

## 10

### Referências Bibliográfica

- [1] PETROBRAS – Website “www.petrobras.com.br” – 2003.
- [2] Alves, Iberê N. – Notas de aula da disciplina “Engenharia de Produção”, CCE/PUC-Rio – 2001.
- [3] Rocha, Luiz Alberto S. – Notas de aula da disciplina “Engenharia de Poços”, CCE/PUC-Rio – 2001.
- [4] Pizarro, Jorge Oscar S. – Notas de aula da disciplina “Engenharia de Reservatório”, CCE/PUC-Rio – 2001.
- [5] Thomas, José Eduardo – “Fundamentos de Engenharia de Petróleo”, Editora Interciência – 2001.
- [6] Brill, James P.; Beggs, H. Dale – “Two-Phase in Pipes”, University of Tulsa – 1975.
- [7] Golczynski, T.S.; Niesen, V.G. – “A Tale of Two Trees: Flow Assurance Challenges for Wet Tree and Dry Tree Systems in Ultra Deep Water”, SPE 71545, Society of Petroleum Engineers – 2001.
- [8] Alves, I; Alhanati, F.; Shoham O. – “A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines”, SPE 20632, Society of Petroleum Engineers.
- [9] Hayes, D. – “Dry Completions Dominate”, Hart’s E&P Net – 2000.
- [10] Taxy, S.; Alary, V.; Vuattier, C. – “Comparison of Operating Philosophies Applicable to Surface or Subsea Wellheads in Ultra Deep Waters”, DOT – 2001.
- [11] Rocha, Luiz Alberto S.; Andrade, Renata; Soffried, K. – “How Water Depth Affects Extended Reach Drilling”, OTC 15326, Offshore Technology Conference - 2003.
- [12] Holman, Jack Philip – “Transferência de Calor”, Editora McGraw-Hill – 1983.
- [13] Sissom, Leightton E.; Pitts, Donald R. – “Fênomenos de Transporte”, Editora Guanabara – 1988.

## Apêndice A

### Unidades Estacionárias de Produção (UEP)

A unidade de produção é uma estrutura que disponibiliza na superfície suporte à produção de petróleo no mar, através de uma planta de separação de óleo/gás/água, equipamentos de tratamento, bombas, alojamentos e refeitórios, entre outros equipamentos. Algumas unidades têm a capacidade de suportar a utilização de completação seca e admitir adicionalmente a atividades de produção, atividades de perfuração/completação.

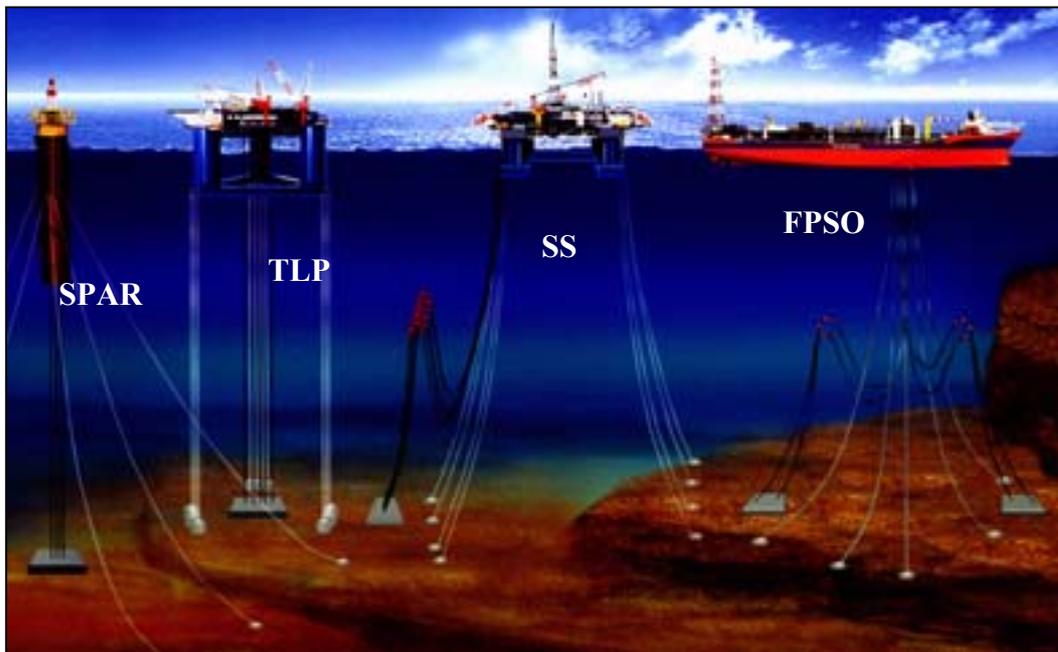


Figura 58- Tipos comuns de Unidades Estacionárias de Produção (UEP)

#### a) Plataformas Semi-submersíveis (SS)

Este tipo de unidade flutuante é composto, fundamentalmente, de uma estrutura com um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos, que são denominados de “pontoons”. São estruturas amplamente empregadas para produção, completação e perfuração “offshore”.

Em sistemas de produção com adoção de plataformas semi-submersíveis, os poços de petróleo são perfurados e completados por uma outra unidade flutuante

de perfuração tipo MODU (Mobile Offshore Drilling Unit). A completação é do tipo molhada com ANMs (Arvore de Natal Molhada) instaladas no fundo do mar e ligadas a plataforma por meio de dutos estáticos e dinâmicos (*risers*).

Embora uma semi-submersível apresente uma amplitude de movimentos bem menor que a de uma unidade baseada em cascos de navios, ainda assim não são utilizados poços de completação seca neste tipo de unidade.

Existem alguns arranjos do “layout” submarino que permitem que a unidade possa também acessar verticalmente os poços submarinos, e desta maneira eliminar a necessidade de uma MODU para fazer a intervenção e manutenção dos poços. No entanto, uma vez que o sistema de amarras da semi não permite grandes excursões, os poços devem estar dentro de uma área pequena e diretamente abaixo da unidade.

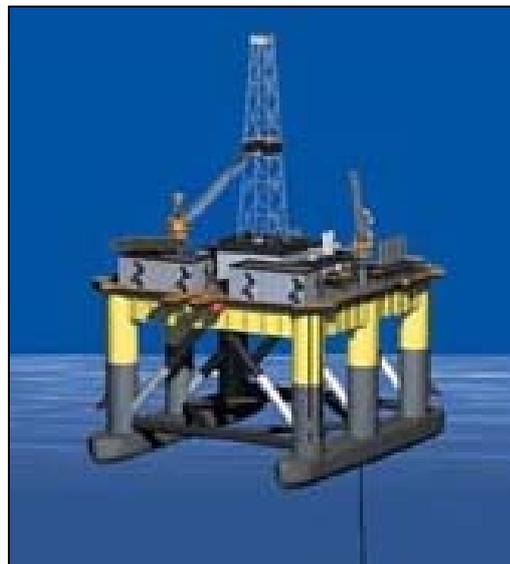


Figura 59- Semi-submersível (SS)

Este tipo de unidade flutuante é mantido na locação através de linhas de ancoragem que podem ser do tipo convencionais, instalada em catenária livre, ou do tipo “taut-leg”.

