



# *Riser Analysis*

## 1. ESCOPO DE ANÁLISE

**1.1.** A intenção deste documento é definir as análises que deverão ser apresentadas à PETROBRAS no início do contrato da UNIDADE e quais itens devem ser reanalisados e adaptados para o poço específico. A CONTRATADA deve ter uma evidência documentada de que os itens específicos abaixo foram analisados, de acordo com a API RP 16 Q e ISO 13624-1 (ou API 17 G e ISO 13628-7 para casos de riser de completação e *workover*), incluindo informações que não serão alteradas devido às condições específicas da região ou ao projeto do poço.

**1.2.** O resultado da análise de *riser* é o relatório de *Riser Analysis*, que deve ser feito de acordo com as especificações definidas nesta Seção G. A **Tabela 1 – Escopo de Análise de Riser** apresenta o escopo sumarizado das análises a serem entregues pela CONTRATADA. Ao final de cada relatório de *Riser Analysis*, específico por poço, deve conter um anexo, de no máximo uma folha, com a seleção das informações mais relevantes do estudo para a operação, dentre elas:

- a. Nome do poço, nome da sonda, LDA e data;
- b. Número e revisão do relatório de *riser analysis* referência
- c. *Stack-up* da coluna de *riser* específico para o poço;
- d. Gráfico de Top Tension x Mudweight;
- e. *Scatter* com valores de tensão no *riser*, conforme estudo de *hang-off* sem *gimbal* do **item 5**.

**1.3.** Uma vez solicitado, a CONTRATADA terá 30 (trinta) dias para entregar o relatório da análise, mediante o recebimento de todos os dados necessários. Caso sejam requeridas modificações pela PETROBRAS devido a premissas de análise equivocadas ou necessidade de reestudo de cenário, a contratada terá 15 (quinze) dias para ajustar o relatório.

**Tabela 1 – Escopo de Análise de Riser**

Item	Análise	Escopo sumarizado	Início do contrato	Específico por poço
1.	<i>Stack-up</i> e cálculo do <i>top tension</i>	Um <i>Stack-Up</i> adequado para a lâmina d'água deve ser selecionado. A tensão necessária deve ser definida com base em verificações de estabilidade, requisitos de desconexão e <i>overpull</i> exigido no LMRP. A tensão máxima e mínima recomendada é específica por projeto e determinado para o <i>stack-up</i> específico do <i>riser</i> .	Sim	Sim (*)



Item	Análise	Escopo sumarizado	Início do contrato	Específico por poço
2.	Análise de operabilidade conectado (perfurando e não-perfurando)	A CONTRATADA deve realizar análises de operabilidade do <i>riser</i> de perfuração para determinar a localização ótima da embarcação em relação à cabeça do poço para maximizar o <i>uptime</i> em variados perfis de corrente e de onda. A CONTRATADA deve realizar análises estáticas e dinâmicas para identificar os limites operacionais do <i>riser</i> para os cenários perfurando e não-perfurando.	Sim	Sim (*)
3.	Análise de deriva ( <i>drift-off</i> )	A análise de deriva de um sistema de <i>riser</i> de perfuração (ou sistema de <i>riser</i> de completação/ <i>workover</i> , se aplicável) deve ser usada para determinar o <i>offset</i> máximo da UNIDADE em relação a vertical do poço para desconexão em UNIDADES de posicionamento dinâmico, de forma que nenhum limite de utilização segura do sistema seja excedido. Especificamente, esta análise é usada para determinar os limites de <i>offset</i> conhecidos como <i>Watch Circles</i> . Estas análises dependem de diversos aspectos que podem afetar a trajetória da embarcação em deriva (mudança de <i>offset</i> e aproamento versus tempo), bem como o tempo necessário para reconhecer e responder à deriva, tempo para preparar para desconectar, tempo de EDS antes de atingir um ponto de máximo permitido para uma desconexão segura (POD – <i>Point of Disconnect</i> ).	Sim	Sim (*)
4.	Análise de <i>hang-off</i>	A análise de <i>hang-off</i> é usada para avaliar a necessidade de uso do <i>gimbal</i> ( <i>hard hang-off</i> ) e a possível ressonância da coluna de <i>riser</i> suspensa pelos tensionadores ( <i>storm hang-off</i> ) durante uma tempestade severa. Em cada caso, o <i>riser</i> é analisado para garantir que todos os limites de tensões, deslocamentos e rotações sejam satisfeitos para todo o	Sim	Caso solicitado pela PETROBRAS (**)



