

## 2

### Sistemas de produção *offshore*

Neste capítulo é descrita a sequência de análise utilizada na prática de projetos de *risers*, sistemas de ancoragem e unidades flutuantes usando modelos desacoplados com a finalidade de contextualizar o funcionamento dos *risers* na indústria petrolífera *offshore*. São mencionadas as configurações geométricas adotadas frequentemente para os *risers*, assim como as configurações usadas para as linhas de ancoragem. Também é feita uma descrição das principais unidades flutuantes ou plataformas marinhas usadas na indústria do petróleo. Finalmente, são apresentadas algumas das razões pelas quais a configuração geométrica RCHA (*risers* em catenária hidro-amortecidos) (Mourelle et. al, 2010) foi escolhida para o desenvolvimento deste trabalho.

#### 2.1

##### Prática de projetos de *risers*, ancoragem e unidades flutuantes

A produção do petróleo no mar requer um conjunto de estruturas conhecido como sistema de produção *offshore*. Esse sistema é composto basicamente por três componentes principais: a unidade flutuante ou plataforma, os *risers* e o sistema de ancoragem (Figura 2.1). Em um sistema de produção, a unidade flutuante é instalada no local para que a produção dos poços possa ser escoada e processada. O componente principal capaz de transportar o óleo desde o poço até a unidade flutuante é um duto ascendente, denominado *riser*. Devido às condições ambientais extremas presentes em um campo de produção tais como correntes, ventos e ondas, a unidade flutuante precisa de um sistema de ancoragem para reduzir possíveis deslocamentos em torno da sua posição original. Contudo, é possível que esses deslocamentos sejam transmitidos ao *riser* gerando uma onda compressiva que se propaga desde o topo até o ponto de contato do *riser* com o solo, provocando o fenômeno conhecido como flambagem, capaz de provocar o colapso estrutural do sistema. Para contornar esse problema, a indústria do petróleo tem estudado soluções entre as quais encontram-se pesquisar configurações geométricas de *risers* que permitam um comportamento estrutural mais suave. O foco deste trabalho consiste, especificamente, no estudo de configurações alternativas para os *risers*.

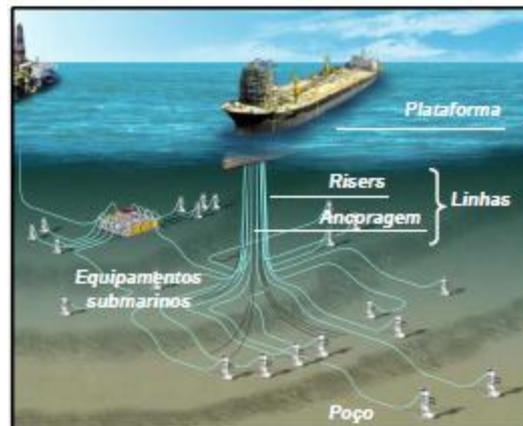


Figura 2.1 – Sistema *offshore* para a exploração e produção de petróleo (Martins, 2011).

Entretanto, com a finalidade de contextualizar o funcionamento dos *risers* dentro de um sistema *offshore* de produção de petróleo, a seguir é apresentado o procedimento de estudo de projetos de *risers*, sistemas de ancoragem e unidades flutuantes.

Em alguns casos, a prática de projetos de *risers* e sistemas de ancoragem é baseada em processos desacoplados, ou seja, o modelo hidrodinâmico da unidade flutuante e o modelo estrutural de *risers* e linhas de ancoragem são feitos separadamente. Devido a isso, os efeitos não lineares produzidos pela interação da unidade flutuante e o sistema de *risers* e ancoragem não são tidos em consideração.

Esse procedimento desacoplado é composto principalmente por duas etapas, que são: análise hidrodinâmica da unidade flutuante e análise estrutural do *riser* (Senra, 2004). A seguir, apresenta-se uma descrição de cada etapa.

### 2.1.1

#### **Análise hidrodinâmica da unidade flutuante**

Segundo Senra (2004), essa etapa consiste na análise de movimentos da unidade flutuante, na qual as linhas são representadas por modelos escalares (Figura 2.2). Essa etapa está associada ao projeto do sistema de ancoragem e consiste em efetuar análises de modelos hidrodinâmicos dos cascos marinhos para determinar os movimentos que produzem as trações nas linhas de ancoragem. Assim, os resultados obtidos são comparados com os valores pré-definidos nos critérios do projeto.

As linhas de ancoragem são representadas por coeficientes escalares que indicam sua rigidez, massa, amortecimento e parcela de carga de correnteza. Esses

coeficientes são incorporados à equação de movimento da unidade flutuante e são determinados por modelos analíticos simplificados ou por modelos experimentais (Senra, 2004).

Nessa etapa, também deve ser incluída a contribuição dos *risers*, mas, geralmente, em muitas práticas, seus efeitos têm sido simplesmente ignorados.

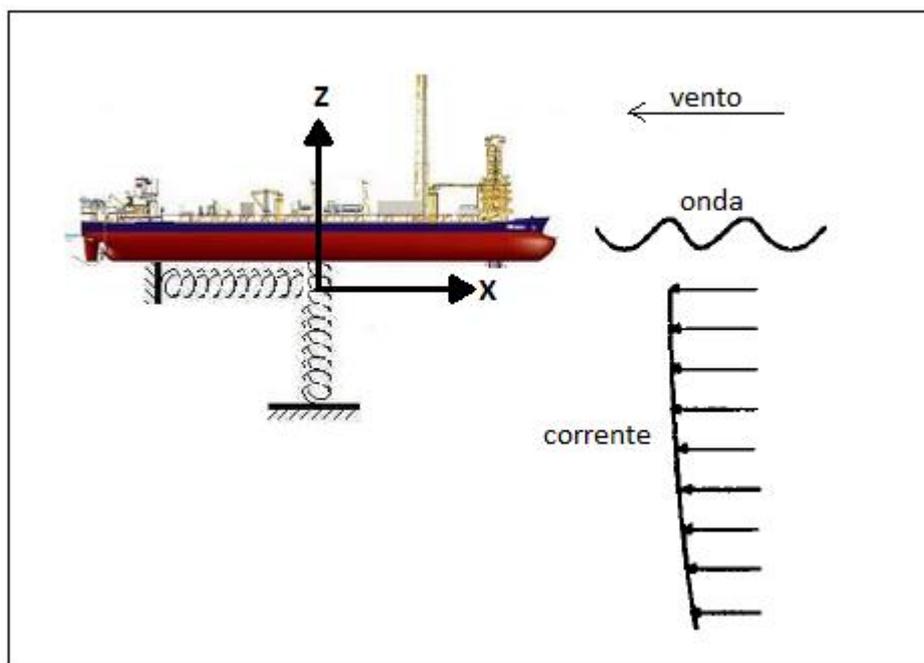


Figura 2.2 – Modelo hidrodinâmico da unidade flutuante (Senra, 2004)

## 2.1.2

### Análise estrutural do *riser*

Essa segunda etapa está associada ao projeto de *risers*. O objetivo dessa análise é obter a resposta estrutural do *riser* a partir dos deslocamentos, esforços e movimentos produzidos pela plataforma e calculados na análise hidrodinâmica da unidade flutuante e, assim, poder comparar os esforços calculados nos trechos mais críticos com os esforços admissíveis para o projeto do *riser*. Segundo Teófilo (2010), essa etapa é dividida em dois passos: análise global e local.