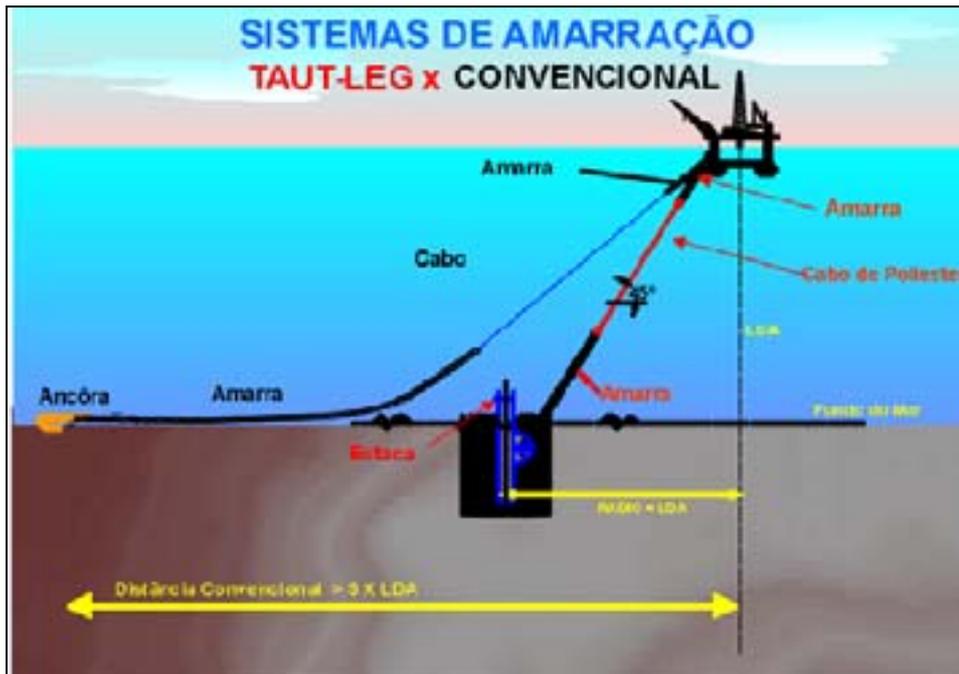


Figura 60- Desenho esquemático de sistemas de ancoragem

Um outro tipo de sistema para posicionamento, mais comum em unidades de perfuração e completação, é o denominado de “posicionamento dinâmico”. Este sistema é composto de propulsores controlados por um sistema de computadores, que utilizando referências de satélites, mantêm a unidade estacionária.

No Brasil, no final dos anos 70, este tipo de plataforma foi muito utilizado para a implantação dos chamados Sistemas de Produção Antecipada, que consistiam na instalação de uma pequena planta de produção em plataformas semi-submersíveis, inicialmente usadas para operações de perfuração e completação.

As semi-submersíveis têm como desvantagem o fato de prestarem-se somente ao uso de completação molhada, face as suas características de deslocamento.

### b) Floating Production Storage and Offloading (FPSO)

Inicialmente os navios eram usados somente para as operações de perfuração e/ou completação, chamados de navios sonda. Posteriormente os navios passaram a ser empregados na produção, através da conversão de navios petroleiros ou graneleiros em FPSO (“Floating Production Storage and

Offloading”). Em geral, são usados navios de grande porte, chamados de VLCC (“Very Large Crude Carrier”).

Este tipo de sistema é adequado ao desenvolvimento de campos de petróleo em águas profundas e rasas, em sistemas de produção antecipada ou em localidades que não disponham de muita estrutura submarina para a exportação do óleo produzido.

Como o sistema é baseado em um casco com forma de navio, o FPSO tem uma grande amplitude de movimentos em todos os seus graus de liberdade, sendo que os movimentos de “heave” e “roll” são bastante acentuados e, portanto elimina a possibilidade de utilizarmos completação seca.

Uma vez que, não é desejável que os navios recebam efeitos de condições ambientais severas pelo seu través (perpendicular ao eixo popa-proa); visto que a área do costado exposta às forças de arrasto devidas às ações da onda, vento e corrente é muito grande; é comum utilizar-se um sistema de “swivel” denominado de “turret”. Este sistema é constituído de rolamentos que permitem ao navio girar e ficar alinhado com as condições ambientais extremas (“weathervane”), ou seja, o navio receberá sempre mar de proa.

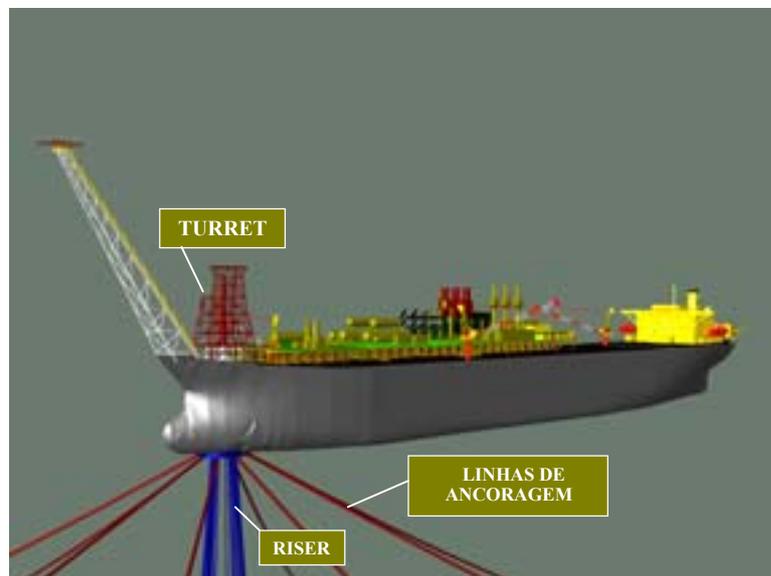


Figura 61- Arranjo geral de um FPSO com “Turret”

No Brasil, embora as condições de mar não sejam tão brandas, as direções de alinhamento do navio são previsíveis e permitem a eliminação do “turret”, adotando-se um sistema de amarração modificado, para permitir que o navio

possa se alinhar àquelas direções preferenciais. Este tipo de amarração é denominado de DICAS (Differentiated Compliant Anchorage System).

