

REKUALIFIKASI DAN PERENCANAAN INSPEKSI BAWAH AIR BERBASIS RISIKO (RBUI) PADA ANJUNGAN LEPAS PANTAI DI LAUT JAWA

Dewa Gede Pradnyanata¹ dan Ir. Rildova, M.T., Ph.D²

Program Studi Teknik Kelautan

Fakultas Teknik Sipil dan Lingkungan, Institut Teknologi Bandung,

Jl Ganesha 10 Bandung 40132

1odepradnyanata@gmail.com dan 2rildova@gmail.com

ABSTRAK – Sebagian besar anjungan lepas pantai yang berada di Indonesia telah berusia lebih dari 20 tahun sehingga perlu dilakukan rekualifikasi terhadap struktur tersebut untuk meninjau integritas struktur terkini. Dalam melakukan rekualifikasi, diperlukan data hasil inspeksi untuk *assessment* pada member-member kritis. Terdapat kendala dimana inspeksi bawah air memiliki biaya yang cukup tinggi sehingga tidak memungkinkan untuk dilakukan inspeksi bawah air setiap tahunnya. Untuk mengatasi permasalahan tersebut, perlu dilakukan analisis penentuan interval inspeksi bawah air berdasarkan risiko sehingga dapat memperlebar interval inspeksi namun tetap dapat menjaga integritas struktur. Pada tugas akhir ini, dimodelkan sebuah *wellhead* platform 4 kaki milik PT. Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java* yang telah didirikan sejak tahun 1985. Platform ini terletak di laut Jawa sebelah utara kepulauan seribu dengan kondisi kedalaman perairan sebesar 101.33 ft (MSL). Dilakukan 2 jenis analisis yaitu *design level analysis* dan *ultimate strength analysis*. Pada jenis analisis yang pertama dibagi menjadi 3 bagian yaitu analisis in-place, seismik, dan fatigue. Dilakukan pemeriksaan terhadap rasio tegangan member (UC), *joint punching shear*, kapasitas aksial tiang pancang, defleksi, dan umur fatigue pada member struktur. Sedangkan untuk jenis analisis kedua yaitu dilakukan analisis *pushover* dengan beban dorong berupa beban gelombang. Dilakukan pemeriksaan terhadap rasio cadangan kekuatan struktur (RSR) dan juga plastisitas pada member kritis dari analisis *design level*. Berdasarkan hasil analisis rekualifikasi, diperlukan pemasangan *stiffener* dengan profil W10x100 dan profil C6x8 pada member kritis 1247-1243, 1281-1273, dan 1319-1317 di *cellar-deck*. Pada analisis seismik terdapat deck dengan nilai defleksi melebihi defleksi izin, namun masih dapat ditoleransi untuk beban gempa 800-tahunan dengan selisih defleksi yang sangat kecil yaitu 0.09 inci. Pada hasil analisis fatigue, terdapat 4 joint dengan umur fatigue kritis yaitu joint 366 (17.75 tahun), joint 356 (17.99 tahun), joint 341 (18.51 tahun), dan joint 371 (23.15 tahun). Joint kritis dari hasil analisis fatigue tersebut akan dilakukan pemeriksaan secara terperinci pada inspeksi berikutnya. Pada analisis *ultimate strength* didapat nilai RSR minimum struktur adalah 1.92 dengan arah datang beban lingkungan sebesar 90 derajat. Dari hasil analisis RBUI, didapat bahwa struktur dikategorikan L-2 berdasarkan tingkat *exposure* dan interval waktu inspeksi berdasarkan risiko minimal dilakukan selama 8 tahun sekali untuk pemeriksaan besar (*major*) dan 14 tahun sekali untuk pemeriksaan lengkap (*complete*).

Kata Kunci: rekualifikasi, *assessment*, risk based underwater inspection (RBUI), interval inspeksi, fixed platform.

PENDAHULUAN

Indonesia memiliki cadangan minyak dan gas lepas pantai yang cukup melimpah. Eksploitasi sumber daya alam ini telah dilakukan sejak tahun 1971 di daerah utara Pulau Jawa dengan teknologi *artificial lifting* yang maju sehingga dapat mengangkat minyak maupun gas dari reservoir di

dasar laut hingga ke permukaan laut. Berdasarkan data dari SKK Migas, hingga tahun 2016, di Indonesia telah terdapat 613 unit fasilitas anjungan lepas pantai namun sebesar 54.65% telah berusia lebih dari 20 tahun dan 24.63% berusia 16–20 tahun (Arianti & Ghofur, 2019).

Diperlukan program inspeksi, *maintenance*, dan *repairment* (IMR) agar aset yang dimiliki tetap dapat beroperasi sebagaimana mestinya serta masih memiliki integritas untuk menerima beban desain. Untuk mengetahui integritas struktur anjungan lepas pantai eksisting, perlu dilakukan rekualifikasi dengan melakukan analisis struktur berdasarkan data-data hasil inspeksi yang telah dilakukan. Rekualifikasi dilakukan berdasarkan standar API RP-2A dengan melakukan 2 jenis *assessment* yaitu terhadap *design level analysis* dan *strength level analysis*, dari analisis ini diharapkan struktur yang ditinjau memenuhi syarat agar dapat dilakukan perpanjangan usia layan.

Akan dilakukan rekualifikasi terhadap sebuah platform lepas pantai dengan fungsi sebagai *wellhead* yang telah didirikan sejak tahun 1985, berusia 35 tahun, di laut Jawa. Program IMR terakhir yang dilakukan pada platform dilakukan tahun 2013 dan direncanakan perpanjangan usia layan platform selama 10 tahun. Untuk mengefisienkan program IMR, analisis penentuan interval inspeksi bawah air berbasis risiko (RBUI) sangat diperlukan. Analisis RBUI pada platform akan menggunakan standar API RP-2SIM *structural integrity management*.

TEORI DAN METODOLOGI

Anjungan lepas pantai *jacket platform* merupakan salah satu dari jenis anjungan tipe tetap (*fixed platform*) yang tersusun dari member tubular yang terhubung membentuk struktur rangka batang tiga dimensi (Chakrabarti S. K., 1987). Secara umum struktur ini terdiri dari 2 bagian yaitu struktur pendukung berupa *jacket* dan *topside* yang berfungsi sebagai tempat dilakukannya seluruh kegiatan *offshore* seperti eksploitasi dan pemrosesan fluida minyak dan gas bumi. *Jacket platform* dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1 Ilustrasi jacket platform

(Sumber: *Handbook of Offshore Engineering*, Chakrabarti, 2005)

Berdasarkan hasil survei pada anjungan lepas pantai, perlu dilakukan rekualifikasi struktur sebagai proses lanjutan dan sebagai dasar penentuan program *Inspection, Maintenance*, dan *Repairment* (IMR). Rekualifikasi dilakukan pada seluruh member, baik atas dan bawah air, dan data tanah. Rekualifikasi ini dilakukan apabila pada anjungan terdapat;

1. Penambahan jumlah personel yang berdampak pada keselamatan dan kesehatan kerja
2. Penambahan peralatan dan fasilitas pada anjungan serta perubahan level konsekuensi kegagalan (*Consequence of failure*).
3. Penambahan pembebanan operasional ataupun lingkungan secara signifikan.
4. Perubahan tinggi deck dari muka air yang tidak memadai akibat perubahan kedalaman perairan.
5. Kerusakan pada struktur yang dideteksi saat inspeksi.

