3
Sonda Dedicada e o Ganho de Flexibilidade

3.1.
Introdução

Durante o desenvolvimento de uma reserva de petróleo, a etapa de manutenção da produção, de principal interesse para este trabalho, é a de maior duração. Um poço geralmente produz durante décadas, sendo necessário durante todo esse período de tempo realizar operações de manutenção. Algumas dessas operações podem ser realizadas através de cabos, como, por exemplo, substituição de válvulas de *gas lift* e registros de pressão. Entretanto, outros problemas só podem ser solucionados através de intervenções com sonda (Frota 2003; Thomas 2001).

As plataformas que possuem sonda própria são do tipo SPAR, TLP, TLWP e FPDSO, enquanto as unidades do tipo FPSO são desprovidas de tal flexibilidade. A completação de um poço de petróleo envolve o conjunto de operações realizado após a perfuração deste para deixá-lo em condições de operar de forma segura e econômica. A classificação do tipo de completação é feita de acordo com o posicionamento da cabeça do poço. Quando esta se localiza no fundo do mar, acima da qual é instalada a árvore de Natal molhada[13], a completação é do tipo molhada. Já na completação seca a cabeça do poço se localiza acima da superfície do mar, sendo possível realizar intervenções nos poços por meio de uma sonda instalada na própria plataforma. Portanto, sistemas de produção com completação seca e molhada, referem-se, respectivamente, a sistemas em que a árvore de Natal está na plataforma e a sistemas em que a árvore de Natal fica no fundo do mar[14].

[13] A árvore de Natal é um conjunto de válvulas acoplado à cabeça do poço, que controla e permite a produção de fluidos.

[14] Nesse trabalho, sistemas de completação seca fazem referência às plataformas equipadas com sonda, ou seja, SPAR, TLP, TLWP e FPDSO inclusive.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

A utilização de plataformas de produção equipadas com sonda, torna possível o acesso direto aos poços (*direct well access*), fato que possibilita a redução do custo e a maior agilidade das intervenções. Portanto, essas unidades possuem maior flexibilidade operacional, sendo a quantificação desse ganho o objetivo desse trabalho.

No Brasil, o desenvolvimento dos campos de petróleo *offshore* (localizado no mar) é feito, principalmente, através de plataformas do tipo FPSO, às quais são conectados poços satélites por meio de linhas. Esse tipo de plataforma tem capacidade de processar, armazenar e transferir o petróleo produzido. No convés é instalada uma planta para separar e tratar os fluidos produzidos (óleo, gás e água). Os tanques do navio permitem o armazenamento de grande quantidade de óleo, o qual é escoado, geralmente, por meio de navios aliviadores. Já o escoamento do gás é feito, na maioria das vezes, através de um gasoduto. A figura 7 ilustra esse tipo de sistema, sendo possível observar a localização distante dos poços em relação à plataforma. Essas unidades, em forma de navio, apresentam grande amplitude de movimento, o que torna inviável a utilização de uma sonda acoplada à plataforma. Desse modo, havendo a necessidade de intervir para a manutenção da produção, deve ser contratada no mercado uma plataforma equipada com sonda.

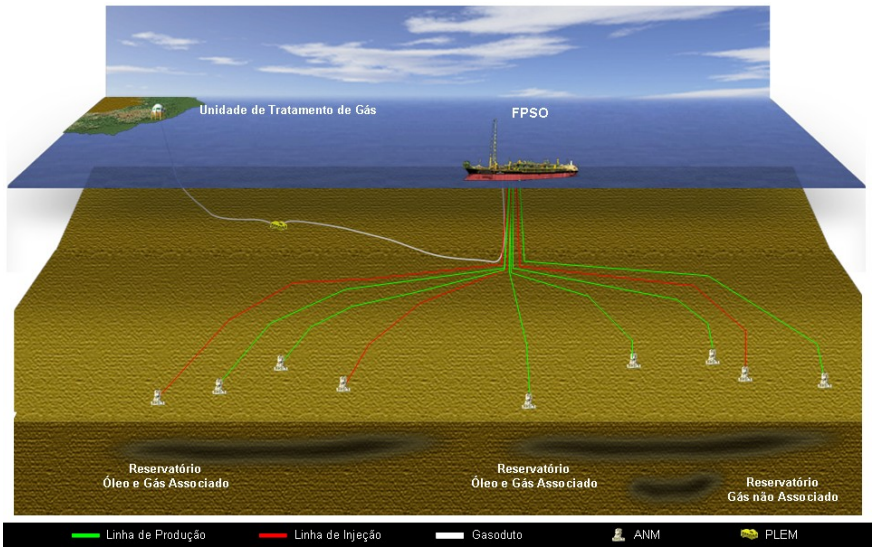

Figura 7 – Sistema de Produção com FPSO

Fonte: Petrobras (2009).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

Nos sistemas de produção em que as plataformas possuem sonda própria, como, por exemplo, TLP e SPAR, o movimento das unidades é bastante limitado e os poços são perfurados a partir de um único *template* localizado no fundo do mar. Daí a necessidade de tecnologia para a perfuração de poços de grande afastamento, conhecidos como *extended reach wells*. Havendo necessidade de intervenção, a sonda da própria plataforma é capaz de realizar a operação. A sonda pode ter capacidade de realizar operações de perfuração e intervenção em poços ou apenas intervenção. O último caso, analisado nesse trabalho, requer um investimento menor. A figura 8 apresenta o exemplo de uma plataforma do tipo SPAR. Em geral, plataformas desse tipo necessitam operar em conjunto com uma unidade de armazenamento, o que torna o investimento requerido maior.

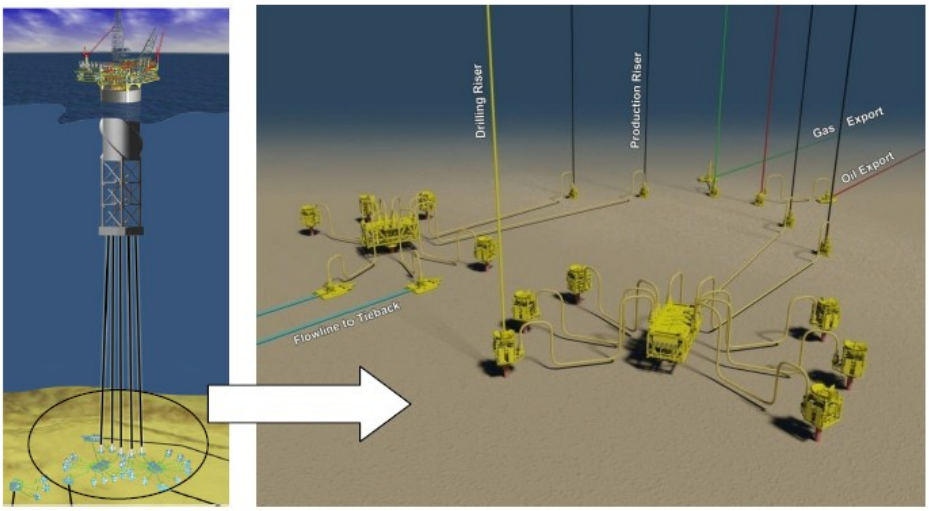

Figura 8 – SPAR com Acesso Vertical Direto aos Poços
Fonte: Sablock e Barras (2009).

