

LÍVIO YANG SANTOS

**ESTUDO SOBRE O COMPLEXO PETROLÍFERO
PARQUE DAS CONCHAS**

São Paulo

2010

LÍVIO YANG SANTOS

**ESTUDO SOBRE O COMPLEXO PETROLÍFERO
PARQUE DAS CONCHAS**

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do curso de graduação do
Departamento de Engenharia de Minas e de
Petróleo da Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo

Orientação: Prof. Dr. Wilson Siguemasa Iramina

São Paulo

2010

RESUMO

Os quatro campos do Parque das Conchas, antigo BC-10, estão localizados na Bacia de Campos em águas ultra profundas. Eles são operados pela Shell em parceria com a Petrobras e a indiana ONGC, que precisaram desenvolver uma série de inovações tecnológicas para trazer os campos para a produção de petróleo. Uma vasta rede de poços e dutos foram instalados ligando os reservatórios espalhados em grandes distâncias, porém próximos ao fundo do mar. Os poços são horizontais com controle de areia para maximizar a produção nas formações complexas e dispersa. Para vencer a baixa pressão desses reservatórios o óleo é separado do gás ainda no leito marinho e bombas elétricas de grande potência bombeiam o óleo para uma única plataforma de produção na superfície através de cabos especialmente projetados para suportar as severas condições da costa brasileira. O gás produzido é injetado de volta ao reservatório para aumentar sua pressão. O projeto foi dividido em duas fases, a primeira engloba três campos e entrou em produção em 2009, a segunda está prevista para 2013 e conta com um único campo. O objetivo deste trabalho é estudar e analisar as etapas de uma instalação petrolífera na Bacia de Campos e como seus desafios foram vencidos. A grande necessidade por petróleo tem obrigado as empresas a explotá-lo em águas cada vez mais profundas, exigindo tecnologia de ponta.

Palavras-chave: Parque das Conchas, BC-10, produção de petróleo, águas ultra profundas

ABSTRACT

The four fields of Parque das Conchas, former BC-10 block, are located in Campos Basin in ultra deep water. They are operated by Shell, in partnership with Petrobras and India's ONGC, which needed to develop a series of technological innovations to bring the fields to production. A vast network of wells and pipelines connect reservoirs scattered long distances, but close to the bottom of the sea. The wells are horizontal with sand control to maximize production in complex and spread formations. To surpass the low pressure reservoirs the oil is separated from the gas still in the seabed and powerful electric pumps push the oil upwards to a single production platform on surface through pipes specially designed to overcome extreme conditions of the Brazilian coast. The gas produced is injected back to the reservoir to raise its pressure. The project was divided in two phases, the first one includes three fields and the production started on 2009, the second one is expected to 2013 with only one field. The aim of this work is to study and analyze all steps of a petroleum facility in Campos Basin and how your challenges were overcome. The needs for oil have obligated the companies to extract petroleum in deeper profundities, demanding high technology.

Keywords: Parque das Conchas, BC-10, petroleum production, ultra deepwater

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: <i>Layout</i> dos Poços	5
Figura 2: Configuração de uma sonda com BOP convencional e uma equipada com BOP de superfície	6
Figura 3: Comparação da taxa de perfuração entre a broca convencional de 16'' e a broca de 12 1/4'' com alargador de 17 1/2''	9
Figura 4: <i>Gravel pack</i>	12
Figura 5: Esquema da completação	13
Figura 6: Umbilical de seção-cruzada	17
Figura 7: Conceito de Riser catenário <i>lazy wave</i>	18

SUMÁRIO

1. Introdução.....	1
1.1 Objetivo.....	1
1.2 Justificativa.....	2
1.3 Metodologia de trabalho.....	2
2. Revisão Bibliográfica	3
2.1 Histórico	3
2.2 Descrição dos Campos	4
2.3 Prospecção.....	5
2.4 Sonda.....	6
2.5 BOP	7
2.6 <i>Manifold</i> de produção.....	7
2.7 Perfuração.....	7
2.8 Revestimento	10
2.9 Completação.....	11
2.10 Árvore de Natal	13
2.11 FPSO Espírito Santo.....	14
2.12 <i>Manifold</i> de elevação artificial	15
2.13 Tubulações	16
2.13.1 Umbilicais	16
2.13.2 <i>Riser</i>	17
3. Análise Crítica	19
4. Conclusão	21
5. Revisão Bibliográfica	22

1. Introdução

Em 2000, a *Royal Dutch Shell* começou a explorar uma nova área na costa brasileira, em parceria com a indiana *Oil And Natural Gas Corporation (ONGC)* e a Petrobras. O projeto, originalmente conhecido como BC-10, foi chamado de Parque das Conchas e está localizado na Bacia de Campos, a mais de 120 km da costa do Espírito Santo.