Pada API RP-2A WSD, terdapat 2 metode dalam analisis struktur untuk rekualifikasi anjungan yang telah terpancang yaitu *design level analysis* dan *ultimate level analysis*. Metode analisis yang dilakukan serupa dengan analisis untuk struktur baru namun dengan perubahan sesuai dengan kondisi aktual struktur berdasarkan hasil inspeksi. Pada metode *design level analysis* dilakukan analisis in-place, seismik, dan fatigue terhadap struktur setelah dilakukan perbaruan data dan informasi berdasarkan hasil inspeksi terbaru sedangkan pada metode *ultimate level analysis* dilakukan analisis pushover pada struktur untuk melihat nilai *reserve strength ratio* (RSR) struktur agar memenuhi kriteria pada API RP-2A WSD. Kriteria *assessment* dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1 Kriteria Assessment untuk struktur di Luar U.S.

Assessment Category	Exposure Category		Design Level Analysis (see Notes 1 and 2)	Ultimate Strength Analysis
	Consequence of Failure	Life Safety		
A-1	High	Manned-Non-Evacuated or Unmanned	85% of lateral loading caused by 100-year environmental conditions (see Section 17.6.2b)	Reserve strength ratio (RSR) 1.6 (see Section 17.6.2b)
A-3	Low	Unmanned	50% of lateral loading caused by 100-year environmental conditions (see Section 17.6.2b)	(RSR) 0.8 (see Section 17.6.2b)

Notes 1. Design level analysis not applicable for platforms with inadequate deck height.
2. One-third increase in allowable stress is permitted for design level analysis (all categories).

(Sumber: API RP-2A)

Dibutuhkan biaya yang sangat besar untuk melakukan survei pada komponen struktur di bawah air karena resiko survei yang sangat besar, oleh sebab itu perlu dilakukan perencanaan survei berbasis risiko agar survei dapat dilakukan pada interval yang lebih panjang. Dalam analisis risiko perlu dilakukan pembuatan matriks risiko dengan mempertimbangkan variabel *likelihood of failure* dan *consequence of failure* (CoF). Risiko diartikan sebagai perkalian antara kemungkinan kegagalan dengan konsekuensi kegagalan yang ditunjukkan dalam bentuk matriks risiko. Evaluasi terhadap risiko diperlukan untuk menentukan prioritas manajemen risiko dalam penyusunan program IMR. Analisis risiko ini menggunakan *standard code* API RP-2SIM yang merupakan rekomendasi praktis dalam melakukan manajemen integritas struktur berdasarkan API RP 2A *section 14* mengenai survei dan *section 17* mengenai *assessment* terhadap *existing platform*.

1. *Likelihood of Failure*

Likelihood of Failure merupakan kemungkinan terjadinya kegagalan berdasarkan parameter kegagalan yang berhubungan dengan mekanisme

kerusakan dan ancaman kerusakan platform akibat anomali yang ada. Parameter kegagalan adalah faktor yang diakibatkan oleh aspek faktor karakteristik dan kondisi struktur (Tawekal, 2017). Faktor karakteristik bergantung pada karakter platform seperti tahun instalasi, bentuk *bracing*, dan fungsi platform yang mempengaruhi kemungkinan kegagalan pada struktur sedangkan faktor kondisi berdasarkan hasil inspeksi yang mempengaruhi kemungkinan kegagalan struktur.

2. *Consequence of Failure* (CoF)

CoF merupakan konsekuensi dari terjadinya kegagalan struktur terhadap operasi produksi pada platform, keselamatan personil, dan lingkungan sekitar. Berdasarkan API RP-2SIM, dalam menentukan rekomendasi waktu inspeksi berbasis risiko perlu mengetahui kategori *exposure* platform yang bergantung pada kategorisasi platform, dapat dilihat pada Tabel 2. waktu rekomendasi inspeksi berbasis risiko pada masing-masing level survei dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 2 Matriks Kategori Exposure Platform

Life Safety Category	Consequence Category		
	C-1, High Consequence	C-2, Medium Consequence	C-3, Low Consequence
S-1 manned-nonevacuated	L-1 ^a	L-1 ^a	L-1 ^a
S-2 manned-evacuated	L-1	L-2	L-2
S-3 unmanned	L-1	L-2	L-3

^a In the U.S. Gulf of Mexico, the S-1 manned-nonevacuated category is applicable to the full population metocean design event. For sudden hurricanes and winter storms, it is possible that the platform will be manned-nonevacuated during these design events; however, for developing assessment criteria and for developing a default inspection program, these platforms should be categorized as S-2.