A TLP é uma plataforma flutuante com casco similar ao utilizado em unidades semi-submersíveis. A amarração desse tipo de plataforma é feita por meio de tendões que prendem a parte inferior do casco ao fundo do mar. Esse fato reduz a amplitude de movimento da plataforma, possibilitando a utilização de poços com completação seca, os quais são conectados à plataforma através de *risers* rígidos. Devido à pequena capacidade de armazenamento, no caso de não haver um sistema de escoamento do óleo por meio de oleodutos, torna-se necessária a instalação de uma plataforma de armazenamento próxima à TLP para que a produção não seja interrompida. A TLWP é uma TLP simplificada que

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

apenas suporta as cabeças dos poços a ela conectados e não possui planta de processamento. Portanto, plataformas do tipo TLP e TLWP necessitam operar em conjunto com as plataformas FSO e FPSO, respectivamente.

Existem diversas concepções de produção baseadas em plataforma com sonda dedicada para intervenção. Dentre essas podem ser citadas uma plataforma TLP com planta de processo e sonda dedicada associada a um FSO para a estocagem do óleo, uma plataforma SPAR com planta de processo e sonda dedicada associada a um FSO para a estocagem do óleo e, por último, uma plataforma FPSO com planta de processo e capacidade para armazenar o óleo associada a uma TLWP simplificada (cabeça de poço) à qual a sonda de intervenção fica acoplada. No último arranjo, ilustrado na figura 9, alguns poços produtores mais distantes e os injetores localizados abaixo da TLWP podem ser conectados à plataforma FPSO, enquanto outros poços produtores são conectados por meio de risers à TLWP. A sonda acoplada à TLWP pode intervir rapidamente nos poços de completação seca no caso de ocorrência de falhas. Além disso, nessa concepção os problemas relacionados à segurança são reduzidos, pois a plataforma com sonda não possui planta de processo, evitando o risco de operações simultâneas de intervenção em poços e processamento da produção de outros poços.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

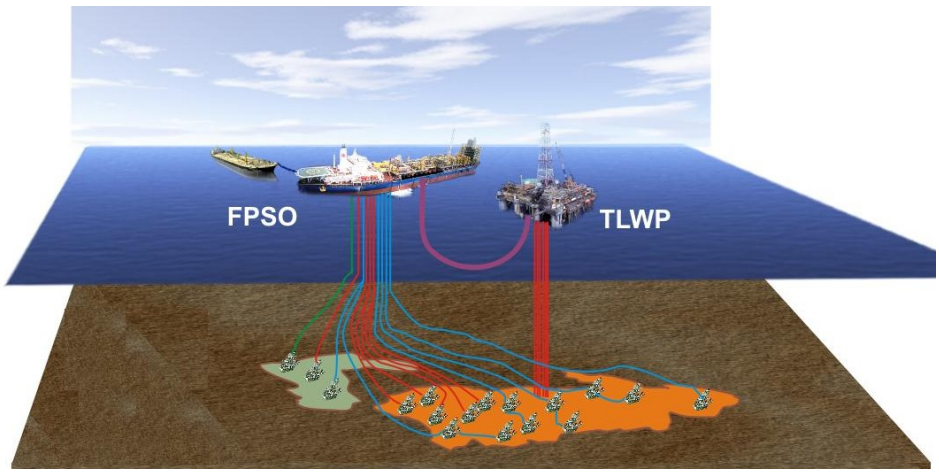

Figura 9 – Sistema de Produção Baseado em Completação Seca

Fonte: Petrobras (2009).

Existem basicamente dois tipos de poços. Os poços produtores são os que possibilitam o deslocamento do óleo e/ou gás dos reservatórios para a plataforma.

Os poços injetores auxiliam a produção dos poços produtores, pois mantêm a pressão da rocha reservatório através da injeção de fluidos (água, gás e/ou CO_2), aumentando assim o fator de recuperação do campo. A figura 10 apresenta o esquema de um poço submarino, desconsiderando a linha que conecta o poço à plataforma.

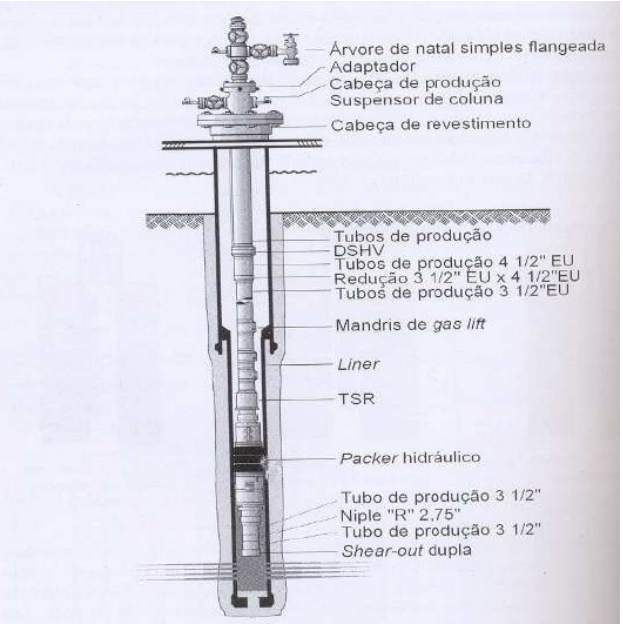

Figura 10 – Esquema de um Poço Produtor Equipado com *Gas Lift*

Fonte: Thomas (2001).

Os sistemas de poços submarinos possuem, em geral, os seguintes componentes (Frota, 2003):

a) Linha de surgência (ou *flowline*) com umbilical de controle: é uma linha flexível, assentada sobre o leito marinho, que interliga a unidade de produção aos poços. O umbilical de controle é constituído de linhas hidráulicas para comando do poço produtor ou injetor;

b) Árvore de Natal molhada: é um conjunto de válvulas instaladas na cabeça do poço interligada à unidade de produção através da linha de surgência. Controla o fluxo de óleo e gás do poço e é instalada por uma sonda de completação;

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

c) Base adaptadora de produção (BAP): situado na cabeça do poço, é o local onde é acoplada a árvore de Natal molhada;

d) Suspensor de coluna: sustenta o peso da coluna de produção ou injeção e se localiza na cabeça do poço;

e) Dispositivo de segurança de sub superfície (DSSS ou DHSV – *down hole safety valve*): instalado na coluna de produção abaixo do fundo do mar sua função é fechar a coluna em casos de vazamento de óleo ou gás pela árvore de Natal molhada;

f) *Back retainer valve* (*BRV*): válvula utilizada em poços de injeção de água, evita o refluxo de areia do reservatório para o poço quando a injeção é interrompida;

g) Coluna de produção ou injeção: conduz os fluidos produzidos (óleo e/ou gás) da formação até a árvore de Natal ou, no caso de poço injetor, permite a injeção da água ou outra substância no reservatório;

h) Válvula de *gas lift*: controla o fluxo de gás do anular para o interior da coluna de produção

i) Junta de expansão ou âncora selante: absorve a dilatação da coluna devido a variações de temperatura e permite retirar a parte superior (acima do *packer*) da coluna;

j) *Packer*: é uma barreira de segurança referente ao anular do poço e divide a coluna em parte superior e cauda de produção;

k) Reservatório: rocha porosa e impermeável que contém os fluidos, ou seja, óleo, gás e água;

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

l) Sistema de contenção de areia ou *gravel pack*: instalado sob a rocha reservatório evita a produção de areia, permitindo apenas a passagem de fluidos.

