangan maksimum yang dialami pipa sebesar 79.53% *yield stress* pada daerah *overbend* dan 31.87% *yield stress* pada daerah *sagbend*.

REFERENSI

- Det Norske Veritas (DNV). 1981. *Rules for Submarine Pipeline Systems*.
- American Petroleum Institute (API) Recommended Practice 1111. July 1999. *Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design)*.
- The American Society of Mechanical Engineers (ASME) B31.8. 2010. *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*.
- Det Norske Veritas (DNV) OS F101. October 2007. *Submarine Pipeline Systems*.
- American Petroleum Institute (API) 5L. July 2000. *Specification for Line Pipe*.
- Det Norske Veritas (DNV) Recommended Practice E305. October 1988. *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*.
- Det Norske Veritas (DNV) Recommended Practice F109. October 2012. *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*.
- Det Norske Veritas (DNV) Recommended Practice F105. February 2006. *Free Spanning Pipelines*.
- Bai, Yong. 2001. *Pipelines and Risers*. Oxford, UK: Elsevier.
- Gou, Boyun et. al. 2005. *Offshore Pipelines*. Burlington, USA: Elsevier.