Na região existem quatro grandes campos: Ostra, Nautilus, Abalone e Argonauta, localizados em águas ultra profundas a uma profundidade de aproximadamente 2500 m e separados a uma distância de 20 km entre eles. A geologia dos reservatórios é complexa e sua pressão é muito baixa, o que tornou o projeto ainda mais desafiador. Nesses campos é encontrado óleo leve, mas o principal é o pesado, com o API variando entre 16° e 42°. Inicialmente o projeto foi dividido em duas etapas, a primeira englobando os campos de Abalone, Ostra, Argonauta- B-West e a segunda o Argonauta O-North.

A companhia anglo-holandesa *Shell* afirma que há 400 milhões de barris de óleo equivalente na região. Seu desenvolvimento demandou US\$3,3 bilhões e é pioneiro em muitas tecnologias. Apesar de o BC-10 não ter exigência de conteúdo nacional mínimo, a *Shell* procurou maximizar as compras de equipamentos *subsea* no país para o desenvolvimento dos quatro campos.

A geologia dos campos com formações dispersas, somadas a baixa pressão dos reservatórios e grande profundidade dificultaram muito o projeto, que demandou a utilização de poços horizontais a fim de otimizar a produção. Esses poços podem atingir 1 km de extensão no interior do reservatório. Para o óleo poder ser bombeado para a superfície foi necessário a instalação de equipamentos submarinos que separam o óleo do gás.

A região pode ainda servir para explorar o pré-sal futuramente, especialmente no campo de Nautilus, que também faz parte do bloco vizinho, pertencente a Petrobras.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho é demonstrar por meio de um estudo de caso a complexidade de uma instalação petrolífera, no caso o Parque das Conchas, desde sua aquisição pela *Shell*, passando por todas as fases, incluindo perfuração e completação de poços, até sua produção, expondo os principais desafios e como eles foram contornados.

Posteriormente será feito uma análise crítica, destacando os pontos chaves do projeto, comentando as soluções em cada etapa e sugerindo alterações.

1.2 Justificativa

Esse tema foi escolhido por se tratar de um projeto pioneiro, introduzindo uma série de novas tecnologias e realizado por uma empresa estrangeira no Brasil. Com a produção de petróleo em águas cada vez mais profundas é importante estudar as diversas alternativas de produção. O trabalho engloba assuntos que foram aprendidos em diversas disciplinas e os correlaciona.

Esse trabalho pode, futuramente, servir de referência para pesquisas sobre o assunto já que estará disponível para consulta.

1.3 Metodologia de trabalho

O trabalho baseou-se em informações coletadas em artigos de organizações e órgãos como SPE (Society of Petroleum Engineers), IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis) , OTC (Offshore Technology Conference), buscando se aprofundar em alguns assuntos em livros, principalmente a parte operacional. Além de informações e publicações de empresas sobre equipamentos e escopo de trabalho.

Através das fontes citadas acima obteve-se dados sobre os reservatórios do Parque das Conchas, em especial sobre o Campo de Ostra que foi o primeiro a ser perfurado. A seguir foram localizados os desafios do projeto, os instrumentos utilizados no campo, as instalações e operações, cronograma das obras e planos futuros para os reservatórios.

Em seguida todo o material foi analisado, enfatizando a decisão da empresa em utilizar novas tecnologias e observando suas vantagens em relação aos equipamentos mais utilizados atualmente.

Como na disciplina que cursamos paralelamente nesse semestre, Projeto de Engenharia de Petróleo (PMI1093), estudamos o Campo de Ostra e fizemos um projeto de poço, a partir de estudos sobre o reservatório, e chegamos a algumas conclusões diferentes das realizadas pela empresa. Foram feitas comparações entre as duas e sugestões de alteração. Apesar de não termos experiência necessária para garantir a solução, foi um passo importante para a compreensão do projeto Parque das Conchas.