3.2. Intervenções em Poços com Sonda de Intervenção

Neste estudo foram consideradas apenas as operações que podem ser realizadas com sonda de completação ou intervenção. Portanto, operações de perfuração como *infill drilling* e *side track*, definidas, respectivamente, como perfuração de novos poços entre os existentes e ramificações ou desvios nos poços existentes com o objetivo de produzir o óleo remanescente do reservatório, não foram levadas em conta.

Diversos problemas operacionais ou falhas podem reduzir a produção de um poço e gerar a necessidade de intervenção com sonda de *workover*. Geralmente, as causas dessas intervenções são (Frota, 2003; Thomas et al, 2001):

a) Formação de hidrato nas linhas de surgência ou na árvore de Natal;
b) Deposição de parafina na linha de surgência;
c) Produção excessiva de água;
d) Produção excessiva de gás;
e) Produção de areia;
f) Falhas mecânicas em qualquer componente do poço;
g) Abandono provisório ou definitivo;
h) Baixa produtividade do poço.

Segundo Povoleri (2007), hidratos são substâncias formadas quando moléculas são combinadas com a água, a qual sob baixa temperatura e alta pressão forma uma estrutura cristalina que encapsula tais moléculas. Para esse trabalho, é de interesse o hidrato de gás natural, composto por grande quantidade de metano. Assemelham-se a blocos de gelo e quando formados, podem obstruir parcialmente ou totalmente a linha de surgência ou a árvore de Natal, por exemplo, impedindo, assim, a passagem dos fluidos (óleo e gás). Como as

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

condições ideais para a formação de hidratos são baixa temperatura e alta pressão, esse problema tende a se agravar à medida que a profundidade da água aumenta.

De acordo com Leiroz (2004), parafinas são frações típicas do petróleo que se encontram solúveis nas condições de pressão e alta temperatura dos reservatórios. Entretanto, com a queda de temperatura decorrente da troca de calor do óleo com a água do mar[15], as frações de parafina com maior peso molecular podem se solidificar formando cristais de parafina e precipitar. O ponto crítico a partir do qual esse problema se inicia é conhecido como temperatura inicial para o aparecimento de cristais. A deposição de parafinas nas paredes internas das linhas de surgência é um problema crítico da indústria de petróleo e pode ocasionar a redução da vazão dos fluidos e bloqueio da linha. A figura 11 apresenta a foto de uma obstrução quase total da linha.

Figura 11 – Exemplo de uma Linha Obstruída por Depósito de Parafina
Fonte: Leiroz (2004).

A razão água-óleo é a relação entre a vazão de água e a de óleo produzida, mensuradas nas condições de superfície. A produção de água também pode ser indicada pelo BSW.[16] Uma elevada razão água-óleo (RAO) pode ser provocada, dentre outros fatores, pelo influxo de água, ou seja, elevação do contato do óleo

[15] Em águas profundas a temperatura da água do mar é de aproximadamente 4°C, enquanto a temperatura do óleo ao entrar nas linhas seria tipicamente de 70 °C. (Leiroz, 2004).

[16] *BSW*, do inglês *basic sediments and water*, é a razão entre a vazão de água mais os sedimentos produzidos e a vazão total de fluidos (água, óleo e gás) mais sedimentos (Thomas, 2001).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

com a água, fraturamento mal direcionado, falha na cimentação e furos no revestimento do poço que permitem a passagem da água. Esse problema acarreta custos adicionais na produção, separação e descarte de água. Entretanto, se a zona de produção é espessa, seria possível tamponar os canhoneados pelos quais a água estaria passando com cimento ou tampão mecânico e recanhonear o poço na parte superior, já que o petróleo possui menor densidade do que a água. Vale ressaltar que danos no revestimento podem ser solucionados com cimento ou tampão e que um fraturamento mal dirigido que tenha atingido a zona de água é um problema de difícil solução (Thomas, 2001).

A razão gás-óleo é a relação entre a vazão de gás e a de óleo, medidas nas condições de superfície. Uma produção com alta razão gás-óleo pode ter como causa o próprio gás que se encontra dissolvido no óleo, o gás proveniente de uma capa de gás, uma falha no revestimento, na cimentação ou uma estimulação mal realizada. A excessiva produção de gás pode ser resolvida temporariamente através do recanhoneio do poço na parte inferior, uma vez que o petróleo possui maior densidade que o gás.

A produção de partículas sólidas durante a extração de óleo ou gás em poços de petróleo é comumente chamada de "produção de areia". Mudanças no gradiente de pressão dos fluidos e nas tensões efetivas provocam a desagregação de pequenas frações da rocha. Esse fenômeno ocorre comumente em arenitos, mas pode ser observado em outros tipos de rochas. A produção de pequena quantidade de areia pode ser benéfica, pois em alguns casos aumenta a produtividade dos poços. Entretanto, podem ocasionar problemas graves. Quando carregados pelo fluxo, os sólidos podem se depositar no fundo do poço e dependendo da gravidade obstruir todo o intervalo produtor do poço. Caso essas partículas sejam transportadas pela corrente de produção, elas podem se juntar, tamponar a tubulação do poço e bloquear a passagem dos fluidos. Além disso, esses sólidos podem ser transportados através das linhas de produção e danificar equipamentos, válvulas, bombas e até mesmo as próprias linhas (Mendoza, 2003).

Outro importante fator que pode levar à necessidade de intervenção são as falhas mecânicas nos poços. Entre as causas dessas falhas podem ser citados defeitos na cimentação, vazamento no revestimento do poço e falhas na árvore de Natal molhada e no dispositivo de segurança de sub superfície.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

Um poço pode ser retirado de operação temporariamente ou definitivamente. Nos dois casos, o abandono é feito através de tampões de cimento ou tampões mecânicos, entretanto no abandono definitivo todos os equipamentos de superfície são retirados. A causa do abandono pode ser econômica ou operacional, como, por exemplo, quando os poços marítimos perfurados são avaliados e em seguida abandonados até serem completados e conectados à plataforma de produção (Thomas, 2001).

A baixa produtividade de um poço é um termo muito abrangente e pode ser resultado de diversos problemas. Outras possíveis causas de baixa produtividade, que não foram explicitadas, são incrustações inorgânicas, dano de formação, ou seja, redução da permeabilidade em torno do poço, sistema de elevação artificial inadequado ou pouco eficiente e deposição de asfaltenos.