No caso da Bacia de Campos, o navio utilizando o sistema DICAS, é aproado para sudoeste e pode girar de forma limitada (aproximadamente 45 graus para o arranjo das linhas de ancoragem denominadas de “small yaw” e 90 graus para “large yaw”), em torno de um eixo de pivotamento próximo da proa, fazendo com que o navio receba condições ambientais de través mais amenas (noroeste ou sudeste).

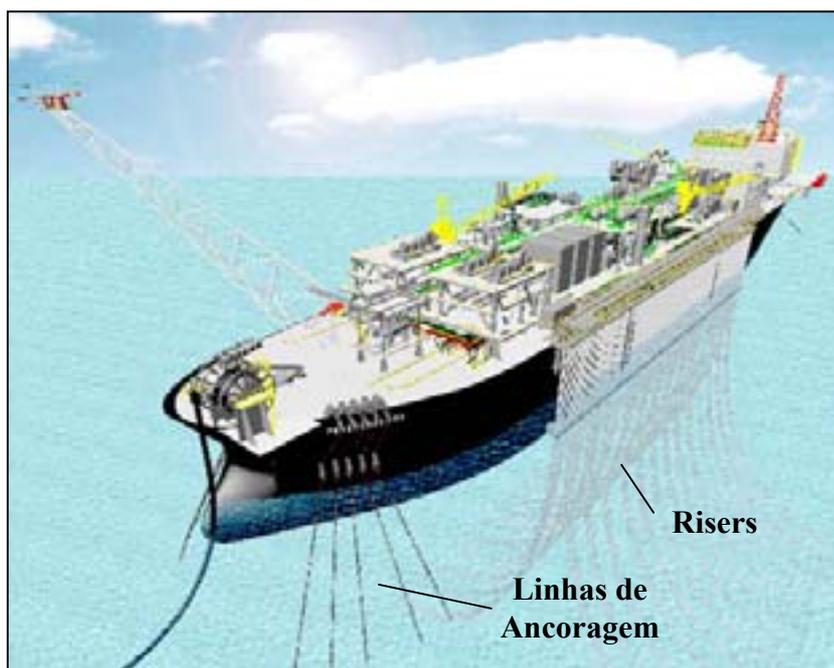


Figura 62- FPSO com sistema de ancoragem tipo “DICAS”

Assim, qualquer intervenção ou manutenção futura nos poços deverá ser realizada através de uma MODU.

O desenvolvimento de um campo marítimo de petróleo com utilização de um FPSO, possui uma arquitetura muito similar à de um campo que emprega uma semi-submersível como unidade de produção.

Uma vez que o sistema é baseado em navios petroleiros, um FPSO possui tanques que podem armazenar grande quantidade de óleo, permitindo a continuidade da produção enquanto aguardam a conexão de um navio aliviador, que fará o transporte do óleo produzido para terminais em terra.

A exportação do gás é feita por meio de gasodutos submarinos ligando o FPSO a um terminal na costa ou a outra unidade com capacidade para compressão do gás até a mesa.

### c) Floating Production Drilling Storage and Offloading (FPDSO)

Para aumentar a funcionalidade de unidades destinadas a sistemas de produção antecipada em águas ultra-profundas, alguns fabricantes de plataformas desenvolveram novos conceitos de UEPs, associando às funções que caracterizam um FPSO, a capacidade de perfuração. A inovação consiste basicamente, na inclusão de uma plataforma de árvore de produção seca, no moonpool da embarcação.



Figura 63- FPDSO TECHNIP DPS-2000

### d) "SPAR" - Deep Draft Cassion Vessel (DDCV)

A SPAR é uma plataforma perfuração e produção para águas profundas. Sua estrutura é composta de um casco de seção transversal circular que se posiciona verticalmente na água sustentada pelos tanques de flutuação localizados na parte superior da estrutura. Em caso de necessidade, sua estabilidade pode ser aumentada através da adição de lastro sólido nos compartimentos localizados em sua quilha.

A plataforma SPAR é mantida na locação por meio de sistema de ancoragem do tipo "taut-leg".

Este tipo de unidade possui amplitude de movimentos bastante reduzida, o que permite a utilização de poços de completação seca ou molhada.

Os poços de completação seca são normalmente perfurados da própria SPAR e ligados até o seu convés por meio de *risers* rígidos verticais que se assemelham aos utilizados durante a fase de perfuração.

No caso de adoção de completação seca, qualquer intervenção ou manutenção nos poços pode ser feita através da própria SPAR, eliminando a necessidade de utilização de uma unidade adicional, do tipo MODU.

Existem alguns modelos de SPAR que permitem o armazenamento do óleo produzido, em tanques internos. Entretanto, este tipo de unidade tem perdido terreno para os modelos sem estocagem, que permitem uma capacidade de carga maior.

Quando utilizada uma SPAR sem capacidade de armazenamento de óleo, o escoamento da produção deverá ser feito por meio de dutos ou através de uma unidade de armazenamento de produção auxiliar e navios aliviadores.

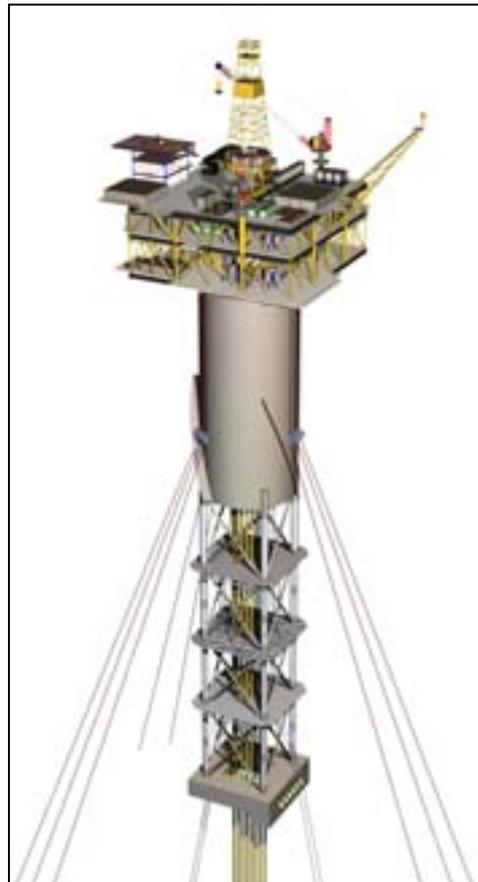


Figura 64- Truss SPAR (TECHNIP)

#### e) Tension Leg Platform (TLP)

As TLPs são unidades flutuantes que apresentam uma estrutura bastante semelhante à plataforma semi-submersível, sendo mantida na locação através de tirantes feitos de tubos de metal ou materiais compósito, que são ancorados no leito marinho.