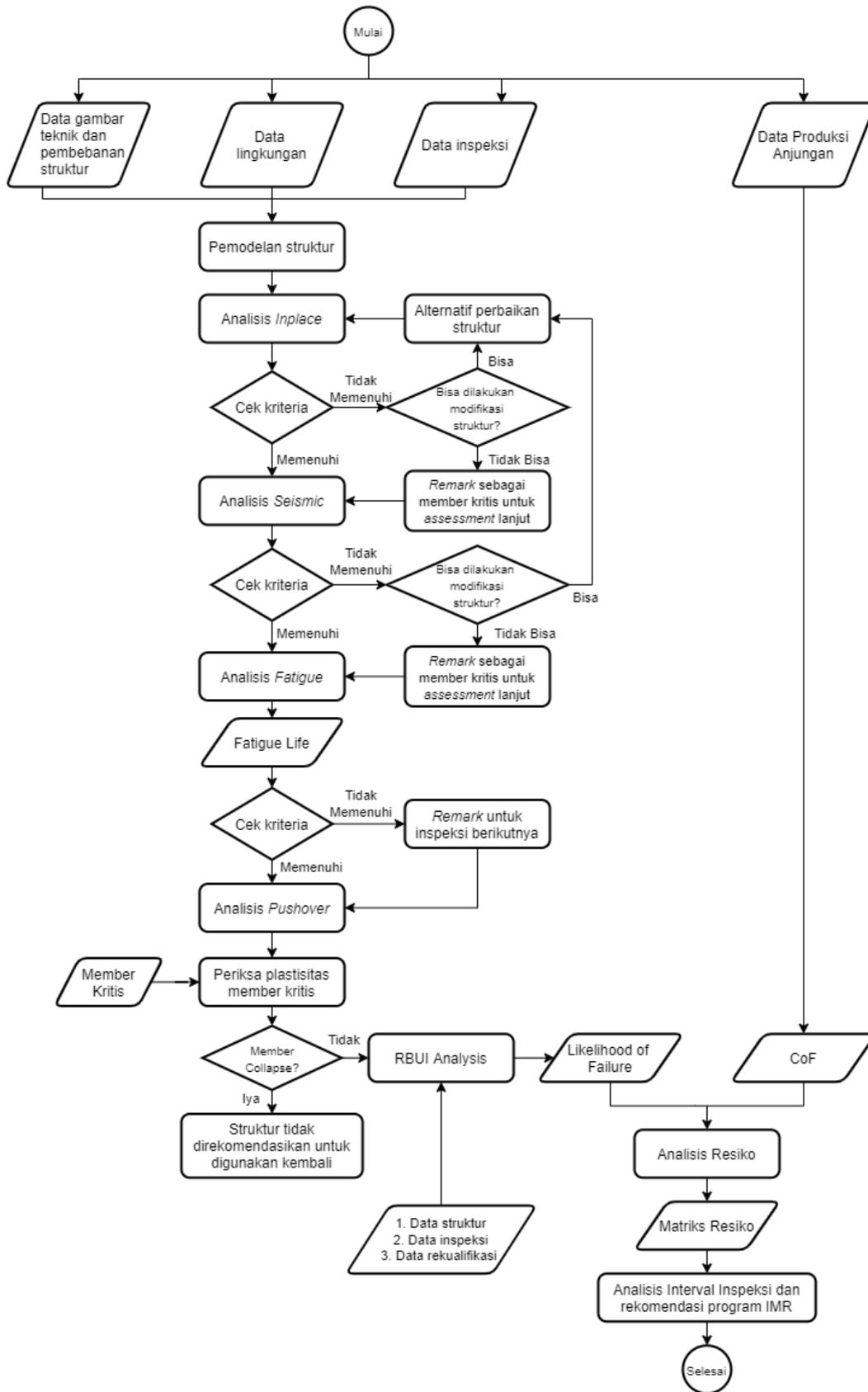
(Sumber: API RP-2SIM)

Tabel 3 Program Inspeksi Struktur Bawah Air

Interval (Years)	Exposure Category ^a		
	L-3	L-2	L-1
	5-10	5-10	3-5
Level II			
General visual survey	X ^b	X ^b	X ^b
Damage survey	X	X	X
Debris survey	X	X	X
Marine growth survey	X	X	X
Scour survey	X ^c	X ^c	X ^c
Anode survey	X	X	X
Cathodic potential	X	X	X
Riser/J-tubes/caisson	X	X	X
Interval (Years)	Exposure Category ^a		
	L-3	L-2	L-1
	d	11-15	6-10
Level III			
Visual corrosion survey	X ^e	X ^e	X
Flooded member detection or member close visual inspection	X	X	X
Weld/joint close visual inspection, after cleaning to bright metal	If required	If required	X
Level IV ^f			
Weld/joint NDT	g	g	g
Wall thickness	g	g	g
^a Exposure category is defined in 5.3.4. ^b Detection of significant structural damage should form the basis for initiation of a Level III survey in 6.5.1. ^c If seafloor is conductive (loose sand) or seafloor instability is known/suspected, a scour survey should be performed. ^d Only required if the results from the Level II survey indicate suspected damage. ^e Not required if the annual above-water inspection CP survey indicates uninterrupted protection below water. ^f Only required if the results from the Level III survey indicate suspected damage. ^g Surveys should be performed as indicated in 5.5.4.3.			

(Sumber: API RP-2SIM)

Secara garis besar pengerjaan rekualifikasi dan perencanaan inspeksi bawah air berbasis risiko pada tugas akhir ini ditunjukkan dalam diagram alir pada Gambar 2.



Gambar 2 Diagram alir pengerjaan tugas akhir

HASIL DAN PEMBAHASAN

1. Hasil Inspeksi

Dilakukan inspeksi hingga survei level 4 pada *campaign* tahun 2013. Data hasil inspeksi yang

digunakan dalam rekualifikasi ini adalah anomali struktur yang memengaruhi kekuatan dan integritas struktur pada area atas dan bawah air. Hasil inspeksi dapat dilihat pada Tabel 4 dan Tabel 5.

Tabel 4 Hasil Inspeksi Atas Air

Anomali	Komponen	Hasil Inspeksi
1. Korosi	Horizontal Brace A1-A2 to B1-B2 (Group D11)	Terjadi korosi signifikan pada beberapa bagian member.
	Horizontal Brace B1-B2 (Group D01)	Terjadi korosi signifikan pada ujung kedua sisi member
	Conductor Frame (Group D03, D04, D12)	Terjadi korosi signifikan hampir di seluruh permukaan member.
2. Kerusakan Fisik	Horizontal Brace A1-B1 to B1-B2 (Grup D8A dan D8B)	<p>Terdapat kerusakan berupa lubang akibat korosi, jumlah lubang dengan ukuran signifikan berjumlah 3 buah</p> <p>Luas area lubang:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Lubang (p x l) 1= 11.81"x11.81" (300x300 mm) -Lubang (p x l) 2= 19.68"x17.72" (500x450 mm) -Lubang (p x l) 3= 3.93"x3.93" (100x100mm)

Tabel 5 Hasil Inspeksi Bawah Air

Anomali	Komponen	Tahun 2013
1. Scour	Leg A1	Berdasarkan elevasi mudmat Terjadi Scour maximum sebesar 700 mm di Leg A1 dan B1
2. Marine Growth (Hard MG Average)	Jacket Legs A1 (Elv.)	Ketebalan rata-rata <i>hard marine growth</i> sebesar 1.44 inci.
3. Pitting Corrosion (MPI dan CVI Test)	Sambungan las pada joint can	<p>Member 207-301 : Berdasarkan hasil magnetic particle inspection (MPI), kedalaman <i>pitting</i> terbesar adalah 7 mm (0.27") dengan rata-rata 5.33 mm (0.21")</p> <ul style="list-style-type: none"> - Brace side, panjang 20mm pada posisi 550 mm. - Chord side, panjang 10mm pada posisi 720 mm. - Chord side, panjang 15mm pada posisi 1500mm <p>Member 205 – 307 : Dilakukan <i>close visual inspection</i> (CVI) pada <i>joint can leg A2</i>. Dari data inspeksi didapat kedalaman maksimum <i>pitting</i> adalah 10 mm (0.39") dengan rata-rata kedalaman <i>pitting</i> yaitu 3.96 mm (0.16").</p> <p>Chord side, panjang 20mm pada posisi 2460mm</p>

2. Pemodelan Struktur

Pemodelan struktur menggunakan program SACS 5.7 dengan memodelkan elemen struktur seperti *pile*, *jacket*, *top side*, dan *appurtenance* yang mempengaruhi gaya hidrodinamik dari gelombang. Ilustrasi Struktur yang dimodelkan dapat dilihat pada Gambar 3.