De acordo com Ramos (2001), os asfaltenos são componentes pesados do petróleo, sendo que variações de pressão, composição do fluido e temperatura podem levar à precipitação e, conseqüentemente, à formação de depósitos de asfaltenos. A deposição pode ocorrer, por exemplo, nas paredes dos dutos e na rocha reservatório. No primeiro caso são criadas crostas nas paredes dos dutos, as quais reduzem o diâmetro desses, podendo, inclusive, obstruí-los completamente. Já no caso de a precipitação ocorrer na rocha reservatório, há uma redução da permeabilidade e do fluxo dos fluidos.

Além das incrustações orgânicas, decorrentes da precipitação e deposição de compostos originados do petróleo, como, por exemplo, parafinas e asfaltenos, existem depósitos de compostos inorgânicos, que são provenientes da precipitação de sólidos ou sais inorgânicos presentes na água de formação ou de injeção. As incrustações inorgânicas mais comuns são de carbonato de cálcio, sulfato de bário, sulfato de estrôncio e sulfato de cálcio, os quais são compostos que possuem baixa solubilidade na água. A incrustação por carbonato tende a ocorrer quando há baixa pressão e aumento de temperatura e ph. Já a incrustação por sulfato tende a ocorrer quando há o contato da água de formação com a água do mar, a qual é rica em sulfato. Assim como as demais incrustações, podem ocasionar problemas na garantia do fluxo dos fluidos e reduzir a produtividade através do bloqueio dos poros das rochas (Boim 2003; Marques 2001).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

Para corrigir os problemas operacionais vários tipos de operação de intervenção com sonda podem ser realizados. De acordo com Thomas et al (2001), as principais seriam:

a) Avaliação: pode ser realizada em dois momentos. Logo após a perfuração do poço, com o objetivo de definir o potencial deste e durante a operação de manutenção do poço. No último caso permite o monitoramento do poço ou do reservatório através da obtenção de diversas informações de interesse e tem como objetivo determinar as causas de baixa produtividade no caso de poços produtores ou de baixa capacidade de injeção nos poços injetores;

b) Restauração: visa restabelecer as condições normais de fluxo do reservatório através da eliminação do dano de formação, redução da produção excessiva de água ou gás e correção de falhas mecânicas no revestimento ou cimentação do poço;

c) Limpeza: conjunto de atividades executadas no interior do revestimento de produção visando limpar o fundo do poço ou substituir equipamentos de sub-superfície. Dentre os problemas que geram a necessidade de limpeza, podem ser citados, furos na coluna de produção e vazamentos em equipamentos;

d) Mudança do método de elevação: substituição de um sistema de elevação artificial inadequado ou com defeito;

e) Estimulação: tem como objetivo aumentar a produtividade ou a "injetividade" de um poço. O método mais utilizado é o fraturamento hidráulico, pelo qual um elevado diferencial de pressão é aplicado contra a rocha reservatório até sua ruptura, criando assim um caminho preferencial na rocha, que facilitaria o fluxo dos fluidos do reservatório para o poço. Pode contribuir para o aumento do fator de recuperação;

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

f) Abandono: pode ser provisório, quando há a possibilidade ou previsão de produzir o poço novamente no futuro, ou definitivo, quando o poço não será mais utilizado. Nos dois casos podem ser utilizados tampões de cimento ou mecânicos.

3.3. Revisão da Literatura

Outros estudos já abordaram o ganho de flexibilidade proporcionado por uma sonda dedicada na plataforma. Neste tópico esses trabalhos e suas principais idéias são apresentados.

Um estudo realizado pela Petrobras analisou o que teria ocorrido em um campo de petróleo *offshore*, localizado na bacia de Campos, caso tivesse sido desenvolvido por meio de uma plataforma com sonda própria. Foi proposta uma metodologia para a comparação das alternativas completação seca e molhada levando em consideração o cronograma de entrada em operação dos poços, diferenças de custos e diferenças de ganhos relacionados ao gerenciamento do reservatório (Petrobras, 2004).

Dentre os fatores que contribuem para a escolha de sistemas de produção com completação molhada podem ser citados a possibilidade de utilizar mais de uma sonda para perfurar e completar os poços simultaneamente e a simplificação dos modelos de reservatório. Com a utilização de várias sondas para perfurar e completar os poços, o pico de produção seria alcançado mais rapidamente, pois os poços de completação seca teriam que ser perfurados um por vez, a partir de um único *template* localizado no fundo do mar, caso fosse utilizada a sonda da própria plataforma. Para minimizar esse efeito é possível contratar no mercado uma unidade com sonda para perfurar e completar os poços antes da construção e chegada da plataforma com sonda dedicada ao local onde será instalada. Já a simplificação do modelo de reservatório durante a fase de estudo das alternativas subestima o valor da flexibilidade proporcionada pela sonda dedicada. Ao considerar o reservatório mais homogêneo do que na realidade, algumas oportunidades de ganho com o gerenciamento ativo do reservatório acabam não sendo identificadas.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

Uma vantagem adicional relacionada à utilização da completação seca diz respeito à melhoria nas condições de fluxo. Na alternativa completação molhada, as linhas de produção, que conectam os poços satélites à plataforma, ficam no fundo mar expostas à baixa temperatura, enquanto que na completação seca a perda de calor do fluido é reduzida, o que facilita seu escoamento devido à maior temperatura, menor viscosidade e menor pressão requerida. Esse benefício pode ser considerado na curva de produção através da simulação de curvas de fluxo vertical multifásico. Portanto, mesmo desconsiderando as operações de gerenciamento dos poços, a alternativa com sonda dedicada apresentaria uma curva de produção maior. Além disso, a facilidade de escoamento implicou na redução da probabilidade de ocorrência de hidratos para zero.

O critério utilizado para determinar o momento em que seriam realizadas as intervenções de recompletação, *side track* e *infill drilling* nos poços foi a razão entre a produção de água mais sedimentos e a vazão total de fluidos (água, óleo e gás) mais sedimentos, ou seja, o *BSW* do poço. Quando atingisse um valor pré-determinado seria estudada a intervenção mais apropriada para o problema. Outras operações também foram consideradas, como, por exemplo, controle de incrustações, troca de válvulas e abandono dos poços.

A escolha de plataformas com sonda própria pode ser favorecida por outros fatores. Dentre eles podem ser citados a recente redução no custo das plataformas do tipo TLP e SPAR, havendo inclusive uma concepção mais simples para essa última e o melhor gerenciamento dos poços injetores permitindo solução mais eficiente para o descarte ou re-injeção da água. Entretanto, a escolha desse tipo de plataforma pode ocasionar problemas relacionados à segurança, uma vez que a sonda da plataforma realiza as operações de intervenção e perfuração enquanto outros poços estão em produção. Na década de 80 ocorreram dois graves acidentes na plataforma fixa de Enchova (Bacia de Campos), a qual possuía essas características.