Item	Análise	Escopo sumarizado	Início do contrato	Específico por poço
		sistema utilizado durante essas operações.		
5.	Análise de descida e recolhimento de riser	A análise de descida e recolhimento de <i>riser</i> é usada para determinar em que condições ambientais (janela de operação) o <i>riser</i> pode ser montado ou recolhido, tanto com todo o conjunto BOP ou somente com o LMRP conectado à parte inferior do <i>riser</i> .	Sim	Caso solicitado pela PETROBRAS (**)
6.	Análise de recoil	A desconexão do conector do LMRP (ou o conector da ferramenta de desconexão do <i>riser</i> de completação/ <i>workover</i> , se aplicável) pode produzir um desequilíbrio repentino na tração atuante no <i>riser</i> , resultando em aceleração do conjunto de <i>riser</i> para cima, iniciando o " <i>riser recoil</i> ". A análise de <i>recoil</i> pode ser usada para verificar se as diretrizes de operação (como a configuração do <i>riser</i> , tensão, <i>stroke</i> , <i>heave</i> , etc.) acomodam as considerações de <i>recoil</i> ou para determinar as modificações apropriadas nas diretrizes operacionais de forma a operar em condições seguras. Para cenários de operação com <i>riser</i> de perfuração vazio, deve ser considerado o efeito de invasão da água do mar no mesmo ( <i>rush-in</i> )	Sim	Caso solicitado pela PETROBRAS (**)
7.	Análise de movimentação da UNIDADE com o BOP suspenso	Análise de movimentação da UNIDADE com o BOP suspenso determinará a resposta do <i>riser</i> durante a movimentação da UNIDADE de um poço a outro, considerando a configuração em <i>soft hang-off</i> e <i>hard hang-off</i> . A análise deve ser realizada considerando a velocidade imposta a UNIDADE em conjunto com a velocidade da corrente, tanto em situações de navegação <i>upstream</i> , neutra e <i>downstream</i> . Devem ser apresentadas as velocidades de navegação permissíveis da UNIDADE a partir da análise de resposta	Sim	Caso solicitado pela PETROBRAS (**)



Item	Análise	Escopo sumarizado	Início do contrato	Específico por poço
		<p>dinâmica para diferentes velocidades de corrente e alturas das onda. Deve ser avaliada também a possibilidade de ocorrência de VIV no <i>riser</i> durante este tipo de movimentação.</p> <p>Também pode ser solicitada uma avaliação de rotação da UNIDADE. Esta análise determinará o torque máximo no sistema de <i>riser</i> com mudanças no aproamento da UNIDADE. O torque induzido será comparado com as capacidades dos componentes, quando disponível, para determinar o movimento de <i>yaw</i> máximo permitido.</p>		

#### 1.4. Observações:

(\*) As análises acima podem ser suprimidas caso tenham sido feitas análises para o mesmo campo, com a mesma UNIDADE, projeto de poço similar e LDA semelhante. Isso deve ser previamente acordado com a PETROBRAS.

(\*\*) As análises acima serão solicitadas nos casos onde as análises genéricas não são válidas para as condições específicas da região ou projeto de poço.

## 2. **Stack-Up e Cálculo do Top Tension**

2.1. Um *stack-up* adequado para a LDA deve ser selecionado. A tração de topo necessária deve ser definida com base em verificações de estabilidade, requisitos de desconexão e *overpull* exigido na LMRP (conforme critério da API RP 16Q).

2.2. Variações dinâmicas devem ser consideradas no cálculo da tração, de forma a garantir a não ocorrência de compressão no *riser*. O comportamento do sistema de tensionamento (seja DAT ou *wireline*) deve ser considerado.

2.3. A tração de topo mínima recomendada deve basear-se na tração máxima calculada a partir das seguintes metodologias:

- i. Tração de topo mínima para garantia de estabilidade do *riser*, conforme API RP 16Q;
- ii. Variação dinâmica de tração de topo, de forma a não ocorrer compressão no *riser* em virtude do movimento de *heave* da embarcação.