#### 2.1.2.1

##### Análise global

Devido ao grande comprimento do *riser*, geralmente a análise global é feita utilizando-se elementos de barra (treliça ou pórtico). Esses elementos permitem

incorporar de maneira simples e eficiente os efeitos dinâmicos e não lineares ao comportamento do *riser* (Figura 2.3).

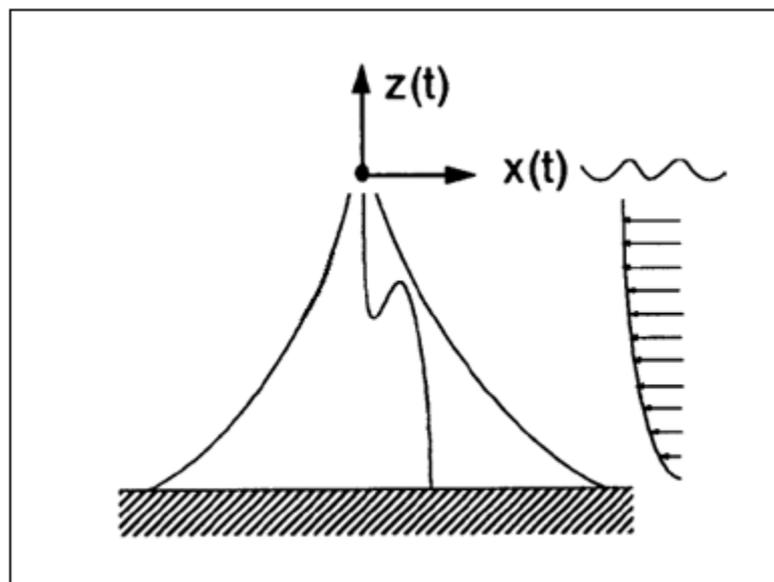


Figura 2.3 – Modelo hidrodinâmico do sistema de *risers* (Senra, 2004)

A análise global tem por objetivo determinar os deslocamentos, rotações, curvaturas e esforços seccionais utilizados para a verificação da resistência e da fadiga do *riser*, bem como a interferência (*clashing*) entre *risers* próximos. No procedimento atual para o projeto de *risers*, definem-se situações de carregamento *Near*, *Far*, *Cross* e *Transverse* (Figura 2.5). Para cada uma dessas situações, a resposta dinâmica do *riser*, ao longo do tempo, é obtida por meio de simulações numéricas, estáticas e dinâmicas, como expõe Senra (2004):

Inicialmente é realizada uma análise não linear estática com o propósito de determinar a configuração de equilíbrio do *riser* sob as parcelas estáticas do carregamento, tais como o peso próprio, correnteza, *offset* estático de embarcação e pré-tração. O carregamento é aplicado incrementalmente: No primeiro passo é aplicado o peso próprio, nos demais passos são aplicados incrementalmente a correnteza e o *offset* estático, o qual é prescrito como um deslocamento no nó do topo do *riser*. A partir dos resultados obtidos na análise estática é feita uma análise não linear dinâmica no domínio do tempo. Essa análise inclui todas as parcelas estáticas e adiciona as parcelas dinâmicas aplicadas na direção de acordo com a situação *Near*, *Far*, *Cross* e *Transverse*.

### 2.1.2.2

#### Análise local

Essa análise é geralmente realizada utilizando-se elementos finitos de casca ou elementos sólidos, dependendo da espessura do tubo ou do tipo de material do *riser*, que pode ser, por exemplo, de material composto, dividido em camadas ou lâminas. Independentemente do tipo de elemento finito usado na análise local, ele deve ser capaz de definir as propriedades e a orientação de cada lâmina para que se possam calcular tensões e deformações em cada camada. Os deslocamentos e esforços obtidos na análise global são impostos como condições de contorno no modelo local do *riser* (Figura 2.4).

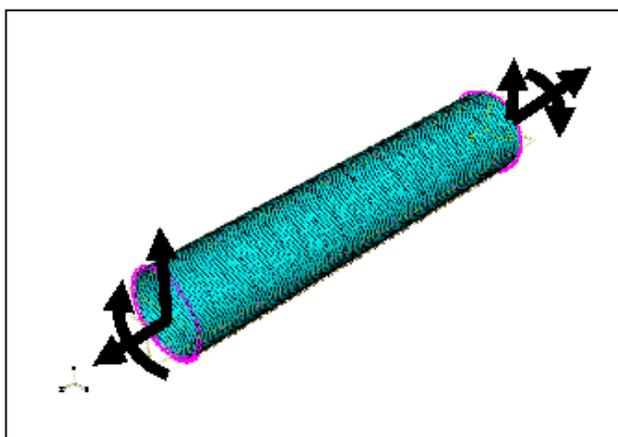


Figura 2.4 – Modelo de elementos finitos de um *riser* (Teófilo, 2010)

A Figura 2.5 apresenta a relação entre o modelo global e o local do *riser*.