O grau de flutuação da plataforma possibilita a manutenção do tracionamento dos tendões, reduzindo drasticamente os movimentos da unidade.

Devido à alta rigidez no plano vertical do sistema, as TLPs são plataformas possuem amplitude de movimentos extremamente reduzida, o que permite a utilização de poços de completação seca, assim como as SPARs.

Além disso, devido à sua forma e amplitude de movimentos, uma TLP pode receber poços de completação molhada também. Entretanto, o principal parâmetro que limita a adição ilimitada de poços de completação molhada é a reduzida capacidade de carga de uma TLP.

Devido à falta de capacidade de armazenamento, existe a necessidade de um método de escoamento da produção que pode ser por meio de dutos ou por meio de navios aliviadores.

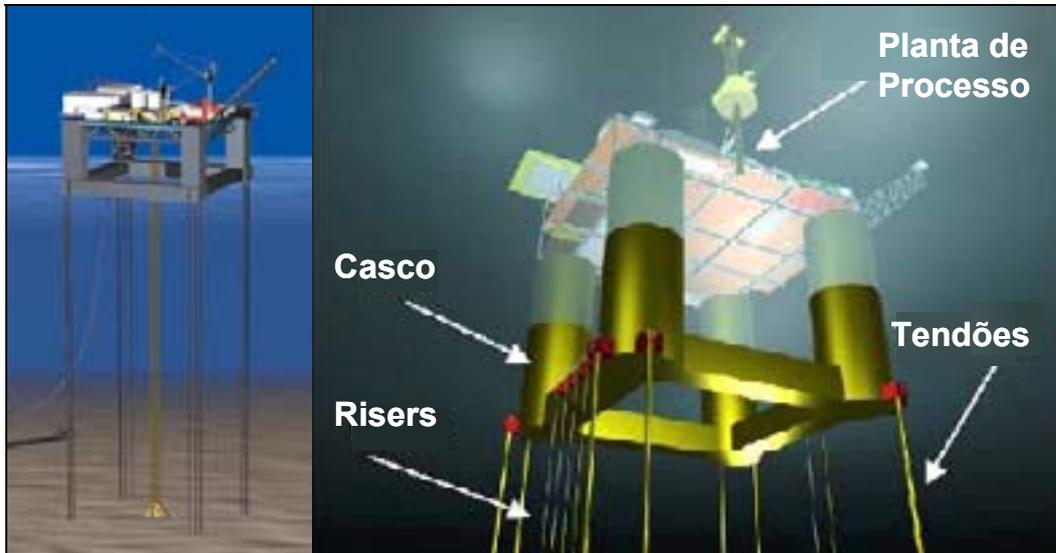


Figura 65- Tention Leg Platform (TLP)

## Apêndice B

### Fundamentos da Perfuração Direcional

#### a) Definições Básicas

Um poço é caracterizado como direcional quando a linha vertical passando pelo objetivo (target) está localizada a certa distância horizontal da cabeça do poço. Esta distância horizontal é chamada de *afastamento*.

Poços direcionais são aplicados para casos especializados, tais como formação com várias camadas, reservatórios inclinados, reservatórios depletados e processos de novas reservas. Para a maioria dos casos, o principal objetivo de perfurar poços direcionais (horizontais) é pelo fato de oferecer uma grande área de contato com o reservatório (área de escoamento), tornando a perfuração horizontal muito útil na produção primária. Os poços direcionais horizontais são considerados excelentes ferramentas no desenvolvimento do reservatório.

O caminho percorrido pela broca partindo da cabeça do poço até atingir o objetivo (ou o final do poço) é chamado de *trajetória direcional*.

A distância vertical, passando através da cabeça do poço e qualquer ponto do poço é chamada de *profundidade vertical*, enquanto a distância percorrida pela broca para atingir esta profundidade, é chamada de *profundidade medida*.

Numa perfuração direcional, a seção do poço onde ocorre o ganho de ângulo é denominada de “*build section*”. Normalmente isto ocorre a uma taxa de ganho de ângulo constante chamada de “*build up rate*” (BUR), a qual é expressa em graus/30m (ou graus/100 ft).

$$BUR = \frac{360}{2\pi R} \quad (83)$$

Onde:

R = raio de curvatura, metros.

O raio da seção do poço onde ocorre o ganho de ângulo pode ser classificado em quatro faixas: longo, médio, intermediário e curto, dependendo da taxa de ganho de ângulo utilizada.

O ponto inicial dessa seção é denominado “kick off point” (KOP) e o ponto final, quando deixa de haver alteração do ângulo da trajetória do poço, é denominado “end-of-build” (EOB).

O ponto inicial dessa seção é denominado “kick off point” (KOP) e o ponto final, quando deixa de haver alteração do ângulo da trajetória do poço, é denominado “end-of-build” (EOB).

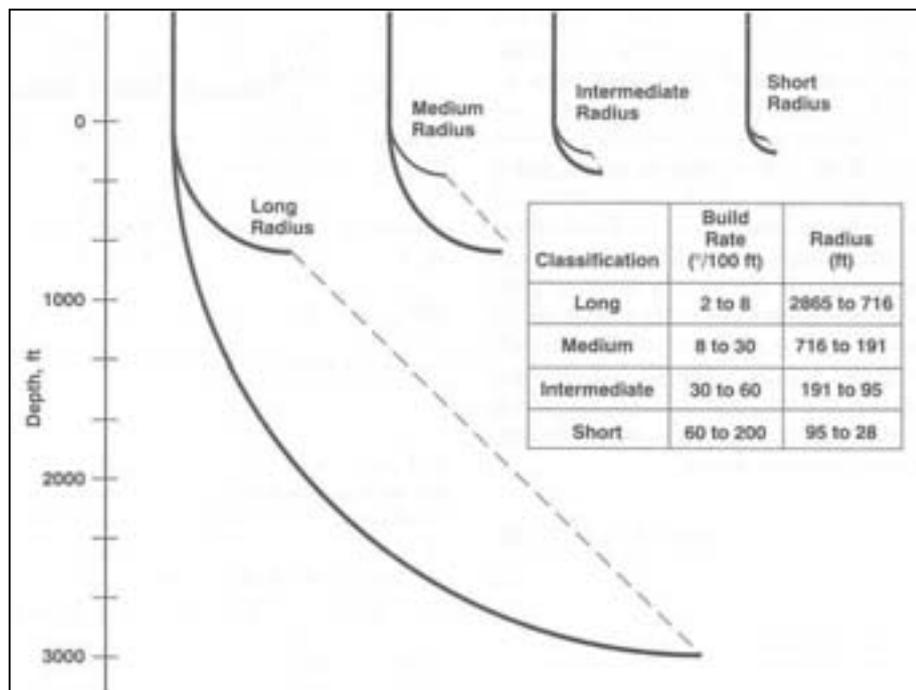


Figura 66- Classificação do raio da seção do poço onde ocorre o ganho de ângulo, fonte [3]

A seção onde o ângulo é mantido até atingir o objetivo é denominada “Tangent Section” ou “Slant Section”, sendo que a inclinação do poço é sempre medida com relação a vertical.