#### 2.4. Âmbito do Trabalho

- i. Construir um *stack-up* adequado para a LDA e configurações de cabeça de poço desejados. Para os campos de Buzios e Atapu deve-se avaliar o aumento de juntas



- slick* no topo visando reduzir o arrasto hidrodinâmico contra a coluna de *riser* e consequentemente reduzir os ângulos médios da *Flex Joint* superior
- ii. A interação condutor / solo deve ser modelada com base em dados de solo fornecidos pela PETROBRAS. Na ausência de dados específicos sobre o solo local, este pode ser estimado com base na experiência da CONTRATADA, sujeitos à aprovação da PETROBRAS;
  - iii. Calcular os requisitos de tração de topo para os pesos máximo e mínimo de fluido; Para tensionadores de ação direta (DAT) deve-se considerar a formulação da API16Q 2ªEdition (Abril/2017); Os fatores de perda de flutuabilidade (fbt) e aumento de peso de aço (fwt) devem ser inferidos pelos dados de peso medidos a bordo durante descida/subida de BOP após uma série, mínima de 3 poços;
  - iv. Modificar e otimizar o *stack-up* para obter uma relação ótima entre tração, resposta dinâmica do *riser* e carregamento na cabeça de poço;
  - v. Calcular a variação de tração esperada com base em dados detalhados do tensionador;
  - vi. Fornecer tabelas de tração de topo vs peso de fluido para:
    - a. Tração de topo mínima preconizada pela API RP 16Q;
    - b. Metodologia dinâmica – garantia de não ocorrência de compressão no *riser*;
    - c. *Recoil*.
  - vii. Apresentar figura esquemática do *stack-up* do *riser* e da estrutura de poço (CABP, Condutor, Revestimento) incluindo, cotas, pesos submersos, quantidade e características principais de cada componente;

### **3. Análise de Operacionalidade Conectado**

**3.1.** A CONTRATADA deve realizar análises de operabilidade estáticas e dinâmicas do *riser* de perfuração para determinar os limites de *offset* da embarcação em relação à cabeça do poço, de forma a permitir a operação em condições perfurando e não-perfurando, em determinados perfis de corrente e onda, tais como: máximo carregamento *downstream* (onda e corrente na mesma direção), máximo carregamento *upstream* (onda e corrente em direções opostas) e carregamento “neutro” (sem corrente).

**3.2.** Deve-se considerar que a coluna também estará sujeita a tensões adicionais devido à pressurização das linhas periféricas, por exemplo, devido a um *kick* ou durante um controle de poço. Há ainda casos especiais como *riser* pressurizado pelo MPD ou em *underbalance* devido ao FMCD.

**3.3.** Limitações operacionais devem ser apresentadas em forma de envelopes operacionais de tração versus *offset*.

**3.4.** Análises estáticas e dinâmicas devem ser realizadas de modo a identificar os limites operacionais do *riser* com base nas capacidades e limites operacionais dos componentes do sistema de *riser*. Os envelopes de operação do *riser* devem ser gerados de acordo com os critérios da API RP 16Q.

**3.5.** Pesos de fluido mínimos e máximos devem ser avaliados para a locação, considerando os carregamentos ambientais aplicados e limites na condição perfurando e não-perfurando.

### **3.6. Âmbito do Trabalho**

- i. Realizar análises estáticas e dinâmicas para identificar os limites operacionais do riser para os cenários perfurando e não-perfurando;
- ii. A matriz de carga deve basear-se em:
  - a. *Top tension* variando entre o valor mínimo e máximo determinados na análise anterior (**item 2**);
  - b. Peso de fluido mínimo e máximo;
  - c. Limite de *offset* permitido a montante e a jusante da vertical do poço.
- iii. Limites admissíveis para os cenários perfurando e não-perfurando devem ser determinado com base, entre outros, nos seguintes itens:
  - a. Ângulo máximo das *flex joints*;
  - b. *Stroke* do tensionador;
  - c. *Stroke* da junta telescópica;
  - d. Tensão de Von Mises no riser;
  - e. Momento fletor nos conectores do BOP (e BAP, se aplicável);
  - f. Carregamento (tração, momento fletor e cortante) na cabeça de poço;
  - g. Momento fletor nos conectores do condutor / revestimento;
  - h. Tensão de Von Mises no condutor / revestimento.
- iv. Verificar a adequação do *stack-up*;
- v. Resposta não-linear de tensionadores devido ao atrito e efeitos dos *strokes* devem ser contabilizados;
- vi. Análise de sensibilidade para quantificar o efeito de parâmetros como rigidez rotacional das *flex joints*, resistência do solo, coeficiente de arrasto das juntas de riser, ângulo inicial da cabeça de poço e incerteza de peso/flutuação sobre as janelas de operação.