No caso estudado, seria possível obter um aumento no fator de recuperação no campo estudado de aproximadamente seis pontos percentuais com a utilização de uma unidade com sonda própria. A possibilidade de eliminar perdas de produção, perfurar ramos ou desvios nos poços já existentes e a melhoria nas condições de escoamento do fluido devido às curvas de fluxo multifásico foram as principais causas desse ganho.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

Quanto aos custos das alternativas, não foi identificada significativa diferença, sendo os maiores investimentos requeridos na plataforma com sonda própria compensados pelo menor custo das intervenções, completações e perfurações dos poços. O menor custo com poços pode ser explicado, principalmente, pela utilização da própria sonda da plataforma para perfurar e completar poços.

O estudo concluiu que os benefícios proporcionados pelo sistema de produção com sonda dedicada seriam suficientes para justificar a escolha por este método de produção, podendo, inclusive, ser vantajosa a utilização de uma plataforma com maior capacidade de processamento devido à maior produção possibilitada pelo gerenciamento ativo dos poços (Petrobras, 2004).

Branco et al (2005) quantificaram os benefícios decorrentes da instalação de uma plataforma equipada com sonda própria em um campo *offshore*. Esse tipo de unidade permite o gerenciamento ativo do reservatório através da perfuração de novos poços, ramificações em poços existentes, redução de custo, agilidade nas operações de troca das bombas centrífugas submersas e maior eficiência operacional dos poços.

As alternativas de sistemas de produção com sonda própria consideradas foram uma TLP associada a uma FSO e uma TLWP associada a uma plataforma FPSO, a qual realizaria o processamento e a estocagem do óleo. Plataformas do tipo TLWP necessitam de outra unidade para estocar e processar o óleo e plataformas do tipo TLP precisam de uma plataforma adicional para estocá-lo. Essa necessidade está vinculada a inexistência de um sistema de escoamento do óleo por meio de dutos. Além disso, na alternativa TLWP, existem dificuldades em relação à transferência do óleo para o processamento no FPSO, podendo haver limitações no afastamento das duas unidades.

As vantagens e desvantagens de cada um dos tipos de sistema de produção também foram discutidas. A escolha da completação seca evitaria o investimento em itens críticos que possuem custo significativo como, por exemplo, árvores de Natal molhada, linhas flexíveis e unidades com sonda e beneficiaria as operações de troca de colunas, substituição de bombas, recompletação, limpezas e desincrustações. Entretanto haveria a necessidade de uma plataforma adicional e pode haver dificuldade nas operações de intervenção e de *side tracks* em poços de

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

grande afastamento devido à necessidade de deslocar a coluna de produção ao longo do poço.

As características necessárias para o sucesso da completação seca em um campo seriam elevada complexidade do reservatório com zonas de produção sobrepostas de modo que muitas operações de recompletação fossem requeridas; grande incerteza no reservatório devido à presença de heterogeneidades, o que favoreceria o desenvolvimento em fases do campo e a perfuração de ramos e novos poços; possibilidade de desenvolver jazidas secundárias através de projetos complementares; risco elevado de ocorrerem problemas relacionados com a garantia de escoamento, como, por exemplo, hidratos e incrustações de parafinas, asfaltenos e inorgânicas; existência de infra-estrutura de dutos capaz de escoar a produção, fato que reduziria o investimento em plataformas e, por último, elevação por meio de bombas centrífugas submersas devido à maior facilidade de trocá-las.

Uma vez que o campo analisado possibilitaria pouca oportunidade de ganho com as operações de perfuração de novos poços, o foco do trabalho passou para as questões relacionadas aos problemas operacionais dos poços. A metodologia empregada se baseou na utilização de fatores operacionais[17] distintos para cada alternativa.

O fator operacional considera as perdas de tempo e produção decorrentes de problemas operacionais e representa uma forma de englobar todos os problemas operacionais em um único parâmetro. Diversas operações podem ser realizadas para a manutenção da produção, como, por exemplo, remoção de hidratos, reparação de linhas flexíveis, remoção de incrustações e troca de válvulas.

Branco et al (2005) concluíram que o sistema de produção baseado em sonda dedicada seria inviável neste caso, pois essa alternativa apresentou VPL significativamente inferior. Os ganhos de produção com o gerenciamento ativo do reservatório foram insuficientes para superar o maior investimento em plataformas e, portanto, para justificar a escolha de uma plataforma com sonda própria. Entretanto, os autores não utilizaram opções reais para valorar a flexibilidade da sonda dedicada.

[17] O fator operacional de um poço é a razão entre o número de dias que o poço opera e o total de dias do período analisado.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

Pinto et al (2007), propôs uma metodologia para quantificar os ganhos na receita e no fator de recuperação devido à utilização de unidades de produção com sonda dedicada considerando as incertezas geológicas.

De acordo com Pinto et al (2007) a questão não é trivial, pois

> há vantagens importantes nos sistemas de completação seca em termos de otimização do gerenciamento do reservatório e do fator de recuperação da jazida, melhorias no aspecto de garantia de escoamento, gerenciamento de incrustrações e problemas de acidulação, e possivelmente menor custo operacional. Por outro lado o CAPEX é maior, pode haver mais lentidão até se alcançar o patamar de produção e problemas operacionais em termos de perfuração de poços de grande afastamento.

A abordagem proposta teve como objetivo definir curvas de produção para as concepções completação molhada e seca. A previsão da produção para o sistema de produção baseado na completação molhada partiria de um caso base, no qual não estaria sendo considerada a heterogeneidade do reservatório, como, por exemplo, zonas isoladas. Mantendo a malha de drenagem do caso base, devem ser realizadas novas previsões da curva de produção a partir da geração de diversos cenários de reservatório, os quais passariam a incluir incertezas em heterogeneidades críticas, como, por exemplo, modelo geológico (modelos deposicionais, extensão de canais), contatos de fluidos e comunicação hidráulica vertical (isolamento entre reservatórios) e em área (inclusão de falhas e erosões). Neste momento, existem duas possibilidades. Identificar dentre as previsões de produção geradas a curva média e utilizá-la ou então trabalhar com as curvas geradas, obter o VPL para todas e a partir daí calcular o valor monetário esperado. Independente do caminho escolhido, a curva de produção deve ser penalizada pelo fator operacional da plataforma e pelo fator de continuidade de poços.

A previsão da produção para o caso de uma unidade com sonda dedicada teria como ponto de partida as curvas de produção potenciais para o sistema convencional (completação molhada), as quais já considerariam as heterogeneidades do reservatório. Para cada uma dessas previsões de produção deve ser proposta uma melhoria da drenagem do reservatório através, por exemplo, da perfuração de poços de adensamento de malha ou poços para drenar compartimentos isolados. Caso os reservatórios sejam compartimentados, ou seja, sobrepostos, deveria ser considerada a operação de recompletação. Desse modo,

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

novas curvas de produção seriam obtidas. Novamente, é possível utilizar o caso médio das previsões geradas ou então trabalhar com todas as curvas e, posteriormente, calcular o valor monetário esperado. Independente da escolha realizada deve ser aplicado apenas o fator operacional da plataforma. O fator de continuidade dos poços não deve ser utilizado, pois a sonda da própria plataforma estaria disponível para realizar as intervenções sempre que necessário.