O azimute exprime a direção do poço com relação ao norte verdadeiro quando rebatido no plano horizontal.

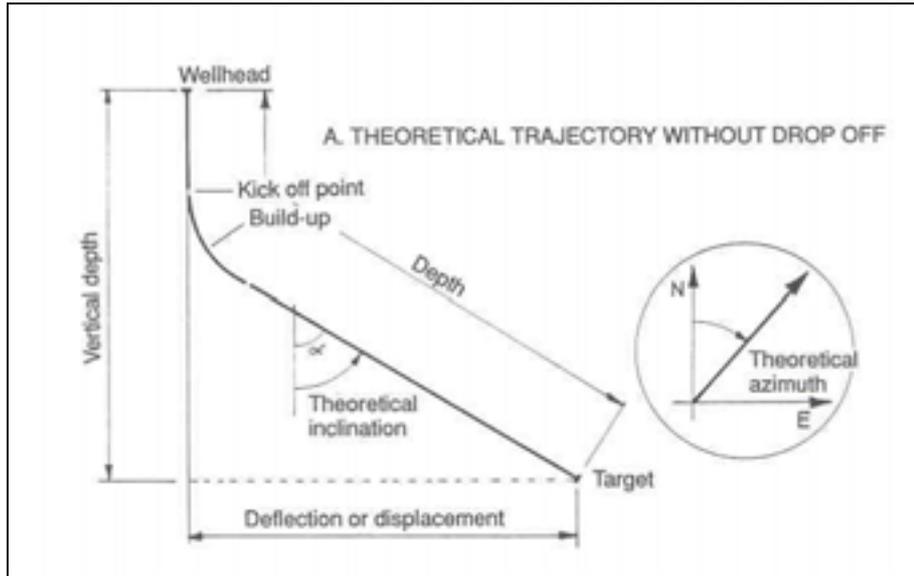


Figura 67- Trechos de uma trajetória de perfuração direcional, fonte [3]

**b) Perfuração Direcional de Grande Afastamento**

Nos últimos anos, a perfuração de poços de grande afastamento (ERW- Extended Reach Well) tornou-se prática bastante comum na indústria petrolífera.

Em águas profundas, a aplicação de ERW permitiu o uso de plataformas com completação seca, tipo TLP ou SPAR, melhorando a garantia de escoamento e reduzindo os custos atrelados as intervenções futuras nos poços, figurando como uma opção promissora para o desenvolvimento de campos de petróleo onde o custo operacional é drasticamente impactado pela necessidade de freqüentes intervenções.

É comum pensar em ERW como sendo poços direcionais que tenham deslocamento muito maior que a profundidade vertical total (TVD – “Total Vertical Depth”). Também é comum usar a relação entre deslocamento horizontal e TVD (DTVD) para classificar poços direcionais. Seguindo esta visão, os poços poderiam ser classificados conforme abaixo:

DTVD		Classificação
De	Até	
0	2	“Conventional Directional Well” (Non ERW)
2	3	“Extended Reach Well” (ERW)
3	-	“Severe Extended Reach Well” (S-ERW)

Tabela 40- Classificação de poços quanto ao afastamento

A indústria petrolífera utiliza com frequência a DTVD para expressar o grau de complexidade relacionado com o planejamento e execução de um ERW em terra e em águas rasas. Seguindo esta definição, um poço em terra com um afastamento de 4.000 m e TVD de 2.000 m ( $DTVD = 2,0$ ) é definido como um ERW.

Seguindo a mesmo raciocínio, um poço perfurado no mar em uma lâmina de água de 1.500 m, com um afastamento de 4.000 m e TVD de 2.500 m, seria enquadrado como um poço convencional ( $DTVD = 1,6$ ).

Se considerarmos o TVD medido com relação ao fundo do mar ( $TVD = 2.500 \text{ m} - 1.500 \text{ m} = 1.000 \text{ m}$ ), o poço em questão teria um DTVD igual a 4,0, sendo classificado como um poço S-ERD (Severe Extended Reach Well).

A perfuração em águas profundas está associada a uma série de dificuldades adicionais que tornam a execução de um ERW um desafio bem mais complexo.

Assim sendo, quando nos referimos à perfuração em águas profundas, a definição do grau de complexidade de um poço não poderá ser ditada por regras já consagradas pela indústria petrolífera, mas sim pela análise de um conjunto de fatores, tais como: trajetória planejada, profundidades de assentamento dos revestimentos, dificuldade para limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca, características do fluido de perfuração, cimentação do revestimento, nível de torque, nível de arraste, nível de instabilidade da formação e etc.

### c) ERW em Cenários de Águas Profundas e Ultra-profundas

Como as definições de águas profundas e ultra-profundas pode conduzir compreensões diferentes, neste trabalho foram assumidos os parâmetros apresentados na tabela abaixo, para a classificação do tipo de poço quanto à profundidade de água (PDA). A Tabela 41 representa a classificação atualmente adotada pela Petrobrás.

Profundidade de Água (PDA)		Classificação
De (m)	Até (m)	
0	300	Águas Rasas
301	1500	Águas Profundas
1501	-	Águas Ultra-profundas

Tabela 41- Classificação de poços quanto à profundidade de água

Com o desenvolvimento de campos de petróleo no mar, aproximando-se da barreira dos 3.000 m de PDA, torna-se fundamental a avaliação formas alternativas para contornar as dificuldades que cercam a produção de petróleo em profundidades desta ordem.

Apesar dos inúmeros benefícios relacionados com o fluxo da produção, que o poço utilizando ERW pode apresentar em águas profundas, sua aplicação poderá sofrer restrições em função dos efeitos da profundidade de água. O risco de ocorrência de fraturamento da formação devido à grande perda de carga no anular da coluna de perfuração ou de instabilidade do poço devido à acentuada inclinação do mesmo aumenta não só com a profundidade de água, mas também com o crescimento do afastamento horizontal.

A Figura 68 apresenta uma visão esquemática da trajetória de dois poços em dois cenários com profundidades de água diferentes. Como a coluna de sedimentos em locação de água profunda é menor que a coluna de sedimentos em locação de água rasa, a inclinação do poço em água profunda precisa ser maior. Por conseguinte, é mais provável a ocorrência de problemas de instabilidade na perfuração dos poços em águas profundas.