## **4. Análise de deriva (*Drift-off*)**

**4.1.** Em UNIDADES DP, uma vez que a embarcação tenha perdido sua capacidade de manter posição, os carregamentos atuantes (onda, vento, corrente e força de reação do *riser*) determinam sua trajetória e velocidade de deriva.

**4.2.** Os *watch circles* devem ser calculados considerando o *riser*, a UNIDADE, a LDA, entre outros aspectos. O círculo de alarme amarelo indica o *offset* máximo no qual as preparações para uma desconexão de emergência devem iniciar. O círculo de alarme vermelho indica o *offset* máximo no qual a seqüência de desconexão de emergência (EDS) deve ser iniciada. O POD (ponto de desconexão) é definido como o ponto em que é excedido algum limite admissível do sistema em função do deslocamento da embarcação.

**4.3.** A partir do POD, o círculo de alarme vermelho é calculado com base no tempo de EDS e sua respectiva deriva. O círculo de alarme amarelo deve ser considerado conforme



recomendação da PETROBRAS ou a metade do círculo de alarme vermelho – o que for menor. Os *watch circles* calculados por esta análise devem ser utilizados no WSOG.

**4.4.** A análise deve contemplar um conjunto totalmente acoplado de embarcação / tensionador / *riser* / BOP / condutor e revestimento de superfície / solo (considerar também a BAP, se aplicável). A adoção de simplificações neste modelo podem ser adotadas apenas se for demonstrada sua adequabilidade através de comparações com modelos mais complexos, de forma que os resultados obtidos não sejam inseguros e nem excessivamente conservadores.

#### **4.5. Âmbito do Trabalho**

- i. Realizar simulações conforme os carregamentos ambientais solicitados pela PETROBRAS (podendo conter diversas combinações de onda, vento e corrente – normalmente 13 (treze) combinações);
- ii. Simular duas condições de tração de topo (min. e max.) e intervalos de peso de fluido entre 8,55 ppg até o peso de fluido máximo de projeto;
- iii. Determinar o ponto de desconexão (POD) de forma a não exceder, entre outros, os seguintes limites:
  - a. Ângulo máximo das *flex joints*;
  - b. Ângulo máximo de desconexão da *flex joint* inferior, de forma a permitir o desacoplamento seguro do LMRP;
  - c. *Stroke* do tensionador;
  - d. *Stroke* da junta telescópica;
  - e. Tensão de Von Mises no *riser*;
  - f. Momento fletor nos conectores do BOP (e BAP, se aplicável);
  - g. Carregamento (tração, momento fletor e cortante) na cabeça de poço;
  - h. Momento fletor nos conectores do condutor / revestimento;
  - i. Tensão de Von Mises no condutor / revestimento.
- iv. Calcular os círculos de alarme vermelho, a partir do POD, para os tempos de EDS que serão utilizados pela UNIDADE:
  - a. Apresentar como resultado gráfico tempo (s) x *Offset* (ft), incluindo segundo eixo vertical com a variável responsável pelo limite operacional (1º limitante) ao longo do tempo, somente com EDS mais longo;
  - b. Informar no relatório o *Offset* (ft) e seu respectivo tempo também do segundo limitante para deriva;
- v. Caso os resultados não satisfaçam os critérios de aceitação da PETROBRAS, pode ser solicitado à CONTRATADA a realização de casos adicionais para consolidação de limites aceitáveis para o WSOG.

### **5. Análise de *hang-off***

**5.1.** A análise de *hard hang-off* é usada para avaliar a necessidade de uso do *gimbal* previamente a operação de descida ou recolhimento da coluna de *riser* com BOP. O estudo deve ser feito de forma que, para uma dada distribuição de onda ( $H_s \times T_p$ ) e corrente anual da Bacia, seja verificado as tensões máximas na coluna de *riser*, sem o uso do *gimbal*. O



resultado do estudo deve ser apresentado em forma de “*Scatter*” Hs x Tp contendo os valores de tensão máxima no *riser* e um indicativo em cores da necessidade ou não do uso do *gimbal*. Esse gráfico poderá ser utilizado a bordo durante as operações, juntamente com o *forecast* de onda disponível na ponte de comando, visando balizar a tomada de decisão quanto ao uso do *gimbal*. Adicionalmente, deve ser realizada análise *storm hang-off*, com a coluna de *riser* suspensa pelos tensionadores de *riser*, onde deve ser investigada a possível ressonância entre o conjunto sonda e BOP suspenso.