Gambar 3 Ilustrasi pemodelan struktur

3. Analisis Inplace

Pada analisis inplace dilakukan pemeriksaan terhadap rasio tegangan seluruh member struktur dan tiang pancang, kegagalan *joint punching shear* pada sambungan member tubular jacket (*joint can*), kapasitas aksial tiang pancang, serta defleksi yang terjadi pada member terhadap struktur anjungan yang telah dilakukan *assessment* ulang berdasarkan data hasil inspeksi. Elemen struktur yang tidak memenuhi kriteria akan diperiksa apakah memungkinkan untuk dilakukannya modifikasi struktur, apabila memungkinkan maka akan dilakukan perbaikan berupa pemasangan *stiffener* ataupun penguatan member dan tidak memungkinkan perbaikan maka akan dilakukan pemeriksaan plastisitas member pada analisis pushover.

Hasil dari analisis inplace terdapat terdapat 6 member kritis dengan $UC > 1.1$ yaitu member *cellar-deck* 1247-1243 ($UC=1.88$), 1281-1273 ($UC=1.15$), dan 1319-1317 ($UC=1.39$) serta member tiang pancang 104-204 ($UC=1.14$), 106-206 ($UC=1.12$), dan 108-208 ($UC=1.12$).

Untuk member pada *cellar-deck* dilakukan pemasangan *stiffener* dengan rincian sebagai berikut 3 Buah *stiffener* W10x100 dan 8 Buah *stiffener* C6x8. Dari pemasangan *stiffener* tersebut, didapat nilai UC baru yang memenuhi yaitu member 1247-1243 dengan $UC=0.78$, member 1281-1273 dengan $UC=0.65$, dan member 1319-1317 dengan $UC=0.56$.

Untuk member tiang pancang, tidak memungkinkan dilakukannya perbaikan dikarenakan lokasi member yang sulit, oleh sebab itu akan dilakukan pemeriksaan plastisitas pada member tersebut saat analisis pushover.

Pemeriksaan pada *joint punching shear* memenuhi syarat dengan UC kritis 0.9 pada *joint can* 405.

Untuk kapasitas aksial tiang pancang memenuhi syarat yaitu 2.0 untuk kondisi operasi dan 1.5 untuk kondisi badai dengan nilai kritis 2.42 pada kondisi operasi dan 1.70 pada kondisi badai untuk pile P3. Syarat defleksi pada setiap *deck* memenuhi syarat defleksi baik defleksi horizontal maupun defleksi vertikal.

4. Analisis Seismik

Analisis seismik memiliki pemeriksaan kriteria yang serupa dengan analisis inplace yaitu pemeriksaan terhadap rasio tegangan seluruh member struktur dan tiang pancang, kegagalan *joint punching shear* pada sambungan member tubular jacket (*joint can*), kapasitas aksial tiang pancang, serta defleksi. Beban lingkungan yang diterapkan pada analisis ini berbeda dengan analisis inplace dimana pada analisis seismik hanya menggunakan beban lingkungan akibat gempa. Gempa yang digunakan adalah gempa 800 tahunan.

Hasil dari analisis seismik didapat bahwa seluruh rasio tegangan member memenuhi syarat < 1.1 dengan member kritis yaitu member 401-431 pada walkway dengan $UC=1.058$. Setelah dilakukan pemeriksaan *face check* didapat bahwa rasio tegangan aktual pada member tersebut adalah 0.91. Untuk pemeriksaan *joint punching shear*, memenuhi syarat $UC < 1.1$ dengan *joint* kritis yaitu *joint* 403 dengan UC sebesar 1.06. Kapasitas tiang pancang memenuhi persyaratan $SF=1.5$ untuk analisis gempa SLE dengan member kritis ada pada tiang pancang P2 dengan $SF=1.51$ namun masih dikonsiderasi aman untuk analisis gempa SLE dengan beban gempa 800 tahunan. Pemeriksaan defleksi horizontal untuk tiap decknya memenuhi persyaratan namun untuk defleksi vertikal terdapat defleksi yang tidak memenuhi syarat pada *heli-deck* dan *sub-cellar deck*. Selisih antara defleksi yang terjadi dengan defleksi izin hanya sebesar 0.09 inci, dapat dikonsiderasi sangat kecil sehingga masih dapat ditoleransi untuk analisis seismik dengan beban gempa SLE 800-tahunan.

5. Analisis Fatigue

Anjungan lepas pantai selalu menerima gaya fatigue akibat gelombang di tengah laut, hal ini berdampak pada kemungkinan terjadinya kegagalan fatigue pada komponen struktur. Oleh sebab itu perlu dilakukan analisis khusus terkait kegagalan ini. Dalam analisis fatigue, dilakukan pemeriksaan besar kerusakan (*damage*) yang terjadi pada komponen struktur akibat terkena beban siklik gelombang. Dari nilai kerusakan ini, dapat ditentukan umur fatigue dari komponen

struktur. Diharapkan umur fatigue yang terjadi pada komponen struktur dapat melebihi dari rencana perpanjangan usia layan anjungan lepas pantai.

Dalam tugas akhir ini akan direncanakan perpanjangan usia layan struktur selama 10 tahun dari tahun 2020, ditargetkan perpanjangan hingga 2030. Dengan faktor keamanan 2 maka umur fatigue komponen struktur dihitung sebagai berikut

$$\begin{aligned} \text{Umur Fatigue} &= \text{Usia struktur} \\ &+ (\text{Rencana perpanjangan} \\ &\times SF) \\ &= 35 + (10 \times 2) = \mathbf{55 \text{ tahun}} \end{aligned}$$

Dari hasil analisis, terdapat 6 joint dengan umur fatigue di bawah 55 tahun dan 4 di antaranya memiliki batas umur fatigue kurang dari tahun 2020. 4 Joint dengan umur fatigue kritis yaitu joint 366 (17.75yr), joint 356 (17.99yr), joint 341 (18.51yr), dan 371 (23.15yr). Sedangkan untuk 2 joint kritis lainnya, joint 104 (46.09yr) dan joint 108 (47.95yr) memiliki batas umur fatigue hingga tahun 2031 dan 2032 sehingga masih memenuhi untuk perpanjangan usia layan selama 10 tahun. Untuk 4 joint 366, 356, 341, dan 371 perlu dilakukan inspeksi khusus untuk memeriksa kerusakan akibat beban fatigue pada inspeksi berikutnya sedangkan joint 104 dan 108 pada pile tidak dapat dilakukan pemeriksaan sehingga apabila usia layan struktur ingin diperpanjang lagi melebihi tahun 2030 perlu dilakukan assessment ulang untuk mengurangi kemungkinan kegagalan struktur (*likelihood of failure*), salah satunya dengan cara mengurangi pembebanan pada struktur.