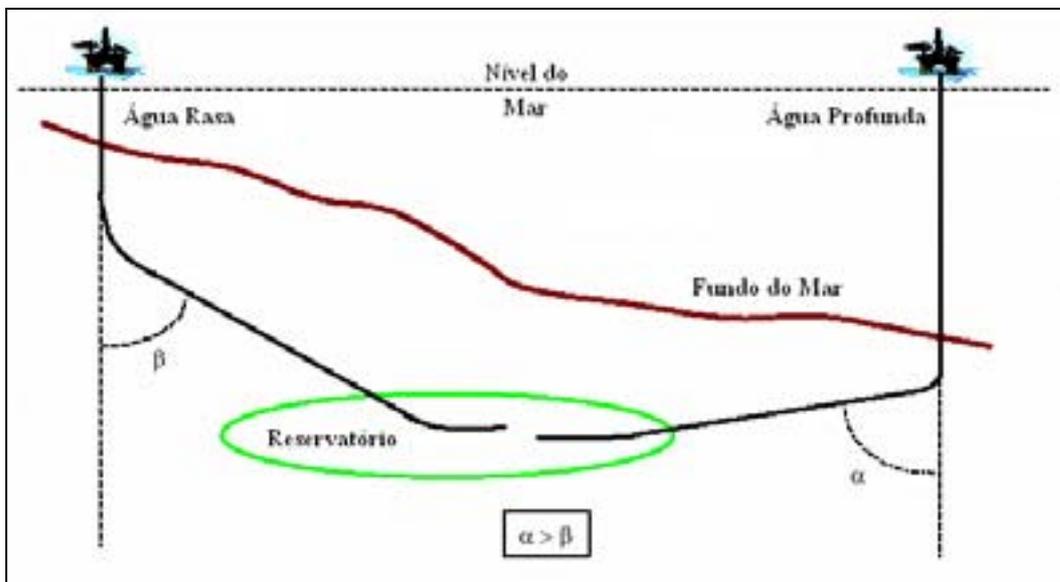


Figura 68- Duas trajetórias de poços direcionais que alcançam o mesmo objetivo

No cenário de águas profundas onde se localiza a maioria dos grandes reservatórios de petróleo brasileiros, o subsolo predominante pode ser caracterizado pelos seguintes aspectos:

- (i) Menor tensão de sobrecarga devido à grande coluna de água se comparado a locações em terra ou em águas rasas. Isto geralmente resulta em um relativamente baixo regime de tensão.
- (ii) Estruturalmente fraco, com baixa compactação, sedimentos não consolidados, encontrados principalmente na porção mais rasa do subsolo.

Nestas condições, um ERW típico caracteriza-se por:

- (i) Raso kick-off point (KOP)
- (ii) Baixa severidade de “dog leg” (DLS) ou Perfis de Catenária
- (iii) Seções tangentes Longas e altamente inclinadas

As combinações dos fatores acima listados conduzirão a um número de situações específicas, que precisam ser bem entendidas para evitar-se o risco de insucesso e desperdício de recursos.

#### **d) Gradiente de Pressão de Poros versus Gradiente de Pressão de Fratura**

A redução da tolerância entre o gradiente de pressão de poros e o de fratura, resulta em um dos maiores desafios para a perfuração em águas profundas. A Figura 69 ilustra o problema através de gráficos esquemáticos comparativos do gradiente de pressão poro e o de fratura, como uma função da profundidade, para dois cenários.

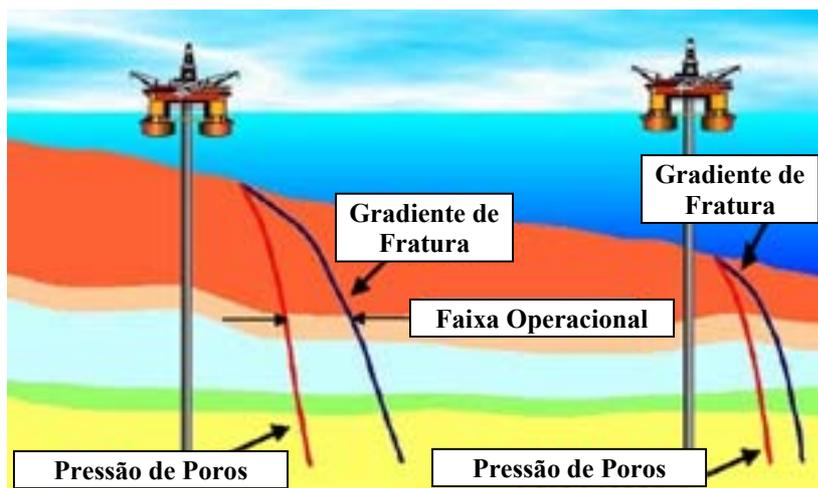


Figura 69- Gradientes de pressão de poros e fratura típicos diferentes PDA

No gráfico representativo da situação em águas mais profundas, a diminuição observada do gradiente de pressão de fratura ocorre principalmente devido à redução do gradiente de pressão de sobrecarga. Nestas circunstâncias, a janela operacional formada pelos gradientes de pressão de poro e de pressão de fratura, será cada vez mais reduzida quanto maior for a profundidade de água.

Exemplos típicos de como a janela operacional reduzida afeta a perfuração em águas profundas e ultra-profundas, são: grande número de colunas de revestimento, diâmetro reduzido na profundidade total do poço, impossibilidades de alcançar profundidade total e fraturamento da formação durante operações de controle de “kick”.

A utilização de equipamentos que permitem o monitoramento da pressão durante a perfuração (PWD-Pressure While Drilling), tem se mostrado como uma forma eficaz para controlar a densidade do fluido de perfuração, promovendo a limpeza adequada do poço, sem provocar o fraturamento da formação.

### e) Instabilidade do poço

A instabilidade da formação afeta tanto os poços verticais quanto os direcionais, dependendo do regime de tensões no subsolo. Em geral, a tensão vertical é a que prepondera, sobre as duas componentes horizontais.

A abertura de um poço através de uma formação altera o estado de tensões inicial desta formação, provocando a redistribuição das tensões na formação remanescente ao redor do poço. Este estado de tensões é função de vários fatores que incluem as tensões in situ, as propriedades das rochas e a pressão imposta pela

coluna de fluido de perfuração, dentro do poço. É importante salientar que a pressão exercida pelo fluido de perfuração não restabelece o estado original de tensões.

As tensões in situ são normalmente geradas pela pressão de sobrecarga atuando sobre um elemento de rocha. A pressão de sobrecarga ou “overburden”, que é a pressão exercida pelo peso total das camadas sobrepostas (rochas e fluidos), atuando num ambiente confinado, gera por sua vez duas outras componentes normalmente horizontais que podem ser iguais ou não. A Figura 70 ilustra este estado de tensões e suas respectivas componentes.