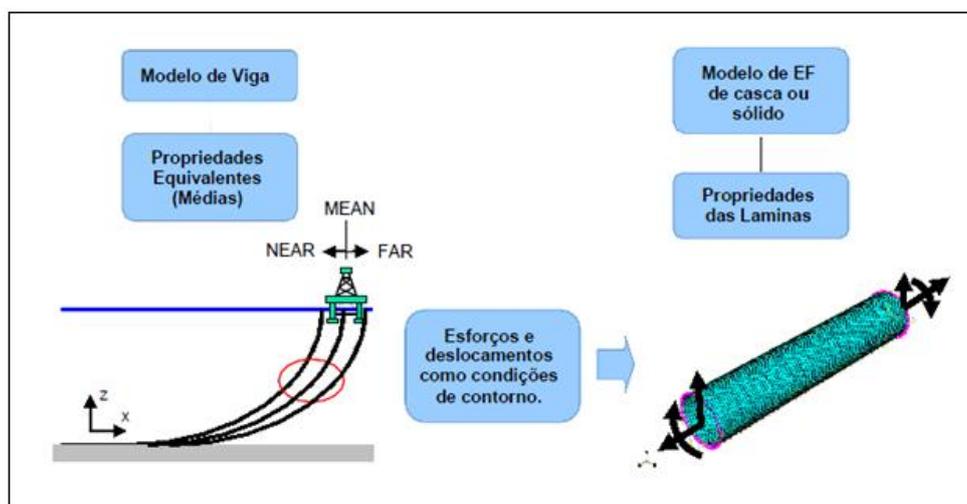


Figura 2.5 – Relação entre modelo global e local (Teófilo, 2010)

## 2.2

### Unidade flutuante

Enquanto são descobertos poços de petróleo em águas cada vez mais profundas, tem sido necessária a utilização de novas unidades flutuantes (Carbono, 2005), tais como as plataformas semissubmersíveis, de pernas atirantadas TLP (*tension leg press*), plataformas SPAR e plataformas FPSO, desenvolvidas pela Petrobras. Seu tipo de estrutura, material e resistência estão em função de sua funcionalidade, condições ambientais (onda, vento e correnteza), altura da lâmina de água, tipo do solo marinho, condições e tempo de operação, entre outros fatores. Esses tipos de plataformas, junto com as plataformas tradicionais usadas em águas rasas ou pouco profundas, tais como a *jack-up* e a *gravity*, definem um conjunto de possibilidades que permite uma escolha ótima relacionada com fatores técnicos, econômicos e operacionais requeridos no projeto. A seguir, é apresentada uma classificação das plataformas marinhas (Figura 2.6).

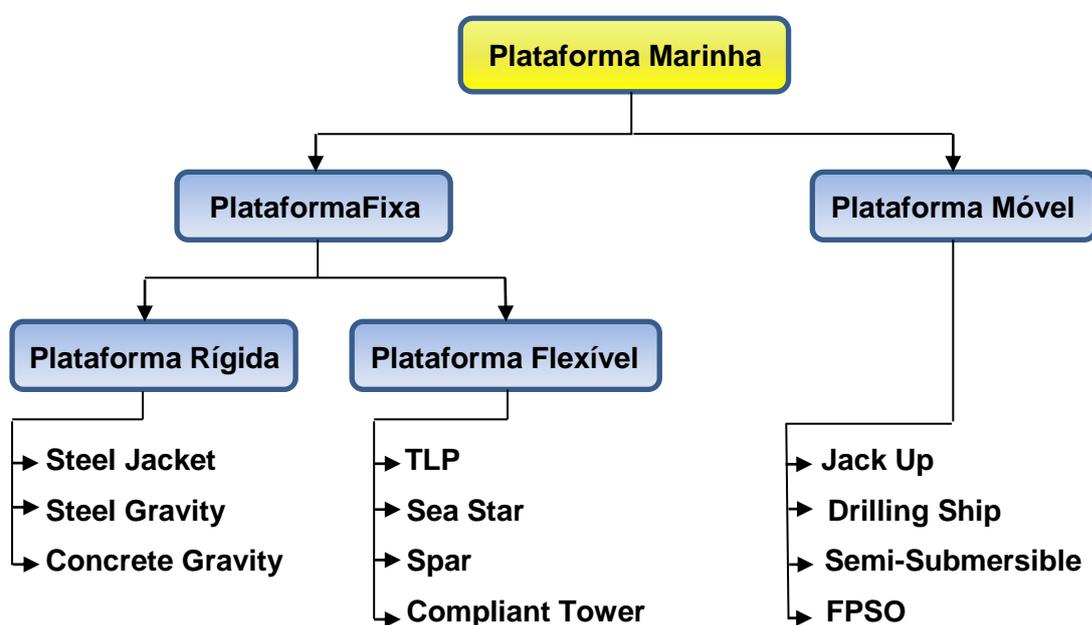


Figura 2.6. – Principais tipos de plataforma marinha na indústria do petróleo

Com a finalidade de contextualizar os diferentes elementos que compõem os sistemas *offshore* de produção de petróleo e gás, a seguir é feita uma descrição dos diferentes tipos de plataforma usados na indústria petrolífera.

## 2.2.1

### Plataforma fixa

As plataformas fixas são geralmente compostas por estruturas modulares de aço ou concreto. Esse tipo de plataforma é geralmente usado para a produção e sua estrutura pode ser rígida ou flexível, dependendo da forma como suportam as forças laterais ambientais, tais como ondas, ventos e correntes marítimas.

#### 2.2.1.1

### Plataforma rígida

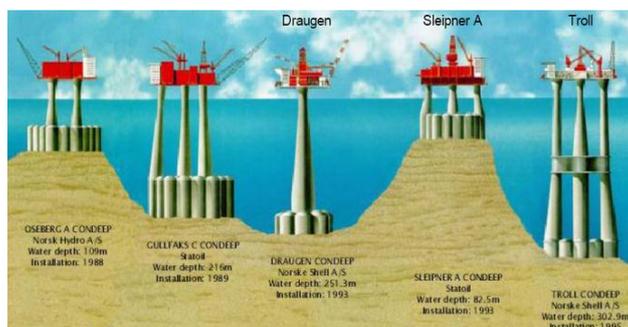
São estruturas cujas deformações devido a carregamentos laterais são relativamente pequenas. Esse tipo de plataforma é ancorado no fundo do mar. São usadas em águas pouco profundas (até 500 m de profundidade). A seguir, apresentam-se os diferentes tipos de plataformas rígidas. Entre as plataformas rígidas mais usadas estão a plataforma tipo *Jacket* (Figura 2.7a), *Steel Gravity* (Figura 2.7b), *Concrete Gravity* (Figura 2.7c)



(a). *Jacket*



(b). *Steel gravity*



(c). *Concrete gravity*

Figura 2.7. – Tipos de Plataformas rígidas (Rueda, 2009).