6. Analisis Pushover

Analisis *pushover* merupakan *ultimate strength analysis* dengan menggunakan pendekatan statik non-linear guna mengetahui kekuatan maksimum struktur hingga mengalami keruntuhan/*collapse*. Dalam analisis *pushover* dilakukan peningkatan beban secara bertahap (beban dorong) hingga struktur mengalami keruntuhan. Ketika peningkatan beban ini diterapkan, pada peningkatan tertentu, struktur akan melewati batas leleh sehingga perilaku plastis akan bekerja pada struktur. Member struktur yang telah melewati batas leleh, memasuki fasa plastis, akan mengalami pengurangan kekakuan dan beban yang diterima pada member tersebut akan didistribusikan pada member didekatnya. Plastisitas member akan terus dihitung pada setiap peningkatan beban hingga struktur mengalami *collapse*. Dalam pengerjaan tugas akhir ini, dilakukan peningkatan beban gelombang secara bertahap untuk melihat kekuatan *ultimate* struktur. Dari hasil analisis, struktur memiliki rasio cadangan kekuatan (RSR) yang memenuhi syarat API RP-2A untuk struktur yang berada di luar area U.S dengan RSR minimal sebesar 0.8. Nilai RSR kritis terjadi pada pembebanan *pushover* gelombang arah 90 derajat dengan nilai RSR sebesar 1.92.

Dari member kritis tiang pancang pada analisis *inplace*, dilakukan pemeriksaan plastisitas member, dapat dilihat pada Tabel 6.

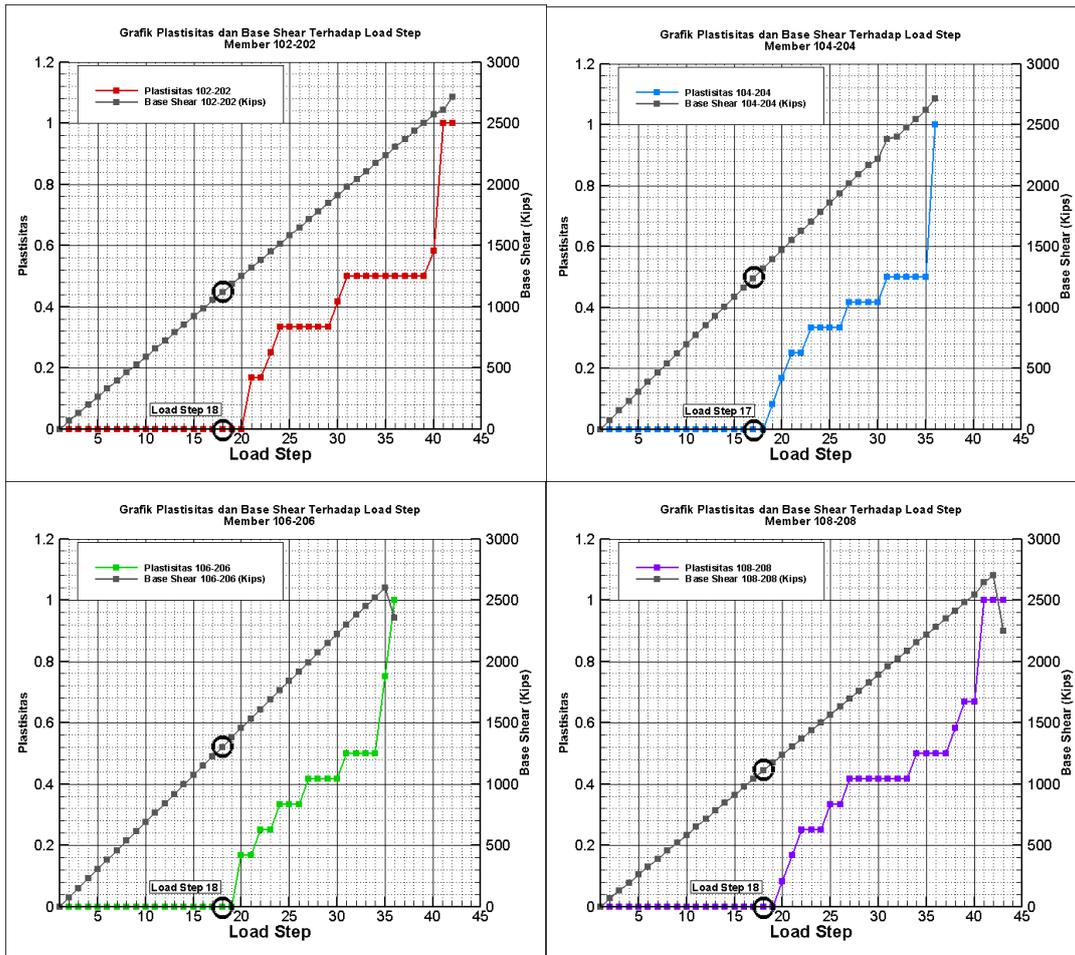
Tabel 6 Pemeriksaan Load Step

Pile Verification		Member	Group	LC	Base shear Kondisi Badai (kips)	UC	Load step dengan BS Kondisi Badai	Load Factor
Pile	Pile	104- 204	PL1	2007	1231.621	1.142	17	1.6
	Above	106- 206	PL1	2003	1226.708	1.124	18	1.7
	Mudline	108- 208	PL1	2002	1093.777	1.119	18	1.7
	Lv 1	102- 202	PL1	2008	1097.144	1.094	18	1.7

Member kritis terjadi pada analisis *inplace* dengan kondisi badai kedalaman perairan minimum. Dilakukan pemeriksaan nilai base shear pada kondisi badai tersebut untuk *load condition* tertentu, dapat dilihat pada kolom 6 dari Tabel 6 di atas. Dari analisis *pushover* untuk kedalaman dan *load condition* yang sama dengan member kritis, dilakukan pemeriksaan nilai load step dengan nilai base shear yang mendekati nilai pada kolom 6 Tabel 6. Setelah nilai load step dengan nilai base

shear mendekati nilai base shear pada kondisi badai didapat, dilakukan pemeriksaan plastisitas member pada load step tersebut melalui skema berikut.