## 5.2. Âmbito do Trabalho

- i. Determinar a resposta dinâmica do *riser* suspenso na UNIDADE nas condições de *hard hang-off*, durante uma tempestade ou perfil de corrente com 1 ano (análise de *hard hang-off*) e 10 (*storm hang-off*) anos de tempo de recorrência;

## 6. Análise de descida e recolhimento de *riser*

**6.1.** A análise de descida e recolhimento de *riser* é usada para determinar em que condições meteoceanográficas (onda e corrente) o *riser* pode ser descido ou recolhido com segurança.

**6.2.** Esta análise deve ser realizada para ao menos 5 (cinco) posições durante a descida, sendo a primeira com o *stack* submarino (BOP + LMRP) na região de atuação das ondas e a última com todo o *riser* montado, próximo ao leito marinho.

**6.3.** As ondas a serem consideradas nesta análise devem contemplar períodos entre 5 e 15 segundos, de forma a se estudar a variação da resposta dinâmica com o período de onda incidente a cada posição durante a descida.

## 6.4. Âmbito do Trabalho

- i. Determinar as condições meteoceanográficas limites para descida e recolhimento do *riser*;
- ii. Repetir esta análise com e sem o BOP;
- iii. Para o caso com o BOP, uma análise de conexão deve ser realizada para determinar a máxima altura significativa de onda permitida para uma altura (amplitude dupla) de movimentação vertical de 2 (dois) metros do BOP.

## 7. Análise de *recoil*

**7.1.** O evento de desconexão de emergência causa desequilíbrio repentino na tração atuante no *riser*, resultando em sua aceleração ascendente súbito recolhimento (*riser recoil*). A falha no controle efetivo do *riser recoil* pode resultar em impactos na junta telescópica ou sistema de tensionamento, potencialmente danificando componentes do sistema de *riser* ou da UNIDADE.

**7.2.** A análise de *recoil* pode ser realizada considerando-se a hipótese de mar regular. Neste caso, o *heave* equivalente da embarcação no ponto de conexão com o *riser* pode ser adotado como o máximo em 50 ciclos de *heave* resultante do estado de mar considerado.

**7.3.** Deve ser escolhido um estado de mar para as análises de *recoil*, dentre três possíveis: extremo com 1 ano de tempo de recorrência, 99% de não-excedência e 95% de não-excedência, a depender do estado de mar máximo admissível obtido nas análises com o *riser* conectado (operabilidade e *drift off*). Os casos devem ser escolhidos de forma a maximizar a resposta em *heave* da embarcação para a altura de onde analisada. Os pesos de fluido considerados devem contemplar todos os pesos de fluido previstos em operação.

**7.4.** A análise de *recoil* pode levar a uma mudança na composição do *riser*, com uso de um maior número de juntas sem flutuação na extremidade inferior do *riser*.

**7.5.** A análise deve seguir as prescrições e atender aos critérios previstos na ISO TR 13264-2 seção 7.

**7.6.** Em casos especiais, como cenários com a utilização de MPD e FMCD, recomenda-se realizar a análise de *recoil* para o poço específico. Atenção deve ser prestada ao efeito de *rush in* da água do mar nos casos em que o *riser* estiver vazio.