### 2.2.1.2

#### Plataforma flexível

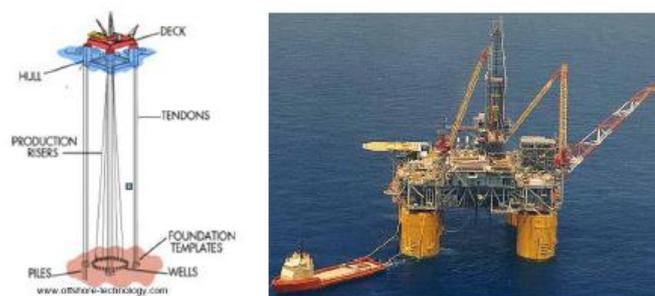
As plataformas flexíveis são projetadas para permitir o movimento lateral e, assim, minimizar os efeitos das forças laterais. Uma das principais diferenças entre as plataformas rígidas e flexíveis está na maneira com que lidam com as forças laterais decorrentes das ações ambientais (ventos, ondas e correntes) permitindo atingir poços em águas profundas (até 1500 m de profundidade) e ultraprofundas (mais de 1500m de profundidade). Entre as plataformas flexíveis mais usadas estão a *Compliant tower* (Figura 2.8a) a qual é muito semelhante a plataforma *Jacket* mas é mais esbelta permitindo maiores deslocamentos laterais e períodos de oscilação altos, *SPAR tower* (Figura 2.8b), *TLP* ou *tension leg platforms* (Figura 2.8c) e *mini TLP* (Figura 2.8d).



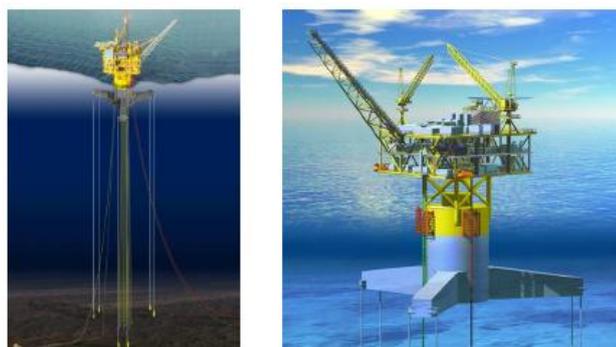
(a). *Compliant tower*



(b). Plataforma *SPAR tower*



(c). Plataforma TLP



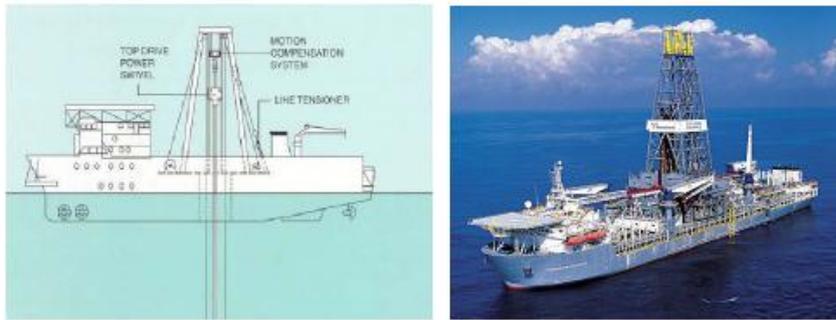
(d). Plataforma Mini TLP

Figura 2.8. – Tipos de Plataformas flexíveis (Rueda, 2009)

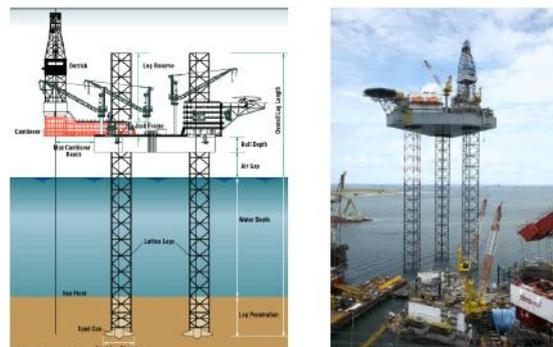
### 2.2.2

#### Plataformas móveis

As plataformas móveis são usadas para atividades de perfuração e exploração e podem ser movidas de um lugar para outro com grande facilidade para o desenvolvimento de suas atividades. Sua posição é normalmente controlada por um sistema de GPS. Dependendo da atividade específica, este tipo de plataformas podem desenvolver atividades em águas pouco profundas (até 500m), profundas (até 1500 m) e ultraprofundas (mais de 1500m). Entre as plataformas móveis mais usadas estão a plataforma Drilling ships (Figura 2.9a), semi-submersível (Figura 2.9b), jack-up (Figura 2.9c) e a plataforma tipo FPSO (Figura 2.9d) a qual têm a capacidade para processar, armazenar e transferir o petróleo ou gás para outra unidade de transferência (FPS).

(a). Plataforma *drilling ships*

(b). Plataforma semi-submersível

(c). Plataforma *Jack-up*

(d). Plataforma FPSO

Figura 2.9 – Tipos de Plataforma moveis (Rueda, 2009)

As plataformas fixas são normalmente utilizadas para atividades de produção, enquanto que as móveis quase sempre são utilizadas em atividades de perfuração. Contudo, algumas plataformas são utilizadas em diferentes tipos de atividades, como é o caso das FPSO's. A Figura 2.10 apresenta um resumo dos principais tipos de plataformas utilizados nas diferentes atividades *offshore*.

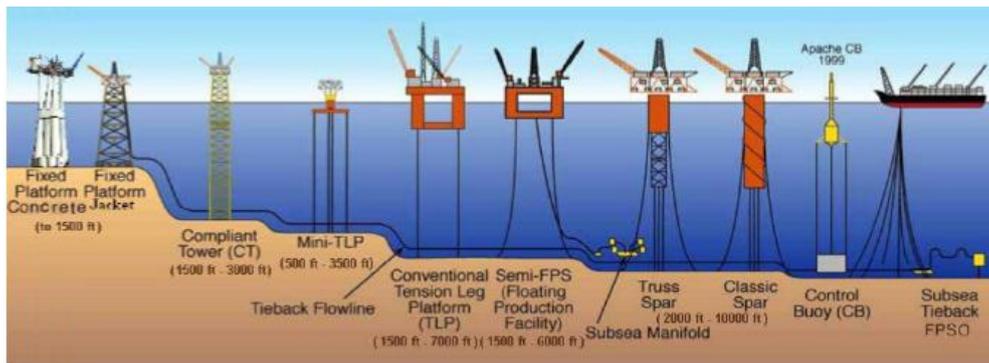


Figura 2.10. – Tipos de plataforma marinha usados em atividades *offshore*  
(Rueda, 2009)

## 2.3

### Linhas de ancoragem

As linhas de ancoragem são estruturas esbeltas que conectam as unidades flutuantes ao fundo do mar e cuja principal função é manter as unidades flutuantes o mais próximo possível das suas posições originais. Para tanto, as linhas de ancoragem reagem ao movimento das unidades flutuantes por meio de forças de restauração. Entre os materiais mais utilizados na construção de linhas de ancoragem, encontram-se as amarras de aço, os cabos de aço e os cabos de poliéster.