Collapse view > Report > Member Stressess > pilih member yang plastisitasnya ingin ditinjau. Dari metode tersebut, dapat dibuat grafik hubungan antara load step dan plastisitas untuk member kritis 102-202, 104-204, 106-206, dan 108-208 sebagai berikut.



Gambar 4 Grafik hubungan plastisitas dengan load step

Dari Gambar 4 dapat dilihat bahwa seluruh member kritis masih berada pada fasa elastis sehingga aman untuk beroperasi pada kondisi badai dengan kedalaman perairan minimum.

7. Analisis dan Perencanaan Risk Based Underwater Inspection (RBUI)

Perencanaan inspeksi member bawah air berbasis risiko (RBUI) dilakukan untuk menentukan interval waktu inspeksi yang optimal guna mengurangi biaya dalam melakukan inspeksi bawah air mengingat biaya yang diperlukan untuk inspeksi bawah air sangatlah besar. Dalam analisis RBUI ini membutuhkan data hasil inspeksi agar dapat menentukan kemungkinan kegagalan struktur berdasarkan kondisi terbaru struktur selain itu perlu juga mengetahui volume total produksi pada platform untuk menentukan konsekuensi kegagalan apabila struktur mengalami kegagalan. Pada tugas akhir ini, analisis RBUI menggunakan rekomendasi API RP-2SIM.

Terdapat 2 kriteria risiko yang diperlukan untuk menentukan tingkat risiko pada analisis risiko yaitu *likelihood of failure* dan *consequence of*

failure (CoF). Penentuan faktor *likelihood of failure* berdasarkan faktor karakteristik dan kondisi struktur dimana masing-masing faktor tersebut diberikan pembobotan nilai yang dapat dilihat pada Tabel 7. Penentuan nilai faktor menggunakan skala 1 sampai 5.

Tabel 7 Likelihood of Failure Factors

Likelihood of Failure Factors	Faktor Nilai (%)	Nilai					
		5	4	3	2	1	
Characteristic Factors	Tahun Instalasi	5	Sebelum 1970	-	1971-1979	-	Setelah 1979
	Jumlah kaki jaket	5	Monopod	Tripod	4 Legs	6 Legs	≥8 Legs
	Konfigurasi Bracing	10	/	-	K	-	X
	Remaining Life (tahun)	25	$x \leq 4$	$4 < x \leq 8$	$8 < x \leq 12$	$12 < x \leq 16$	$x \geq 16$
	Fungsi Platform	10	Process	Service	Wellhead	Living Quarter	Support
	RSR	25	$x \leq 1.6$	$1.6 < x \leq 1.9$	$1.9 < x \leq 2.2$	$2.2 < x \leq 2.5$	$x > 2.5$
Condition Factors	Marine Growth (inch)	5	> 5	4 - 5	3 - 4	2 - 3	≤ 2
	Scour (ft)	5	> 2	1.5 - 2	1 - 1.5	0.5 - 1	≤ 0.5
	Cathodic Protection	10	Tidak pernah dilakukan inspeksi	lebih besar dari -750 mV	-750 mV hingga -800 mV	-800 mV hingga -850 mV	-850 mV hingga -1100 mV

Penentuan *consequence of failure* (CoF) berdasarkan 3 faktor utama yaitu keamanan, bisnis, dan lingkungan. Untuk faktor bisnis bergantung pada jumlah produksi total pada anjungan baik minyak maupun gas sedangkan faktor lingkungan hanya dipengaruhi oleh produksi minyak sedangkan gas tidak dianggap sebagai faktor yang membahayakan lingkungan (Tawekal & Shanti, 2016). Faktor yang menentukan pada CoF ini adalah faktor dengan tingkat konsekuensi terbesar di antar faktor lainnya. Penskalaan nilai faktor menggunakan skala 1 – 5 yang dapat dilihat pada Tabel 8.

Tabel 8 Faktor CoF

CoF Factors	Nilai				
	1	2	3	4	5
Safety	Unmanned	-	Normally Unmanned	-	Manned
Business	Production ≤ 500 BOEPD	Production 501 - 1000 BOEPD	Production 1001 - 1500 BOEPD	Production 1501 - 2500 BOEPD	Production > 2500 BOEPD
Environment	Production ≤ 500 BOPD	Production 501 - 1000 BOPD	Production 1001 - 1500 BOPD	Production 1501 - 2500 BOPD	Production > 2500 BOPD

Dengan menggunakan data struktur, hasil rekualifikasi, hasil inspeksi dan data produksi pada anjungan, dapat disusun perhitungan faktor *likelihood of failure* dan CoF sebagai berikut:

Tabel 9 Nilai Faktor Likelihood of Failure Platform

Likelihood of Failure Factors		Data Platform	Nilai	Faktor Nilai (%)	Nilai Terfaktor
Characteristic Factors	Tahun Instalasi	1985	1	5	0.05
	Jumlah kaki jaket	4	3	5	0.15
	Konfigurasi Bracing	/	5	10	0.5
	Usia struktur + Rencana perpanjangan	45	5	25	1.25
	Umur Fatigue Kritis	17.75			
	Remaining Life (tahun)	-27.25			
	Fungsi Platform	Wellhead	3	10	0.3
	RSR	RSR min 1.92	3	25	0.75
Condition Factors	Marine Growth (inch)	Rata-rata hard marine growth 1.44 inch	1	5	0.05
	Scour (ft)	Maksimum 2.29 ft	5	5	0.25
	Cathodic Protection	Critical reading, -669 mV	4	10	0.4
Total Nilai Likelihood of Failure Terfaktor					3.7

Tabel 10 Nilai CoF Platform

CoF Factors		Data Platform	CoF
Safety		Unmanned	1
Environment	Oil Production (BOPD)	920	2
Business	Gas Production (mmcf/d)	0	2
	Total Production (BOEPD)	920	
CoF Maksimum			2

didapat nilai sebagai berikut.

$$\text{Likelihood of Failure} = 4$$

$$\text{Consequence of Failure} = 2$$

Berdasarkan nilai di atas, dapat ditentukan level risiko platform dan kategori *exposure* platform berdasarkan penyesuaian Tabel 2 sebagai berikut

Tabel 11 Matriks Risiko

Consequence of Failure	5	Medium	Medium	High	Verv High	Verv High
	4	Low	Medium	High	High	Very High
	3	Low	Medium	Medium	High	High
	2	Low	Low	Medium	Medium	Medium
	1	Low	Low	Low	Low	Medium
Risk Matrix	1	2	3	4	5	
	Likelihood of Failure					

Tabel 12 Kategori Exposure Platform

Life Safety Category	5	4	3	2	1
	C1		C2		C3
S1 Manned - nonevacuated	L-1	L-1	L-1	L-1	L-1
S2 Manned - evacuated	L-1	L-1	L-2	L-2	L-2
S3 Unmanned	L-1	L-1	L-2	L-2	L-3

Dari Tabel 11 dan Tabel 12 didapat bahwa platform memiliki risiko medium dengan kategori *exposure* L-2. Kategori *exposure* ini digunakan untuk menentukan interval waktu inspeksi bawah air berbasis risiko. Berdasarkan Tabel 3, didapat interval inspeksi untuk kategori *exposure* L-2 adalah 5-10 tahun untuk survei level 2 dan 11-15 tahun untuk survei level 3. Survei level 4 hanya dilakukan apabila terdapat kerusakan yang terdeteksi pada survei level 3 dan butuh pemeriksaan lebih lanjut.