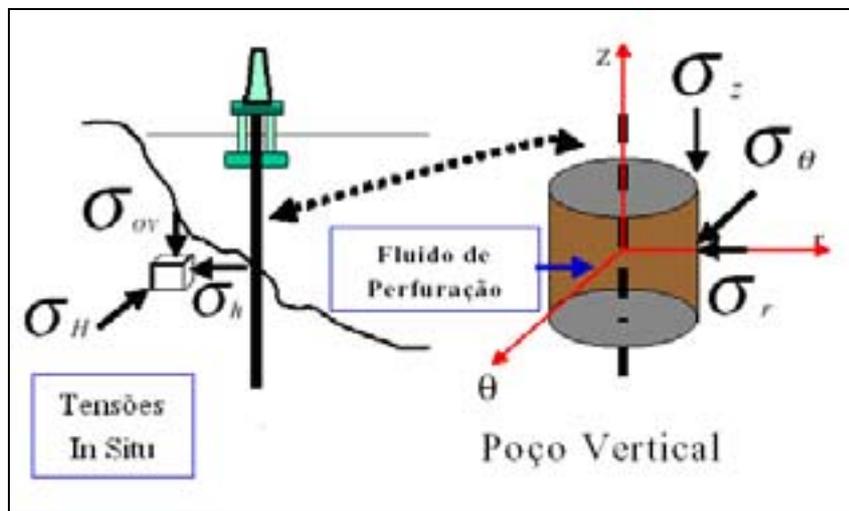


Figura 70- Tensões in situ – poços verticais, fonte [3]

A pressão de sobrecarga é função da profundidade e densidade total das rochas (densidade dos grãos, porosidades e fluidos contidos nos poros), sendo determinada pela equação abaixo:

$$\sigma_{ov} = \int_0^z \rho_b g dz \quad (84)$$

Onde:

$\sigma_{ov}$  = pressão de sobrecarga

$\rho_b$  = densidade da formação

$g$  = constante gravitacional

$z$  = profundidade

Exceto em situações específicas, como em perfuração em áreas de domos de sal, os poços direcionais são em geral mais propensos a apresentar gradientes de pressão de colapso mais elevados.

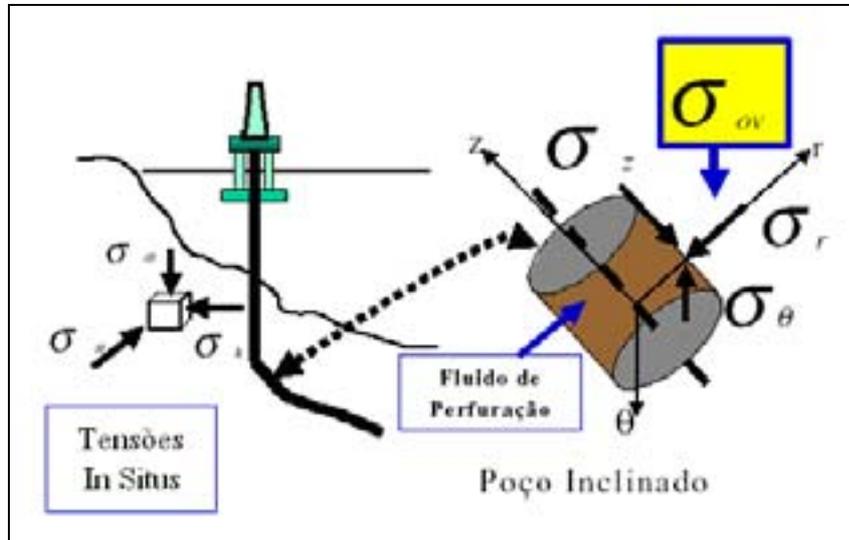


Figura 71- Tensões “in situ” – poços horizontais, fonte [3]

Tal fato conduziria ao uso fluido de perfuração mais denso, a fim de evitar-se o desmoronamento das paredes do poço e o seu colapso. Entretanto, num cenário de águas profundas, devido às estreitas janelas operacionais compreendidas entre o gradiente de pressão de poros e o de pressão de fratura, o aumento do peso do fluido de perfuração pode não ser uma opção, pois aumentaria as chances de fraturar a formação.

Quando a pressão de lama não é suficientemente alta para conter as paredes do poço poderá ocorrer a deformação das mesmas, podendo resultar em seu desmoronamento. Este modo de ruptura por tensões compressivas é denominado de falha por colapso.



Figura 72- Falha por colapso, fonte [3]

Porém, quando a pressão de lama é excessivamente alta, pode causar outro tipo de falha, denominada de ruptura por tração ou fraturamento hidráulico. Neste caso, o excesso de pressão exercida pelo fluido de perfuração pode fazer com que as minúsculas fissuras existentes nas paredes do poço se estendam, causando a fratura da formação. Este modo de ruptura pode conduzir a problemas de perda de circulação.

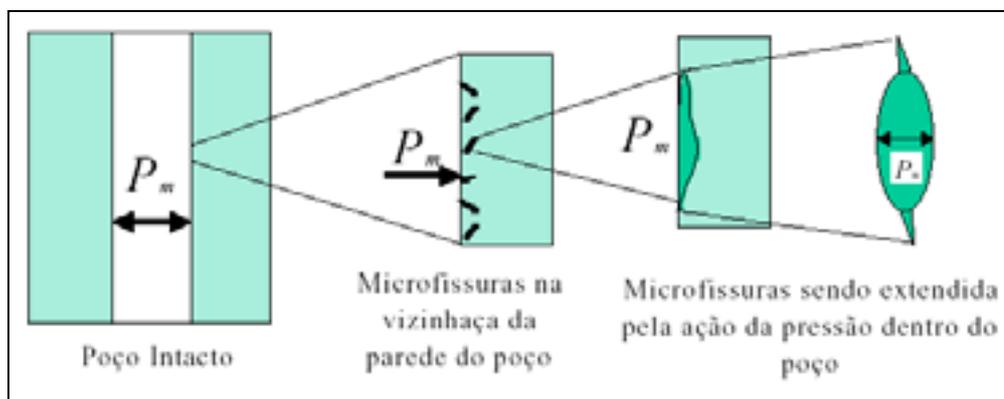


Figura 73- Falha por tração ou fraturamento hidráulico, fonte [3]

#### f) Limpeza do poço

A limpeza do poço é um dos pontos críticos, na perfuração da seção com grande ângulo de inclinação nos poços de grande afastamento. Transportar o cascalho gerado no corte da formação durante a perfuração, torna-se mais difícil em trechos com inclinação entre 40 e 65 grau, devido à tendência do cascalho depositar-se na parte inferior do poço formando um berço para a coluna.