Segundo Albrecht (2005), quando a unidade flutuante se encontra sob a ação do carregamento ambiental, ela sofre um deslocamento, que corresponde à distância horizontal que a unidade percorre desde sua posição inicial de equilíbrio neutro até a posição final sob a ação dessas cargas. Esse deslocamento é inversamente proporcional à rigidez do sistema de ancoragem; assim, quanto mais alta a rigidez menor será o deslocamento. É importante destacar que as linhas de ancoragem também são usadas para compensar o movimento vertical, principalmente em plataformas do tipo TLP (*tension leg platform*), causado pelo empuxo da parte submersa da embarcação.

Os tipos de ancoragem mais utilizados nos sistemas *offshore* são apresentados nas subseções seguintes (Lopes, 2005).

### 2.3.1

#### Ancoragem em catenária

Essa é a técnica mais convencional utilizada nos processos de produção e perfuração e tem a vantagem de possibilitar maiores deslocamentos da unidade flutuante sem a necessidade de instalar amarras de grande resistência devido ao grande raio de ancoragem que compreende – esse raio pode ser superior a mil metros. A desvantagem desse tipo de ancoragem é o congestionamento de linhas e equipamentos submarinos no fundo do mar, devido à proximidade dessas unidades, dificultando assim o posicionamento de novas unidades (Figura 2.11).

### 2.3.2

#### Ancoragem em *taut-leg*

Esse tipo de ancoragem surge como uma alternativa às ancoragens em catenária no que diz respeito ao congestionamento de linhas, mencionado anteriormente. Nessa configuração, a linha está mais tensionada e apresenta ângulos aproximados de 45° com a vertical. Dessa maneira, a projeção horizontal é menor, o que causa menor congestionamento, porém, em contrapartida, é necessário que as âncoras tenham maior resistência a cargas verticais. As ancoragens em *taut-leg* são comumente utilizadas para unidades posicionadas em regiões de águas profundas (Figura 2.11).

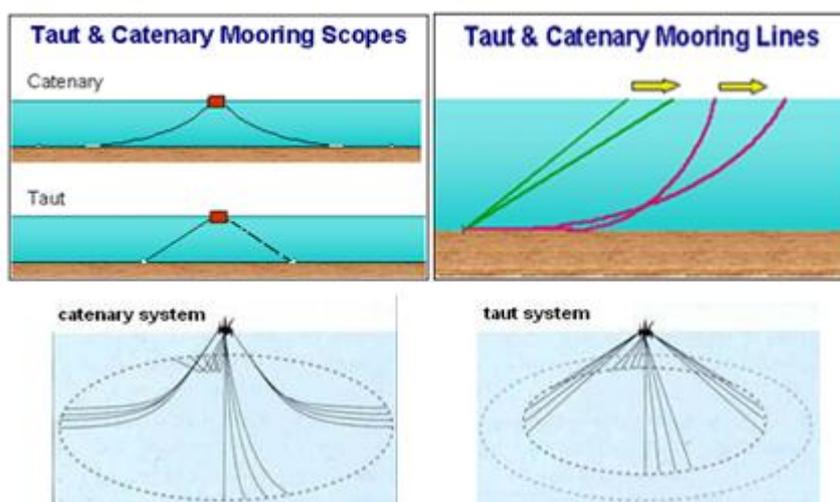


Figura 2.11. – Ancoragem em catenária e ancoragem em *taut-leg*  
 ([http://www.oceanica.ufrj.br/deno/prod\\_academic/relatorios/2012/JorgS+MarceloB/relat1/relat1.htm](http://www.oceanica.ufrj.br/deno/prod_academic/relatorios/2012/JorgS+MarceloB/relat1/relat1.htm))

### 2.3.3

#### Ancoragem vertical

A ancoragem vertical é baseada em tendões verticais utilizados em plataformas tipo TLP (*tension leg platform*), cuja parte submersa produz um excesso de empuxo (Figura 2.12). Os tendões podem ser de aço ou material sintético, como o poliéster. Essas linhas trabalham tracionadas e, por isso, devem ter altos valores de rigidez no plano vertical. Para os tendões de diâmetro pequeno ( $d \approx 0.25\text{m}$ ) os esforços por flexão podem ser desprezados, enquanto que, para diâmetros grandes ( $d \approx 1.00\text{m}$ ), seus efeitos devem ser considerados.

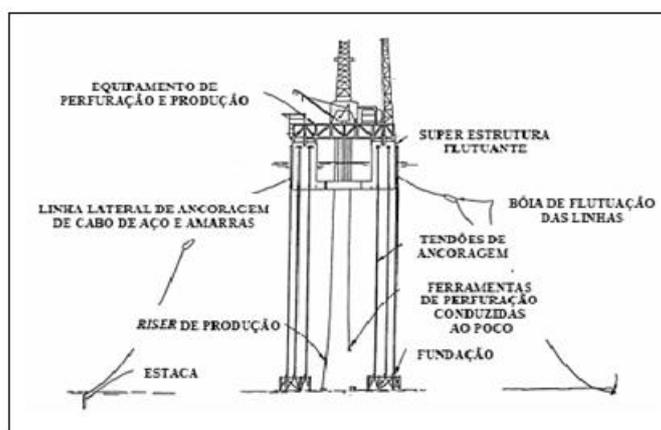


Figura 2.12. – Ancoragem vertical (Carbono, 2005)

## 2.4

### Risers

Os *risers* são dutos tubulares ascendentes que conectam a superfície com o fundo do mar, sendo essenciais para as atividades de produção e exploração de petróleo. Dependendo de sua atuação, os *risers* podem ser de perfuração, cuja função principal é a passagem dos equipamentos de perfuração e completção, assim como a retirada dos sedimentos do poço e do fluido de perfuração; ou de produção, cuja função principal é o transporte de óleo e gás do poço para as unidades flutuantes.

Segundo Teófilo, (2010), as principais considerações relacionadas ao projeto de *risers* são:

- Devido à funcionalidade dos *risers* de perfuração, eles devem apresentar resistência a impactos mecânicos, corrosão e abrasão;

- No caso dos *risers* de produção, deve-se garantir a integridade estrutural e a estanqueidade para evitar o vazamento e a perda de pressão interna;
- Faz-se necessário um revestimento (*liners*) que atue como barreira para conter os fluidos internos e garantir a estanqueidade dos *risers*;
- O *riser* deve ser capaz de resistir à ruptura devido à pressão interna e ao colapso devido à pressão externa;
- Também é necessário considerar outros fatores externos, como ondas, correntes e movimentos das unidades flutuantes, tanto em condições extremas como operacionais, assim como os efeitos de fadiga, os efeitos dinâmicos e as não linearidades (física e geométrica).

Diante dos múltiplos cenários de operação, é necessário definir um tipo de *riser* que seja viável do ponto de vista técnico e econômico (Carbono, 2005).