Essa metodologia foi aplicada na avaliação de um projeto de investimento em um campo de petróleo *offshore*. No caso estudado, o fator de recuperação da alternativa com sonda dedicada foi superior em relação à completação molhada, mas não o suficiente para compensar o aumento no investimento decorrente da necessidade de duas plataformas. Para uma comparação mais justa entre as alternativas, foi sugerido considerar a possibilidade de perfurar poços de adensamento de malha ou poços para drenar compartimentos isolados no caso da completação molhada.

Um estudo posterior avaliou as alternativas completação seca e molhada para um campo *offshore* localizado no pré-sal considerando as questões relacionadas à engenharia de reservatório (Petrobras, 2009).

As vantagens relacionadas às unidades com sonda própria seriam o baixo custo para a utilização da sonda, economia no investimento em linhas submarinas, possibilidade de operar com maior eficiência sistemas com bombas centrífugas submersas, ganhos no gerenciamento de reservatório, principalmente nos reservatório que apresentem várias camadas (recompletação) e possibilidade de operar com maior RGO devido ao menor comprimento dos *risers* – o esfriamento do gás por efeito *joule-thompson* é menos crítico.

As desvantagens dos sistemas de produção com completação seca seriam o limite de alcance dos poços de grande afastamento, fato que poderia levar à necessidade de um maior número de plataformas, atraso da produção no caso da utilização da própria sonda para perfurar e completar os poços e, por último, necessidade de maior investimento em plataformas.

As vantagens dos sistemas de produção com completação molhada estariam relacionadas com o maior alcance das cabeças dos poços, maior flexibilidade para a explotação de jazidas pouco conhecidas, menor número de plataformas e o fato da tecnologia ser conhecida e dominada pela Petrobras.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

Já as desvantagens da completação molhada seriam devido à limitação ao sistema de elevação por *gás lift*, problemas com a garantia de escoamento, havendo a necessidade de compatibilizar os inibidores que evitam a formação de incrustações, parafinas e asfaltenos, possível necessidade de utilização de sistema de aquecimento elétrico nas linhas, taxas diárias de sonda muito elevadas, alto custo com os sistemas de coleta (linhas submarinas, *manifolds*, válvulas), limitação para a realização de intervenções nos poços devido aos altos custos e à disponibilidade de sondas no mercado, fatores operacionais menores e, por último, limitação no posicionamento dos poços, os quais não poderiam se localizar muito próximos à plataforma devido ao raio de ancoragem.

A metodologia proposta considerou somente alguns dos aspectos mais importantes. Foram utilizados curvas de fluxo multifásico e fatores operacionais distintos. Curvas de fluxo multifásico representariam o fato de na completação molhada a linha submarina se apoiar sobre o fundo do mar, enquanto na completação seca o fluxo seria essencialmente vertical havendo, portanto, diferentes perdas térmicas e de pressão. O maior fator operacional no caso dos poços de completação seca representa a maior eficiência proporcionada pela sonda dedicada. Além disso, a pressão requerida na cabeça do poço seria maior para o caso da concepção com sonda dedicada uma vez que o fluxo multifásico escoaria desde o poço da unidade com sonda própria até o FPSO para o processamento. A passagem do fluxo entre as plataformas ocorreria através de uma linha flexível (varal). Foram consideradas idênticas a disposição da malha de drenagem e o cronograma de entrada dos poços.

As três alternativas avaliadas foram completação molhada com um FPSO apenas e duas concepções de completação seca, todas com três plataformas, sendo duas SPAR e um FPSO. A diferença entre as alternativas de completação seca decorre apenas do método de elevação, o qual poderia ser apenas *gas lift* ou então *gas lift* e, posteriormente, bomba centrífuga submersa. A troca do sistema ocorreria à medida que os poços produzissem mais água e menos gás.

A abordagem proposta foi aplicada em um campo do pré-sal e a conclusão foi de que haveria um ganho de produção no caso da completação seca. Além disso, foram identificadas algumas possíveis melhorias no modelo, como, por exemplo, a incorporação da diferença no cronograma de entrada dos poços e na posição dos poços e da maior flexibilidade no gerenciamento do reservatório para

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

o cenário de completação seca através de recompletações e adensamentos de malha (Petrobras, 2009)

Frota (2003) propôs uma metodologia para modelar as operações de manutenção em poços, o que permitiria melhor planejamento das intervenções. Foram utilizados dados reais de intervenções com sonda realizadas em poços satélites submarinos produtores e injetores localizados na Bacia de Campos. As informações foram coletadas em um período de doze anos, de 1991 a 2003, e referem-se a um total de oitenta intervenções, sendo sessenta e cinco realizadas nos oitenta e seis poços produtores e quinze nos quarenta e três injetores. As plataformas instaladas no campo situam-se em lâminas de água entre 500 e 1500 metros de profundidade. Já a profundidade média dos poços é de 3000 metros. À época do estudo, a produção na região era de 570000 barris de petróleo por dia e 8,4 milhões de metros cúbicos de gás por dia, BSW de doze pontos percentuais e RGO de noventa metros cúbicos de gás para cada metro cúbico de óleo.

A análise inicial dos dados coletados indicou elevada taxa de falha nos anos iniciais e tendência de redução com a passagem do tempo. Segundo Frota (2003), o desafio de implantar um projeto de grande porte em águas profundas, a aplicação de novas tecnologias e a baixa confiabilidade em equipamentos que ainda estavam sendo testados podem explicar a alta taxa de falhas inicial. Já a redução da taxa de falha pode ser explicada pela melhoria nos processos de fabricação, instalação e operação dos equipamentos que foi adquirida com a passagem do tempo. A figura 12 apresenta o número de poços produtores em operação, o número de intervenções realizadas e a razão entre o número de intervenções e de poços em operação a cada ano.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

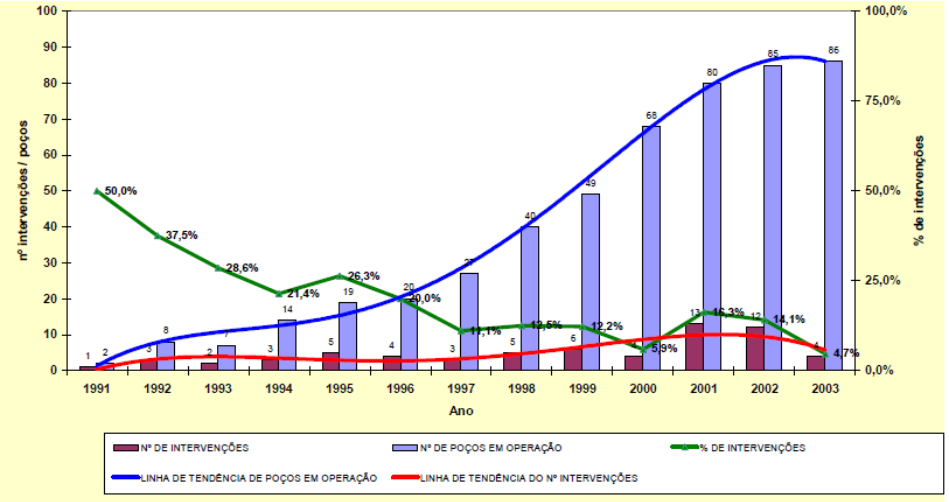

Figura 12 – Número de Poços Produtores e de Intervenções

Fonte: Frota (2003).