Em seções de poço com inclinação entre 65 a 90 graus, as dunas formadas na parte inferior do poço e logo acima do BHA (Bottom Hole Assembly), são responsáveis pela maioria das situações que levam ao travamento da coluna.

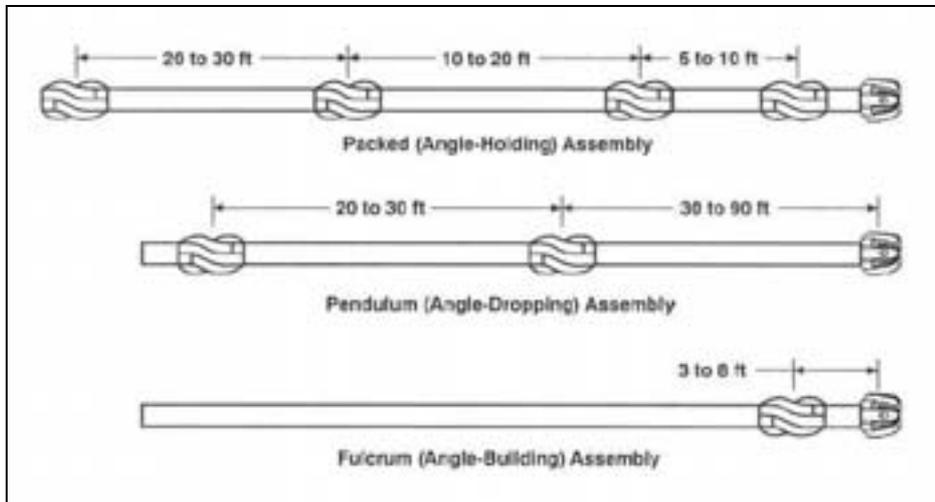


Figura 74- Exemplo de composições de fundo ou BHA (Bottom Hole Assembly), fonte [3]

Na perfuração em águas profundas e ultra-profundas, assuntos relacionados com a limpeza do poço tornar-se-ão cada vez mais sérios. Procedimentos incluindo, a utilização de vazões maiores, aumento da viscosidade do fluido de perfuração e da rotação de tubo, infelizmente tendem a aumentar perda de carga no anular e, por conseguinte a ECD (Equivalent Circulating Density), que pode ser um sério inconveniente na presença de baixos gradientes de pressão de fratura, comuns em águas profundas. Para evitar ECD excessivo, a redução de taxa de penetração (ROP) às vezes é a única solução para manter o poço limpo bastante para perseguir com a perfuração. Porém, devido às elevadas taxas diárias das sondas para águas profundas, esta medida acarreta a elevação do custo final do poço.

### g) Torque, Arraste e Flambagem

O torque, o arraste e a flambagem são assuntos de suma importância na execução de qualquer ERW, uma vez que acarretam sérias restrições para as operações de perfuração e completação dos poços. Valores excessivos de torque, freqüentemente observados durante a perfuração de um ERW, indicam a

necessidade de atenção especial tanto com a coluna de perfuração quanto com os equipamentos da sonda de perfuração, tais como o “top drive”.

O arraste axial, tração ou relaxamento do peso da coluna de perfuração, assim como o aumento da inclinação e da profundidade medida, podem se apresentar como fatores limitantes para uma ERD. Quando o peso sustentado da coluna de perfuração atinge níveis muito baixos, é um sinal que a coluna de perfuração está flambando e a transferência de peso para a broca não é mais possível, impedindo o avanço da perfuração.

Por outro lado, torna-se um problema nas operações onde uma força de tração é requerida, como revestimento e completação com assentamento de “packers” no fundo do poço. Também, as colunas de revestimento usadas em ERW, normalmente são muito longas e pesadas para serem puxadas para fora do poço se o arraste impedir a descida da coluna durante sua instalação.

Com o aumento do comprimento das seções com grande inclinação nos poços, a flambagem torna-se um obstáculo, fazendo com que seções de tubo com alto grau de liberdade possam dobrar excessivamente. Em situações críticas, a formação de uma hélice vai dificultar ou até mesmo impedir a perfuração, descida de equipamentos de completação e intervenção, uma vez que estas operações necessitam da aplicação de algum peso para sua realização.

Os problemas relacionados com o torque, o arraste e o flambagem podem ser mais sério em cenários de águas profundas e ultra-profundas, uma vez que o comprimento da coluna de perfuração dentro do *riser* não traz qualquer benefício, mas cria novos problemas. Esta seção da coluna não pode trabalhar sob compressão para evitar dano ao *riser*, simplesmente acrescentando carga extra ao sistema de perfuração da sonda. Por conseguinte, sondas de grande capacidade de carga são exigidas na perfuração de ERW, quando as locações encontram-se em águas profundas ou ultra-profundas.

## Apêndice C

### Glossário

ANM	Arvore de Natal Molhada
API	American Petroleum Institute
BHA	Bottom Hole Assembly
BCS	Bombeio Centrifugo Submerso
BSW	Basic sediments and water
Build-Up	Trecho com ganho de ângulo da trajetória do poço
BUR	Taxa de ganho de ângulo (build up rate)
DDCV	Deep Draft Cassion Vessel
DICAS	Differentiated Compliant Anchorage System
Dog-Leg	Mudança de direção na trajetória da perfuração
Drop-Off	Trecho do poço com perda de ângulo
ECD	Equivalent Circulating Density
EOB	Ponto onde deixa de haver alteração do ângulo da trajetória do poço (end-of-build)
ERW	Poço direcional de grande afastamento (Extended Reach Well)
Flowline	Trecho estático da linha de fluxo
FPDSO	Floating Production Drilling Storage and Offloading
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
FVM	Fluxo vertical multifásico
IPR	Curva Disponível do Sistema (Inflow Performance Relationship)
KOP	Ponto onde inicia o ganho de inclinação do poço (kick off point)
MODU	Mobile Offshore Drilling Unit
PDA	Profundidade de água
PVT	Pressão-volume-temperatura
PWD	Pressure While Drilling
RGO	Razão gás-óleo
Riser	Trecho dinâmico da linha de fluxo
ROV	Remote Operated Vehicle

SCR	Steel Catenary Riser
S-ERD	Severe Extended Reach Well
Slant	Trecho do poço com inclinação constante
SPA	Sistema de Produção Antecipada
SPAR	Plataforma mono coluna da Technip
SS	Plataformas Semi-submersíveis
TIAC	Temperatura de Início de Aparecimento de Cristais (parafina)
TLP	Tension Leg Platform
Top Drive	Motor conectado ao topo da coluna de perfuração
TPR	Curva Requerida do Sistema (Tubing Performance Relationship)
TVD	Profundidade vertical total (Total Vertical Depth)
UEP	Unidades Estacionárias de Produção
VLCC	Very Large Crude Carrier