Os *risers* flexíveis (Figura 2.13a) são dutos especiais pré-fabricados, usados em operações de produção e exploração, compostos por uma superposição de camadas plásticas e metálicas, responsáveis por resistir aos esforços solicitantes. Essa disposição complexa de camadas proporciona maior leveza, resistência e flexibilidade ao *riser*, embora torne seu custo mais elevado; e sua flexibilidade facilita seu transporte e sua instalação. Devido a essas propriedades, os *risers* flexíveis são muito utilizados na exploração de petróleo *offshore*. Contudo, com o aumento da lâmina de água, essa solução pode exceder seus limites de viabilidade técnica e econômica devido ao seu alto custo de fabricação e às limitações quanto ao diâmetro de fabricação, o que motiva a busca de alternativas, como o *riser* rígido, por exemplo.

Os *risers* rígidos (Figura 2.13b) são tubos de aproximadamente doze metros de comprimento, geralmente de aço, embora também possam ser de titânio ou de algum material composto, para elevar sua resistência estrutural e para que se tornem mais leves. Esses trechos de dutos são unidos por solda e são utilizados especialmente para águas profundas e ultraprofundas.

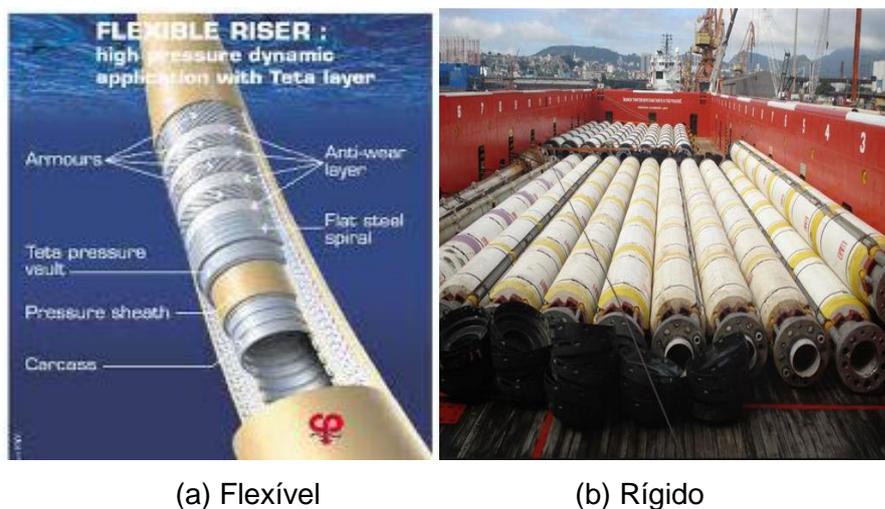


Figura 2.13. – Tipos de *riser* (Téofilo, 2010).

## 2.4.1

### Configurações geométricas adotadas para *risers*

Tanto os *risers* flexíveis quanto os *risers* rígidos podem adotar distintas configurações geométricas dependendo das características do projeto, tais como as condições de operação ou o tipo de unidade flutuante. As principais configurações geométricas que os *risers* podem adotar são mencionadas a seguir.

#### 2.4.1.1

##### ***Riser* em catenária SCR (*steel catenary riser*)**

O *riser* em catenária é muito usado em águas profundas, podendo ser rígido ou flexível. Nessa configuração (Figura 2.14), o *riser* é estendido livremente em forma de catenária desde sua extremidade superior ligada à plataforma até sua extremidade inferior ligada ao fundo do mar. Apesar de sua maior simplicidade de instalação e manutenção, esse tipo de configuração tem algumas limitações com o aumento da lâmina d'água, tais como o excesso de tração no topo, uma vez que todo o comprimento suspenso é sustentado pelo ponto de conexão da plataforma, as grandes amplitudes de tensão no TDP (*touch down point*), e os elevados esforços de compressão dinâmica (Martins, 2011).

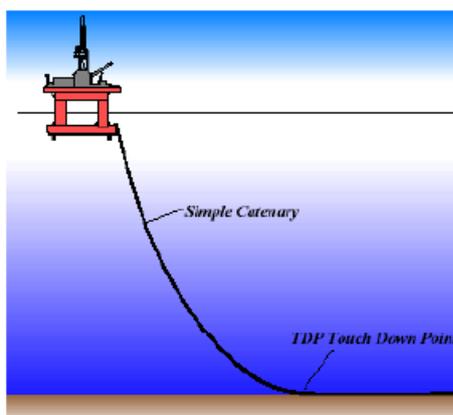


Figura 2.14. – Configuração *steel catenary riser* (SCR)  
(<http://subseaworldnews.com/2014/05/02/2h-offshore-to-demonstrate-new-abacus-scr-at-otc/>)

#### 2.4.1.2

##### *Riser lazy-S*

Esse tipo de configuração promove o alívio do peso suspenso do *riser* por meio de flutuadores e um tensionador conectado ao fundo do mar, conforme ilustrado na Figura 2.15. Dessa maneira, é aplicada uma força concentrada capaz de limitar os movimentos laterais do *riser*, sendo apropriada para procedimentos *offshore* nos quais o espaço entre as linhas é limitado e há grande risco de contato entre elas.



Figura 2.15. – Configuração *Lazy-S*  
(<http://www.ndt.net/article/wcndt00/papers/idn641/idn641.htm>)

#### 2.4.1.3

##### *Riser pliant-wave*

Nessa configuração, o extremo do *riser* é fixado ao solo por meio de um tendão com a finalidade de diminuir os seus movimentos laterais causados pela corrente e, assim, evitar a transferência de esforços à extremidade do *riser* e reduzir o movimento no TDP (Figura 2.16). Dessa maneira, a vida útil do *riser* por fadiga é aumentada.

Esse tipo de configuração também é muito utilizada em processos nos quais o espaço entre linhas é muito reduzido e há grande possibilidade de choque entre elas.

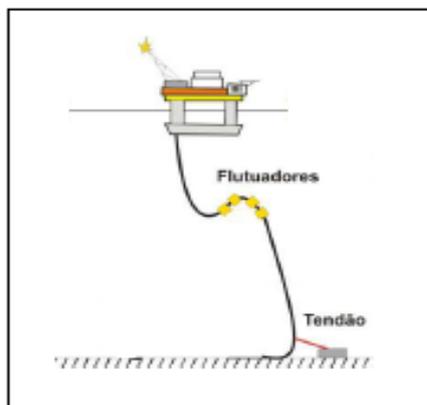


Figura 2.16. – Configuração *pliant-wave* (Martins, 2011).