As figuras 13 e 14 mostram, respectivamente, as principais causas das intervenções e a duração dessas operações por motivo. É possível observar que, nesse caso, o principal motivo para a realização das intervenções com sonda foi a formação de hidrato nas árvores de Natal molhada e nas linhas que interligam as plataformas aos poços. Vale ressaltar que do ponto de vista econômico o tempo que essas operações levam para ser realizadas é muito importante. Um problema que tende a ocorrer com maior freqüência pode não ser o que provoca as maiores perdas econômicas.

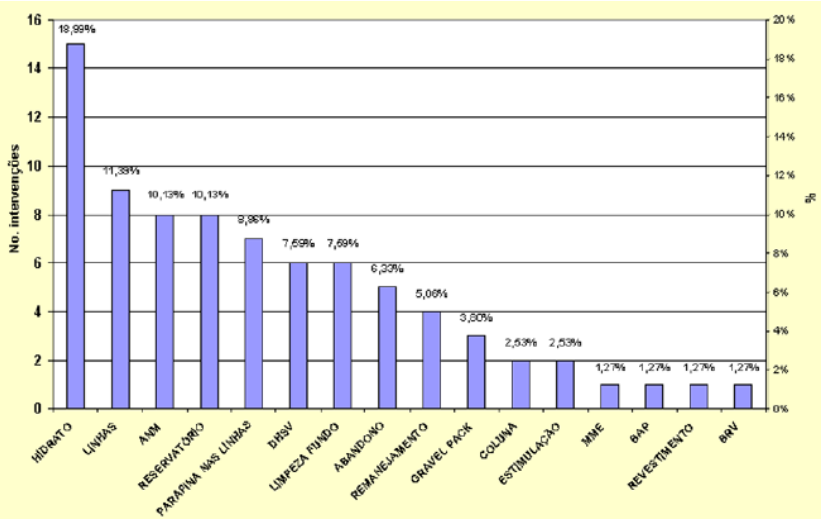

Figura 13 – Principais Causas de Intervenções em Poços

Fonte: Frota (2003).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

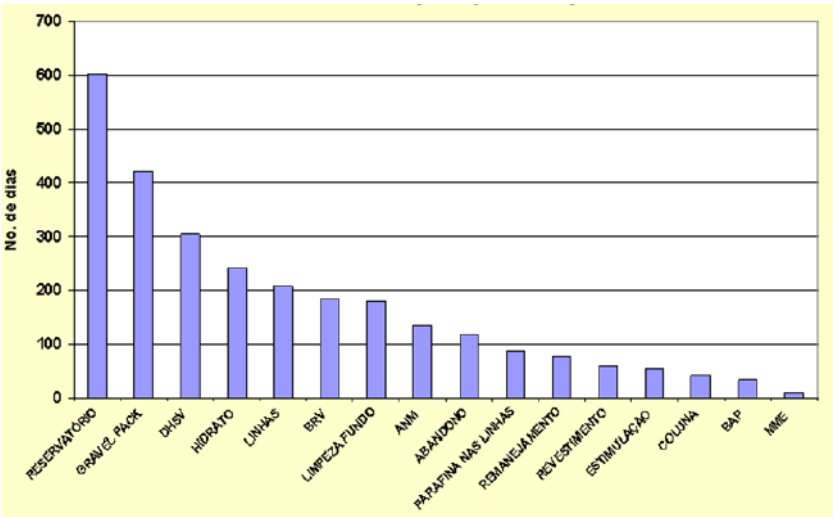

Figura 14 – Duração Total das Intervenções por Motivo

Fonte: Frota (2003).

Em seguida foi determinada a distribuição de probabilidade que melhor se ajustava aos dados observados. Após comparação dos ajustes obtidos através do critério da máxima verossimilhança, foi escolhida a distribuição de *Weibull* com dois parâmetros, a qual vem sendo a mais empregada nesse tipo de análise. Essa distribuição é bastante flexível e permite a obtenção de taxa de falha crescente, constante e decrescente e é definida por dois parâmetros, o fator de forma e o fator de escala. Caso o primeiro seja maior que um, a taxa de falha é crescente, caso seja igual a um, é obtida uma distribuição exponencial (taxa de falha constante) e caso seja menor que um, a taxa de falha é decrescente.

Os parâmetros de forma e de escala encontrados para todos os dados de poços produtores foram, respectivamente, 0.8428 e 7.74. Desse modo, a taxa de falha (freqüência de intervenções) obtida é decrescente com a passagem do tempo e a vida média dos poços produtores analisados é de aproximadamente oito anos e cinco meses. Posteriormente, foi feita uma análise segregada por motivo de falha, sendo identificados como as principais causas de falha do sistema de poço produtor, os hidratos nas árvores de Natal e os problemas de deposição de parafina nas linhas. Além disso, algumas causas de falha apresentariam taxa de falha constante com a passagem do tempo, como, por exemplo, hidrato e problemas na válvula de segurança de sub-superfície e, até mesmo, crescente, como no caso do sistema de contenção de areia ou *gravel pack*.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

3.4.
Ganho de Flexibilidade no Pré-Sal

A economia mundial ainda é extremamente dependente do petróleo. Para o atendimento dessa demanda, as companhias petrolíferas, com destaque para a Petrobras, avançam na exploração marítima em águas cada vez mais profundas (figura 15). As principais descobertas recentes no Brasil situam-se na área conhecida como pré-sal da bacia de Santos, a qual está localizada em águas ultra-profundas entre 1.900 e 2.400 metros e a aproximadamente 290 quilômetros da costa do Rio de Janeiro. Informações iniciais indicam enorme potencial dos reservatórios descobertos. O campo de Tupi, por exemplo, teria de cinco a oito bilhões de barris de óleo equivalente[18] recuperáveis.

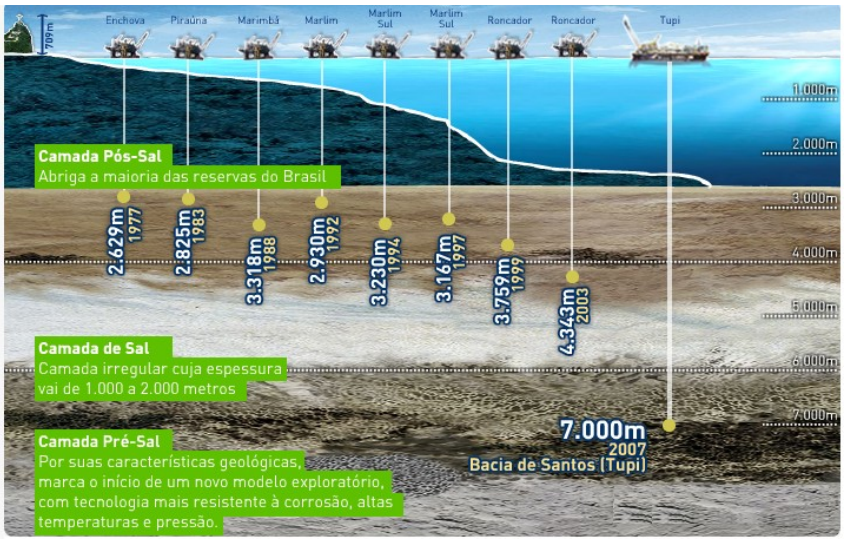

Figura 15 – Recordes de Profundidade de Perfuração de Poços

Fonte: *Site* da Petrobras (2009).