Dari rentang waktu inspeksi tersebut, dapat dibuat matriks 5x5 untuk menentukan interval waktu inspeksi spesifik yang bergantung pada nilai

faktor kemungkinan kegagalan dan konsekuensi kegagalan. Untuk kategori *exposure* L-2 dapat dibuat sebagai berikut:

Tabel 13 Interval Waktu Inspeksi untuk Kategori L-2

		Years				
Consequence of Failure	5	8	7	6	5	5
	4	9	8	7	6	5
	3	10	9	8	7	6
	2	10	10	9	8	7
	1	10	10	10	9	8
Exposure Category L-2, Survey Level II		1	2	3	4	5
		Likelihood of Failure				

		Years				
Consequence of Failure	5	14	13	12	11	11
	4	15	14	13	12	11
	3	15	14	14	13	12
	2	15	15	14	14	13
	1	15	15	15	15	14
Exposure Category L-2, Survey Level III		1	2	3	4	5
		Likelihood of Failure				

Dari tabel di atas, didapat bahwa berdasarkan API RP-2A perlu dilakukan inspeksi level II setiap 8 tahun sekali dan level III setiap 14 tahun sekali. Perlu dilakukan penyesuaian rekomendasi inspeksi berdasarkan regulasi yang ada di Indonesia. Program inspeksi untuk platform dalam usaha minyak dan gas di Indonesia diatur dalam Keputusan Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi Nomor 21.K/38/DJM/1999 tentang petunjuk pelaksanaan tata cara pemeriksaan teknis atas konstruksi platform yang dipergunakan dalam usaha pertambangan minyak dan gas bumi. Pada

keputusan tersebut, terdapat 3 jenis pemeriksaan, yaitu pemeriksaan kecil (*minor*), pemeriksaan besar (*major*), dan pemeriksaan lengkap (*complete*). Diketahui bahwa survei level 1 setara dengan pemeriksaan kecil (*minor*), survei level 2 ditambah dengan lingkup survei level 1, pemeriksaan korosi dan ketebalan member bawah air setara dengan pemeriksaan besar (*major*), dan survei level 3 ditambah dengan lingkup survei level 1, level 2, dan pemeriksaan *non destructive test* (NDT) pada member/sambungan bawah air setara dengan pemeriksaan lengkap (*complete*).

Dari analisis RBUI secara keseluruhan dan dengan penyesuaian terhadap regulasi yang ada di Indonesia, hasil analisis dapat dirangkum pada Tabel 14 berikut:

Tabel 14 Rangkuman Hasil Perencanaan Interval Inspeksi

No	Nilai Likelihood of Failure	CoF	Risk	Exposure Category	Prior Inspection	Interval Inspection (years)			Next Inspection		
						Minor	Major	Complete	Minor	Major	Complete
1	4	2	Medium	L-2	2013	1	8	14	2022	2029	2021

Berdasarkan tahun rekualifikasi terakhir, yaitu 2020, dan dengan adanya umur *fatigue* kritis pada sambungan bawah air, maka dilakukan *fatigue override* pada program inspeksi yang berarti inspeksi untuk sambungan atau member dengan umur *fatigue* yang sangat kecil atau telah terlampaui perlu dilakukan segera pada program berikutnya, dalam tugas akhir ini yaitu pada tahun 2021. Dilakukan Inspeksi berupa *close visual inspection* (CVI) dan *magnetic particle inspection* (MPI) pada joint kritis tertentu dari hasil

rekualifikasi. CVI dilakukan untuk memeriksa apakah terdapat *crack* pada joint dengan umur *fatigue* kritis. Apabila terdapat *crack* maka akan dilakukan *maintenance lanjut* dengan melakukan penghentian laju retakan menggunakan metode *crack arrested hole*. Apabila tidak terdapat retakan, maka joint dikonsiderasi aman terhadap beban *fatigue* dan untuk rekualifikasi berikutnya, umur *fatigue* bisa direset ulang dari tahun inspeksi terakhir.

Setelah menentukan interval inspeksi, maka akan dilakukan rekomendasi program IMR pada *campaign* berikutnya yaitu pada tahun 2021. Rekomendasi dapat dilihat pada Tabel 15.

Tabel 15 Rekomendasi Program IMR Tahun 2021

	Lingkup Pekerjaan	Keterangan
Inspection Item	Inspeksi Visual Atas Air	-
	Pemeriksaan Tata Letak Peralatan	-
	Inspeksi Visual Bawah Air	-
	CP Reading	Dilakukan pada kaki jaket di area <i>splash zone</i> dan <i>bracing horizontal jacket</i> hingga dasar laut
	Anode Mapping	-
	Marine Growth	Dilakukan pada leg A1, berdasarkan inspeksi sebelumnya
	Scour Survey	-
	Debris Survey	-
	Riser Survey	-
	Conductor Survey	-
	Caisson Survey	-
	Wall Thickness Survey	Dilakukan pada leg A2, berdasarkan inspeksi sebelumnya
	Joint CVI	Dilakukan pemeriksaan indikasi crack pada joint 207 dan 307 berdasarkan inspeksi sebelumnya Pemeriksaan CVI baru pada joint dengan umur fatigue kritis, yaitu pada joint 356, 366, 341, dan 371
Maintenance and Repair Program	Pemasangan <i>Stiffener</i>	<i>Stiffener</i> dipasang pada <i>cellar-deck</i> dengan rincian sebagai berikut: 1. 3 Buah <i>stiffener</i> W10x100 2. 8 Buah <i>stiffener</i> C6x8
	<i>Blasting</i> dan <i>coating</i> pada member terkorosi	<i>Blasting</i> pada <i>group member</i> : 1. D00 2. D01 3. D03, D04, dan D12

KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil dari seluruh analisis yang telah dilakukan dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Dari hasil analisis in-place, kriteria *joint punching shear*, kapasitas tiang pancang, dan defleksi telah memenuhi syarat namun terdapat 6 member kritis dengan $UC > 1.1$ yaitu 1247-1243 ($UC=1.88$), 1281-1273 ($UC=1.15$), 1319-1317 ($UC=1.39$), 104-204 ($UC=1.14$), 106-206 ($UC=1.12$), dan 108-208 ($UC=1.12$).
2. Dengan melakukan pemasangan *stiffener* pada *cellar deck* yaitu 3 Buah *stiffener* W10x100 dan 8 Buah *stiffener* C6x8 seluruh UC pada member kritis *cellar deck* telah memenuhi kriteria, yaitu member 1247-1243 dengan $UC=0.78$, member 1281-1273 dengan $UC=0.65$, dan member 1319-1317 dengan $UC=0.56$.
Member kritis pada tiang pancang tidak dapat dilakukan perbaikan, sehingga perlu dilakukan pemeriksaan plastisitas member pada analisis pushover. Didapat seluruh member pada tiang pancang masih berada pada kondisi elastis, nilai plastisitas sama dengan 0, sehingga masih

- aman untuk beroperasi pada kondisi badai dengan kedalaman perairan minimum.
3. Pada analisis seismik, kriteria rasio tegangan member, *joint punching shear* dan kapasitas aksial tiang pancang memenuhi syarat. Terdapat defleksi vertikal yang tidak memenuhi syarat pada heli deck dan sub-cellar deck namun dengan selisih antara defleksi yang terjadi dan defleksi izin relatif kecil yaitu 0.09 inch sehingga defleksi tersebut dapat ditoleransi untuk pembebanan gempa 800 tahunan
4. Pada analisis fatigue deterministik, terdapat 4 joint dengan umur fatigue kritis apabila dibandingkan dengan usia struktur saat ini (35 tahun) yaitu joint 366 (17.75 tahun), joint 356 (17.99 tahun), joint 341 (18.51 tahun), dan joint 371 (23.15 tahun). Karena tidak pernah dilakukan inspeksi untuk pemeriksaan *crack* pada joint tersebut, maka akan dilakukan inspeksi CVI pada inspeksi berikutnya.
5. Dari hasil analisis pushover, struktur memenuhi syarat RSR minimum (RSR minimum = 0.8) untuk seluruh arah pembebanan pushover. Nilai RSR terkecil

yaitu sebesar 1.92 pada arah datang beban lingkungan sebesar 90 derajat.

6. Pada analisis *risk based underwater inspection* (RBUI), didapat nilai *likelihood of failure* 4 dan *consequence of failure* 2 sehingga berdasarkan matriks risiko yang telah disesuaikan, level risiko platform adalah medium. Diketahui kategori *exposure* struktur adalah L-2. Interval waktu inspeksi untuk platform dengan kategori *exposure* L-2, nilai *likelihood of failure* 4, dan CoF 2, setelah dilakukan penyesuaian dengan regulasi yang ada di Indonesia, didapat minimal 8 tahun sekali untuk pemeriksaan besar (*major*) dan 14 tahun sekali untuk pemeriksaan lengkap (*complete*). Untuk pemeriksaan kecil (*minor*) dilakukan setiap tahun di luar pemeriksaan besar/lengkap. Inspeksi berikutnya akan dilakukan pada tahun 2021 untuk pemeriksaan lengkap, tahun 2022 untuk pemeriksaan kecil, dan tahun 2029 untuk pemeriksaan besar.
7. Program IMR yang direkomendasikan melingkupi 13 rekomendasi lingkup inspeksi dan 2 rekomendasi lingkup pekerjaan *maintenance* serta *repairment*. Lingkup kerja inspeksi yaitu inspeksi visual atas dan bawah air, pemeriksaan tata letak peralatan, pembacaan perlindungan katodik, pemetaan anoda, pengukuran *marine growth*, inspeksi scour, debris, riser, konduktor, dan caisson, pemeriksaan *wall thickness* serta melakukan CVI. Untuk lingkup kerja *maintenance* dan *repairment* akan melakukan pemasangan *stiffener* dan *blasting* pada member atas air yang terkorosi signifikan.
8. Berdasarkan keseluruhan analisis, usia layan struktur dapat diperpanjang hingga 10 tahun kedepan dengan catatan program rekomendasi IMR dilakukan pada tahun 2021.

Berdasarkan pengerjaan tugas akhir ini, terdapat beberapa saran yang dapat disampaikan yaitu:

1. Perlu melakukan analisis RBUI dengan menggunakan lebih banyak platform agar dapat membandingkan hasil RBUI dengan platform-platform lainnya.
2. Sebaiknya penentuan nilai faktor *likelihood of failure* dan *consequence of*

failure berdasarkan karakteristik seluruh platform pada *field* yang sama agar dapat sesuai dengan kondisi risiko sesungguhnya.

Daftar Pustaka

- American Petroleum Institute. (2000). *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platform - Working Stress Design 21st edition*. Washington DC: API Publishing Services.
- American Petroleum Institute. (2014). *Structural Integrity Management of Fixed Offshore Structures*. Washington DC: API Publishing Services.
- Arianti, E., & Ghofur, A. (2019). Teknologi Decommissioning Anjungan Lepas Pantai Terpancang Pasca-Operasi. *INOVTEK POLBENG*, 271.
- Chakrabarti, S. (1994). *Offshore Structure Modeling*. Singapore: World Scientific.
- Chakrabarti, S. (2005). *Handbook of Offshore Engineering*. Oxford: Elsevier.
- Chakrabarti, S. K. (1987). *Hydrodynamics of Offshore Structures*. Southampton: Computational Mechanics.
- Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi. (1999). *Keputusan Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi Nomor 21. K/38/DJM/1999 tentang petunjuk pelaksanaan tata cara pemeriksaan teknis atas konstruksi platform yang dipergunakan dalam usaha pertambangan minyak dan gas bumi*. Jakarta: Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi.
- Goda. (2000). *Advanced Series on Ocean Engineering - Volume 15 : Randoms Seas and Design of Maritime Structures*. Singapore: World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2018). *Peraturan Menteri No 18 Tahun 2018 tentang*

- pemeriksaan keselamatan instalasi dan peralatan pada kegiatan usaha minyak dan gas bumi.* Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Michel K., O. (1998). *Ocean Waves: The Stochastic Approach.* Cambridge: Cambridge University Press.
- Tawekal, R. L. (2017). *Catatan Kuliah : KL-4120 Anjungan Lepas Pantai.* Bandung: Penerbit ITB.
- Tawekal, R. L. (2017). Risk Based Underwater Inspection (RBUI) For Existing Fixed Platform In Indonesia. *International Journal of Research in Engineering and Science*, 25-31.
- Tawekal, R. L., & Shanti, P. (2016). Risk-Based Underwater Inspection for Fixed Offshore Platforms in West Madura Offshore - Indonesia. *Pacific-Asia Offshore Mechanics Symposium*, 282-288.