#### 2.4.1.4

##### **Riser steep wave e steep S**

Esse tipo de configuração é muito parecida com a configuração *lazy-S* (Figura 2.17). A principal diferença está no trecho inferior do *riser* o qual é sempre vertical e tracionado. É recomendado em situações em que as dimensões dos trechos de apoio do *riser* sejam muito pequenas (ISO 13628-11, 2004).

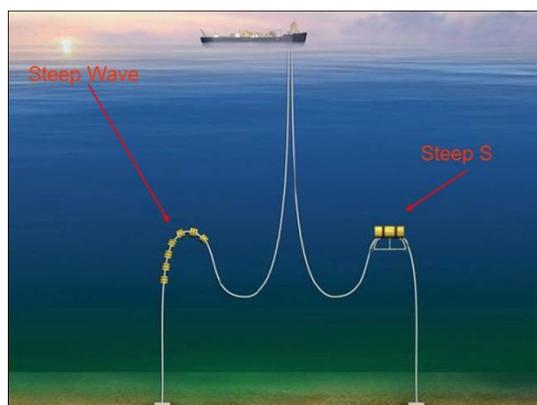


Figura 2.17. – Configuração *steep wave* e *steep S* (Andrade, 2010)

#### 2.4.1.5

##### **Riser vertical**

Essa configuração é usada em plataformas TLP (*tension leg platform*) e plataformas SPAR, que são submetidas a movimentos verticais de grandes amplitudes. Assim, o *riser* deve ter uma rigidez vertical elevada e uma baixa amplitude dos movimentos verticais da plataforma, atuando sempre à tração. Para garantir esse

comportamento, são instalados tensionadores que compensam o movimento da unidade flutuante no sentido vertical e evitam a flambagem do *riser* (Figura 2.18).

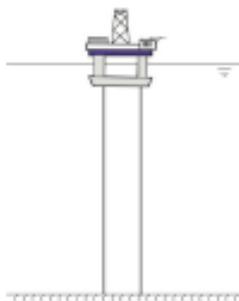


Figura 2.18. – Riser em configuração vertical (Martins, 2011).

#### 2.4.1.6

##### **Riser vertical complacente**

Essa configuração é uma variação da configuração vertical na qual os pontos extremos do *riser* estão distanciados horizontalmente (*offset* horizontal). Apresentam um trecho de revestimento com peso adicional e outro trecho de flutuadores (Figura 2.19). Segundo Martins (2011), a disposição desses trechos proporciona mais tração nos extremos do *riser*, o que faz com que não seja necessário instalar tensionadores ou mecanismos de compensação de movimento; diminui o seu custo quando comparado com o *riser* vertical; e faz com que o seu sistema estrutural seja mais simples. A disposição do *offset* horizontal se deve à diferença de flutuação na região de transição do trecho do *riser* (flutuadores e revestimentos com pesos adicionais).

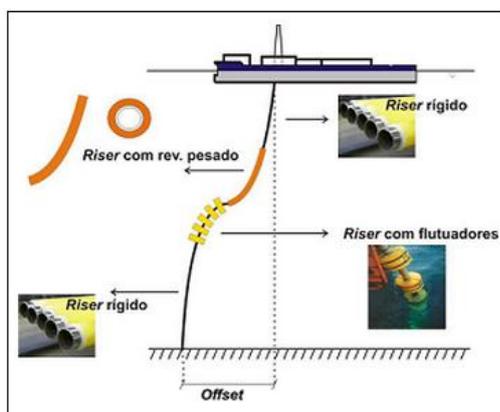


Figura 2.19. – Configuração vertical complacente (adotado de Martins, 2011).

### 2.4.1.7

#### **Riser em catenária hidro-amortecidos (RCHA)**

O RCHA (Figura 2.20) adota basicamente a mesma configuração de um *riser* em catenária livre, com a diferença de que ao longo dele há segmentos com revestimento de baixa densidade, chamados amortecedores hidrodinâmicos, cuja função principal é interromper a propagação de uma onda compressiva induzida ao longo do *riser* e transmitida pelos movimentos da unidade flutuante à qual o *riser* está conectado. O estudo desse tipo de configuração é relativamente recente na produção de petróleo. Ele ainda não foi instalado e usado na prática, mas estudos recentes indicam sua viabilidade estrutural e econômica (Mourelle et. al, 2010).

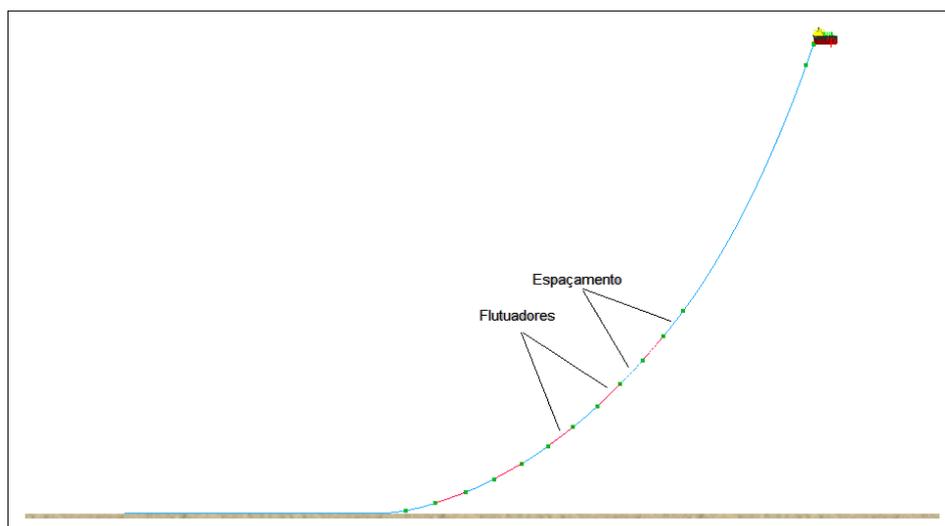


Figura 2.20. – Configuração de *riser* em catenária hidro-amortecido

O RCHA é indicado para lâminas de água profundas e ultraprofundas, onde a amplitude das ondas compressivas pode ser muito grande, o que pode causar maiores problemas de flambagem.

## 2.5

### **Esforços nos *risers* oriundos das condições ambientais**

Em regiões onde as condições ambientais são mais intensas, as ondas e ventos muito fortes vão induzir na unidade flutuante movimentos de grande amplitude. Como

o topo do *riser* está conectado a essa unidade flutuante de produção, os movimentos da unidade flutuante são imediatamente transmitidos ao *riser*, gerando uma onda compressiva que se propaga desde seu topo até o ponto onde a catenária toca o solo submarino, conhecido como TDP (*Touch Down Point*). Uma vez que a onda de compressão atinge esse ponto, encontra um obstáculo à sua propagação que é o próprio solo, o qual, baseado na lei da ação e reação, tende a refletir a onda de compressão de volta, aumentando ainda mais o nível de compressão nessa região do *riser* (Figura 2.21). Essa região que apresenta uma grande concentração de tensões é conhecida como a TDZ (*Touch Down Zone*) e tem um papel fundamental na formulação do problema de otimização a ser apresentado nesse trabalho.