De acordo com Formigli et al (2009), o desenvolvimento do pré-sal da bacia de Santos será dividido em três etapas. A primeira delas, que já teve início com o teste de longa duração no campo de Tupi, tem como objetivo a redução da incerteza através da obtenção de informações com testes de longa duração e pilotos de produção. Pretende-se avaliar o comportamento dos poços, do reservatório, a garantia de escoamento em linhas submetidas à baixa temperatura e

[18] Barril de óleo equivalente é uma unidade utilizada para expressar volume de líquidos e gás na mesma medida (barril) pela conversão do gás à taxa de 1000m³ de gás para 1m³ de óleo (*site* da Petrobras).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

os métodos de injeção de água, gás e CO_2. A segunda etapa, denominada fase um, se estenderia entre 2012 e 2017, período no qual seriam instalados sistemas definitivos com plataformas do tipo FPSO. Ainda nessa fase seria testada a tecnologia de poços de grande afastamento, necessária para o desenvolvimento de unidades com sonda dedicada e obtida informações a respeito da distância máxima entre um poço e a unidade de produção de modo a não prejudicar o escoamento dos diferentes tipos de óleos do pré-sal. Vale ressaltar que a Petrobras planeja produzir um milhão de barris de óleo por dia no pré-sal em 2017. A última etapa, com início em 2017, considera o desenvolvimento, em larga escala, das soluções chamadas não convencionais, tendo como objetivo reduzir os custos e otimizar a produção e a recuperação de óleo. Entre as possíveis soluções está a utilização de unidades de produção dotadas de sonda própria. A tabela 3 aponta alguns benefícios e desvantagens desses sistemas em relação aos convencionais FPSO. Vale ressaltar que nos poços de completação molhada também há a necessidade de acessar a coluna de produção através do anular do poço para mitigar eventuais problemas de hidratos durante a parada de produção.

Tabela 3 – Prós e Contras das Unidades Dotadas de Sonda Própria para o Pré-sal

Prós	Contras
Melhor isolamento das linhas flexíveis e, portanto, melhor garantia de escoamento	Necessidade de acessar a coluna de produção através do anular do poço para mitigar eventuais problemas de hidratos durante a parada da produção (*shutdown*)
Menor deposição de parafina e formação de hidratos. Possibilidade de operar com alto RGO. Fato importante principalmente quando o método de elevação for injeção de gás ou *WAG* (injeção alternada de água e gás)	Fluxo multifásico entre a unidade com sonda dedicada (TLP, SPAR) e a de processamento (FPSO)
Acesso direto ao poço (*direct well access - DWA*) através da sonda própria. Agilidade nas intervenções	Poços de grande afastamento (*extended reach wells - ERW)* - pelo menos cinco quilômetros
Menor custo de sonda	Menor *ramp-up* da curva de produção, caso os poços sejam perfurados e completados pela sonda da unidade
Menor custo de investimento com as linhas de escoamento	Necessidade de duas unidades
Maior fator de recuperação devido ao gerenciamento efetivo	

Fonte: Formigli et al (2009).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

Segundo Beltrão et al (2009), o desenvolvimento dos reservatórios do pré-sal exige a superação de diversos desafios. A tecnologia de poço deve ser capaz de criar soluções de baixo custo e alta resistência para suportar as condições adversas decorrentes da grande profundidade e da camada de sal que pode chegar a dois mil metros. Outro problema diz respeito à prevenção da corrosão através da utilização de materiais metalúrgicos adequados. A presença de CO_2 em contato com a água produz ácido carbônico e redução do ph, o que pode provocar corrosão do aço. A questão logística também merece atenção. Os campos do pré-sal da Bacia de Santos se localizam a aproximadamente 290 e 350 quilômetros do Rio de Janeiro e São Paulo, respectivamente. O transporte de carga, pessoas, equipamentos e a disponibilidade de sondas de perfuração e intervenção constituem verdadeiros desafios. Além disso, os reservatórios são formados por rochas carbonáticas de origem microbial, as quais são pouco conhecidas no mundo. Vale ressaltar que é esperada elevada heterogeneidade e que ainda há diversas incertezas em relação ao comportamento do reservatório nessa área. Em conseqüência da heterogeneidade das rochas reservatório, freqüentes intervenções (recompletações) nos poços poderiam ser requeridas para restaurar a produtividade destes. Por último, há a necessidade de aperfeiçoar a garantia de escoamento, ou seja, o deslocamento dos fluidos entre o reservatório e a unidade de produção. Diversos problemas podem dificultar e até mesmo obstruir a passagem dos fluidos, como, por exemplo, hidratos e incrustações orgânicas (deposição de parafinas e de asfaltenos) e inorgânicas (sulfato de bário e carbonato de cálcio). No caso de confirmação desse cenário, as alternativas de produção com sonda dedicada poderiam se tornar mais atrativas em relação ao FPSO.

De acordo com Beltrão et al (2009), problemas relacionados à garantia de escoamento podem impactar significativamente o desenvolvimento de determinadas áreas do pré-sal. Os hidratos representam grande problema de escoamento em águas profundas, as quais são caracterizadas por baixa temperatura e alta pressão. Além disso, testes em alguns campos do pré-sal como o de Tupi, por exemplo, indicam a existência de alta RGO. Durante a operação cotidiana do sistema de produção, esse problema pode ser minimizado através do isolamento do poço. Entretanto, quando há uma operação de *shutdown* (parada temporária) em um poço, a situação se torna mais crítica devido à redução da

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA

temperatura. Alguns estudos abordaram, através de simulação, o tempo máximo para a formação dos hidratos, o qual depende das propriedades do óleo e das condições do *shutdown*. Ademais, os óleos existentes no pré-sal seriam relativamente parafínicos. Ao contrário do hidrato, a deposição de parafina ocorre lentamente, entretanto, também podem provocar redução e até mesmo bloqueio total da passagem dos fluidos. O isolamento da linha, a passagem de *pig* e a injeção de inibidores químicos são alternativas para minimizar o problema, que ocorre quando a temperatura do fluido atinge determinado valor crítico mínimo. É importante ressaltar que a eficiência desses métodos depende da composição do óleo, das condições de produção e da concentração dos inibidores. Há, inclusive, estudos para a criação de inibidores específicos para cada tipo de óleo do pré-sal. Por último, resultados preliminares sugerem a existência de graves problemas, desde o início da produção, com a deposição de carbonato de cálcio, o qual é formado pela união do cálcio, presente na água de formação, com o CO_2.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0812727/CA