#### **7.7. Âmbito do Trabalho**

- i. Realizar análise de *recoil* do *riser* de perfuração e confirmar a performance do *recoil* do *stack-up* proposto e fazer as modificações no *stack-up*, se necessário.
- ii. Executar simulação de desconexão e *recoil* para as seguintes condições:
  - a. Para cada combinação de altura / período de onda, um total de 8 (oito) simulações de desconexão devem ser realizadas, com a desconexão ocorrendo em diferentes momentos (ângulos de fase da onda regular) em cada simulação;
  - b. Peso de fluido mínimo e máximo.
- iii. Todos os casos devem assumir que nenhum tensionador falhe;
- iv. Estudo de sensibilidade para o *stack-up* do *riser* deve ser realizado para um caso crítico;
- v. Estudo de sensibilidade a parâmetros como: tração de topo inicial, peso/flutuação das juntas de *riser*, posição da válvula *anti-recoil*, *stroke* inicial da junta telescópica, offset da embarcação;
- vi. 03 (três) critérios devem ser atendidos: não ocorrência de impactos entre o LMRP e o BOP após a desconexão; não ocorrência de compressão no *riser* ou no sistema de tensionamento; não ocorrência de impactos por fim de curso da junta telescópica ou dos tensionadores;
- vii. Confirmar a adequação do *stack-up* e aplicar o *top tension* para os pesos de fluidos analisados.

### **8. Análise de movimentação de UNIDADE com o BOP suspenso**

**8.1.** Análise de movimentação de UNIDADE com o BOP suspenso determinará a resposta do *riser* durante a movimentação da UNIDADE de um poço a outro, considerando

o *riser* suspenso em *soft hang-off* e *hard hang-off*. A análise deve ser realizada considerando a sobreposição da velocidade de navegação com a velocidade da corrente, tanto em direções coincidentes como opostas. Os seguintes limitantes devem ser monitorados nas simulações:

- i. Ângulo máximo no *gimbal*;
- ii. Carga axial no *gimbal*;
- iii. Ângulo máximo na *Flex Joint Inferior*;
- iv. Tensão máxima admissível no *riser*;
- v. Acúmulo de dano por fadiga no *riser* devido a VIV.

**8.2.** Também pode ser solicitada uma avaliação de rotação da UNIDADE. Esta análise determinará o torque máximo no sistema de *riser* com mudanças no aproamento da UNIDADE. O torque induzido será comparado com as capacidades dos componentes, quando disponível, para determinar o movimento de *yaw* máximo permitido.

### **8.3. Âmbito do Trabalho**

- i. Apresentar as velocidades de navegação permissíveis da UNIDADE a partir da análise de força dinâmica para diferentes velocidades de corrente e alturas das ondas.
- ii. Considerar no estudo, como parâmetros de trabalho, conjunto BOP / LMRP suspenso a uma profundidade mínima de 120 m acima do ponto mais raso da locação e velocidades de navegação de 0,1 kt até 1,0 kt, em *steps* de 0,1 kt.
- iii. A UNIDADE deve ser capaz de navegar entre locações com o BOP suspenso, de acordo com os parâmetros acima, sem o acompanhamento de ROV no fundo, e considerando que a PETROBRAS fornecerá carta batimétrica ao longo da derrota.

## **9. Relatório de *Riser Analysis***

**9.1.** O relatório de *Riser Analysis* deverá ser submetido à PETROBRAS para aprovação.

## **10. Dados fornecidos pela PETROBRAS**

**10.1.** Alguns dos insumos necessários para as análises de *riser* são de responsabilidade da operadora, onde serão fornecidos pela PETROBRAS à CONTRATADA, tais como:

- i. Coordenadas da locação e LDA;
- ii. Carregamentos ambientais;
- iii. Cados de solo;
- iv. Dados do SCPS, condutor e revestimento de superfície:
  - a. Informações do AAP e ABP;
  - b. Desenho esquemático do SCPS e condutor;
  - c. Método de instalação do condutor (base torpedo, jateado ou perfurado e cimentado);
  - d. Capacidade à flexão da cabeça de poço;



- e. Dados do condutor e revestimento de superfície.
- v. Dados básicos do projeto de poço, incluindo pesos de fluido mínimo e máximo;
- vi. Dados da BAP, se aplicável;
- vii. Dados do sistema de MPD, se aplicável;
- viii. Dados do riser de completação, se aplicável;
- ix. Critérios de aceitação e premissas de análise.