Figura 2.21 – Região de altas tensões sofridas pelo *riser* (Andrade, 2011)

Caso as cargas de compressão assumam valores críticos, a resposta da estrutura do *riser* para liberar toda a energia compressiva acontece por meio de uma instabilidade geométrica, conhecida como “flambagem”, que em determinadas situações, pode acarretar o colapso estrutural. Este problema tem sido um intenso objeto de pesquisa da indústria do petróleo, em parceria com as universidades, com o objetivo de se buscar alternativas para reduzir o efeito dessas cargas compressivas. Entre as possíveis soluções, encontra-se a instalação de flutuadores ao longo do comprimento do *riser*, provocando uma redução do seu peso e uma modificação de sua configuração geométrica de equilíbrio.

Além do problema de flambagem, outra causa natural que pode afetar estruturalmente um *riser* é o fenômeno conhecido como *VIV* (vibrações induzidas por vórtices). Esse fenômeno consiste em vibrações do *riser* causadas por vórtices que se originam com a passagem da corrente marítima. Se a velocidade da corrente for muito alta, a frequência de criação dos vórtices pode alcançar valores críticos, fazendo com que o *riser* comece a vibrar.

Essas vibrações afetam diretamente o material que compõe o *riser*, reduzindo-lhe a vida útil (fenômeno da fadiga). Para a prevenção desse fenômeno são instalados ao longo do comprimento do *riser* dispositivos conhecidos como supressores de vórtices, para orientar a passagem da corrente marítima. O problema do uso desses dispositivos é o alto custo envolvido em sua instalação.

## 2.6

### Considerações sobre a escolha da configuração RCHA

Com as recentes descobertas da Petrobras em profundidades acima de 2 mil metros, não apenas o aumento da pressão hidrostática como também a elevação da magnitude das cargas dinâmicas nessas regiões, fez com que o uso do conceito de *riser* flexível apresentasse dificuldades com relação a aspectos técnicos e econômicos. Os *risers* de aço sobrepujaram esse problema com um simples aumento de espessura de parede e a vantagem de empregar materiais mais baratos, além de seu processo de fabricação ser mais simples.

Nesse sentido, a Petrobras vem investigando desde os anos 1990 o SCR (*riser* de aço em catenária) como uma alternativa aos *risers* flexíveis. Hoje ele é considerado como uma alternativa disponível para qualquer aplicação em semisubmersíveis. O interesse na aplicação de SCRs conectados a FPSOs (unidades flutuantes de produção e armazenamento), em decorrência da tendência de uso dessas unidades para exploração e produção em águas profundas, trouxe a necessidade de se estudar esse conceito cuidadosamente, em função das elevadas amplitudes de deslocamentos que são impostos pelo navio ao topo dos *risers*.

Devido à implantação do PDET (sistema de exportação para águas profundas da Bacia de Campos), a nova semisubmersível P-52, a 1.800m de profundidade, no Campo de Roncador, teve como requisito adicional maiores diâmetros para os *risers* de produção de óleo. Nos estudos preliminares efetuados para a P-52, foi considerada a necessidade de cerca de quarenta *risers* de aço, ou SCRs. Durante os estudos complementares de viabilidade técnica, foi considerado um *riser* de dezoito polegadas de diâmetro. Com base nas metodologias de projeto e nos critérios da Petrobras, a alternativa SCR em catenária simples não alcançou o tempo de vida e a fadiga requeridos.

Assim, a Petrobras desenvolveu projetos P&D com companhias europeias e universidades brasileiras, de forma a estudar diferentes configurações de *risers* de aço usando elementos de flexibilização. Para os FPSOs do tipo torre de popa ancorada e pivotada, a configuração *lazy-wave* foi considerada a mais adequada, devido ao seu comportamento estrutural, comparado com o de outras configurações. Um estudo detalhado foi realizado pelo Centro de Pesquisas da Petrobras para verificar a integridade estrutural de um SLWR (*riser* de aço em catenária *lazy-wave*) conectado a um FPSO amarrado por torre pivotada, numa profundidade de 1.290m, no campo de Albacora Leste. Os resultados do *riser* instalado mostraram a sua viabilidade técnica. A Petrobras continuou os seus estudos sobre o SLWR, a fim de verificar seu comportamento quando conectado a uma FPSO com uma ancoragem convencional. Um SLWR conectado a um FPSO com ancoragem convencional, numa profundidade de 1.900m, no Campo de Roncador, foi recentemente estudado, e sua viabilidade técnica foi também ratificada. Por esse motivo, passou-se a considerar a configuração alternativa com flutuadores, ou *lazy-wave*.

No entanto, existem algumas restrições para a instalação da alternativa *lazy-wave*, que demanda estudos mais detalhados, que o comparem economicamente com as demais alternativas. Da mesma maneira que já foram desenvolvidos estudos sobre configurações tipo SLWR, outras geometrias têm sido estudadas, tais como o *riser lazy-S*, o *riser pliant-wave*, o *riser* híbrido autossustentável. Esses tipos apresentaram resultados ótimos quanto a sua viabilidade técnica (problemas de flambagem, VIV etc.), mas sua aplicação implica um aumento do custo envolvido, em termos de uma maior logística de instalação e aplicação, devido à complexidade de suas respectivas geometrias.

Uma possível alternativa é o *riser* RCHA (*riser* em catenária hidro-amortecidos), que funciona de forma semelhante à de um *riser* de configuração SLWR, usando trechos de flutuadores espaçados entre si ao longo do *riser*, mas cuja geometria é mais simples. Esse tipo de configuração usa espaçamentos maiores e comprimentos de flutuadores menores em comparação ao SLWR, o que faz com que o *riser* RCHA adote uma configuração próxima a de um *riser* em catenária livre (SCR). Esse ponto é muito importante, pelo fato de que a implementação de um *riser* com configuração em catenária reduz o tempo de instalação e a logística do processo em comparação com outro tipo de configuração.

Estudos preliminares indicam sua viabilidade técnica e econômica, em função de sua fácil implementação. Por esse motivo, a configuração RCHA é estudada neste trabalho, com o objetivo de analisar seu comportamento e dimensionamento e

contribuir com informações que permitam o uso desse tipo de configuração na prática. Seu comportamento estrutural e suas características geométricas serão estudados respectivamente nos Capítulos 4 e 5 deste trabalho.