## 11. Dados fornecidos pela CONTRATADA

11.1. No recebimento da UNIDADE, a CONTRATADA deverá fornecer os dados pertinentes da UNIDADE à PETROBRAS. Deverá ser integralmente preenchida a tabela em anexo, contendo dados tais como:

- i. Dados da UNIDADE:
  - a. Coeficientes de Força de Onda de Primeira Ordem: módulos e fases, para todos os seis graus de liberdade: *surge*, *sway*, *heave*, *pitch*, *roll*, *yaw*, para um conjunto de frequências de onda representativas de estados de mar reais das Bacias Brasileiras e para um conjunto de direções de incidência variando de 0 a 180 graus ou 0 a 360 graus, preferencialmente a intervalos de 15 graus. (Observação: Em princípio estes coeficientes poderiam ser omitidos por não apresentarem contribuição significativa na deriva; no entanto, para garantir um conjunto de dados consistente e completo, permitindo seu emprego em estudos paramétricos sobre o comportamento hidrodinâmico das UNIDADES, é desejável que também sejam fornecidos).
  - b. Coeficientes de Força de Onda de Segunda Ordem (ou de Força de Deriva – *Drift Forces*) (também conhecidos como QTF – *Quadratic Transfer Functions*), para os graus de liberdade de *surge*, *sway*, *yaw*, para um conjunto de frequências de onda, e para um conjunto de direções de incidência variando de 0 a 180 graus ou 0 a 360 graus, preferencialmente a intervalos de 15 graus.
  - c. Coeficientes de força do Vento e Corrente para as direções de *surge* (CFx), *sway* (CFy) e *yaw* (CMz), preferencialmente com o coeficiente a cada 10 graus em torno da unidade. Podendo ser entregue na forma adimensional ou dimensional.
  - d. Coeficiente na forma Dimensional

$$F_x(\Theta) = CF_x(\Theta) U^2$$

$$F_y(\Theta) = CF_y(\Theta) U^2$$

$$M_z(\Theta) = CM_z(\Theta) U^2, \text{ sendo:}$$

$\Theta$ : Ângulo de incidência da corrente ou vento

U: Velocidade do vento ou corrente

$\rho$ : Massa específica do ar ou da água

$F_x(\Theta)$ : Força do vento ou corrente sobre a unidade na direção de *surge*

$F_y(\Theta)$ : Força do vento ou corrente sobre a unidade na direção de *sway*

$M_z(\Theta)$ : Momento do vento ou corrente sobre a unidade na direção de *yaw*

$CF_x(\Theta)$ : Coeficiente de força do vento ou corrente na direção de *surge*

$CF_y(\Theta)$ : Coeficiente de força do vento ou corrente na direção de *sway*



$CMz(\Theta)$  : Coeficiente de momento do vento ou corrente na direção de *yaw*

- e. Coeficiente na forma adimensional
$$F_x(\Theta) = C F_x(\Theta) \rho A_f s U^2$$
$$F_y(\Theta) = C F_y(\Theta) \rho A_l s U^2$$
$$M_z(\Theta) = C M_z(\Theta) \rho A_l s L U^2$$
- f. No caso de coeficientes na forma adimensional, os seguintes parâmetros também devem ser informados:
  - Afs: Área frontal de incidência do vento ou da corrente
  - Als: Área lateral de incidência do vento ou da corrente
  - L: Comprimento da UNIDADE
  - T: Calado da UNIDADE
- g. No caso de coeficientes da forma dimensional, deve ser indicada a unidade do coeficiente, como N/(m/s)<sup>2</sup> ou kN/(m/s)<sup>2</sup> por exemplo.
- h. Matriz de Raios de Giração em relação ao CG. Se a matriz completa 3x3 não estiver disponível, pelo menos os termos da diagonal devem ser fornecidos (correspondentes aos raios de giração em *pitch*, *roll* e *yaw*).
- i. Observações:
  - a) É fundamental informar as unidades de massa e comprimento nas quais estão expressos os coeficientes fornecidos.
  - b) É fundamental informar as coordenadas do ponto de origem do sistema de coordenadas utilizado na análise hidrodinâmica que gerou os coeficientes fornecidos e o centro de gravidade.
  - c) No caso do programa Wamit, por exemplo, devem ser fornecidas as coordenadas X, Y, Z da origem da malha de painéis, medidas com relação a um ponto conhecido do casco (por exemplo à “quilha, a meia nau”). (Usualmente, mas não necessariamente, a origem coincide com o CG).
- ii. Dados dos tensionadores de riser;
- iii. Dados das juntas de riser, flex joints, junta telescópica, etc.;
- iv. Dados dos equipamentos subsea (LMRP, BOP etc.).



Drilling Contractor  
Inputs For DR and R