2. Revisão Bibliográfica

2.1 Histórico

O bloco BC-10 está localizado na Bacia de Campos, aproximadamente 120 km da costa da cidade de Vitória. Ele foi adquirido em 6 de agosto de 1998, em uma parceria tendo a *Shell* como operadora e 50% de participação. A sociedade ainda inclui a Petrobras, com 35% e a indiana ONGC com 15% (Parshall, 2009). Prevendo que o licenciamento ambiental para trabalhar na área poderia demorar em torno de quatro anos, a *Shell* trabalhou em conjunto com o IBAMA para desenvolver um projeto gerando mínimo de impacto. A parceria obteve sucesso e não houve atrasos nas obras (Stingl, 2010)

Em 1999 foi dado inicio às operações de sísmica para aquisição de dados e em seguida o seu processamento. Com o conhecimento dos reservatórios, perfurou-se o primeiro poço exploratório em 2001, sendo essa a primeira descoberta. Depois disso foram perfurados mais 12 poços para exploração e avaliação, com 6 descobertas no total.

Até que em 2005 foi declarado sua comercialidade, com reservas estimadas em 400 milhões de barris. Nesse mesmo ano, foi dado início ao projeto dos poços. Devido a sua complexa geologia e estratigrafia (cheia de falhas) foi decidido perfurar poços horizontais longos com controle de areia, para que a produção possa durar por muito tempo (Stockwel et al, 2010).

Em 2006 decidiram iniciar o desenvolvimento de quatro dos cinco poços descobertos, e batizaram o projeto de Parque das Conchas. Paralelamente a esse desenvolvimento, novos levantamentos geofísicos continuaram sendo realizados na região para obtenção de mais detalhes sobre os reservatórios. A instalação dos equipamentos no fundo do mar foi iniciada na metade de 2007, com a descida de equipamentos de elevação artificial.

A primeira fase do projeto, com a perfuração iniciada em abril de 2008, consiste na utilização de um FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) alimentado por dez poços; 6 poços no Campo de Ostra, 2 poços no Campo de Argonauta B-West, um único poço em Argonauta e um poço de injeção de gás em Ostra. Os poços de produção são horizontais, enquanto que o de injeção é vertical, totalizando cerca de 140 km de tubos e linhas de fluxo. Todos poços contam com controle de areia.

A segunda fase prevista para 2013 é o desenvolvimento do campo Argonauta O-North, que contará com 4 poços de injeção de água e 7 poços de produção. Essa fase foi iniciada em 14 de outubro de 2010. Ainda há estudos para realizar uma terceira fase, para o campo de Nautilus. Esse campo também faz parte do bloco BC-60 (mesmo de Jubarte) da Petrobras e as empresas estão em negociação quanto sua exploração. Os poços serão conectados a *manifolds*, linhas de fluxo e *risers* até a FPSO. O fundo do mar foi melhorado para facilitar a ancoragem e instalação de equipamentos (Tarr et al, 2009).

No fim de 2008, com a chegada do FPSO Espírito Santo, começaram as operações para conexão de dutos e fornecimento de energia, para finalmente, em 12 de julho de 2009 dar inicio a produção no campo de Abalone e em 25 de agosto de 2009 no campo de Ostra. O volume de gás natural produzido, em torno de 1 milhão de m³/d, será enviado para o campo de Jubarte, operado pela Petrobras, por um gasoduto de cerca de 40 km, e depois seguirá para a costa. Enquanto o gasoduto não é concluído, esse gás é reinjetado no reservatório, em vez de queimado, obtendo assim eficiência energética, em um projeto avaliado em US\$ 20 milhões.

As operações de perfuração foram realizadas paralelamente com a instalação de equipamentos de separação submarinos no fundo do mar, necessários para a produção (Bode, 2010).

2.2 Descrição dos Campos

O Campo de Ostra está localizado em um canal de turbidito que se estende até o campo de Jubarte no bloco BC-60, passando por uma falha na bacia. Além disso ele está no topo de uma camada de sal e a armadilha é formada por uma estrutura complexa de falhas em 4 vias que aprisionam o óleo. Há duas falhas normais principais que formam um *graben* central. A parte mais alta do domo salino é criado por essas falhas formando o *horst*. Além dessas falhas há inúmeras outras menores, algumas quase atingem o fundo do mar (Stockwell et al, 2010).

A tabela a seguir indica a lâmina d'água de cada reservatório, a qualidade do óleo e o número de poços de cada um. O campo de Abalone é o único que apresenta óleo leve, enquanto o campo de Ostra possui óleo de qualidade média e Argonauta, óleo pesado. Na figura 1 é possível observar a disposição dos poços em relação a plataforma.

Tabela 1: Detalhes dos campos (Bode, 2010)

Reservatório	Profundidade (m)	°API	Poços
Argonauta B-West	1654	17	2
Abalone	1924	42	1
Ostra	1595	28	7
Argonauta O-North	1647	16	11
Nautilus	1884	-	-

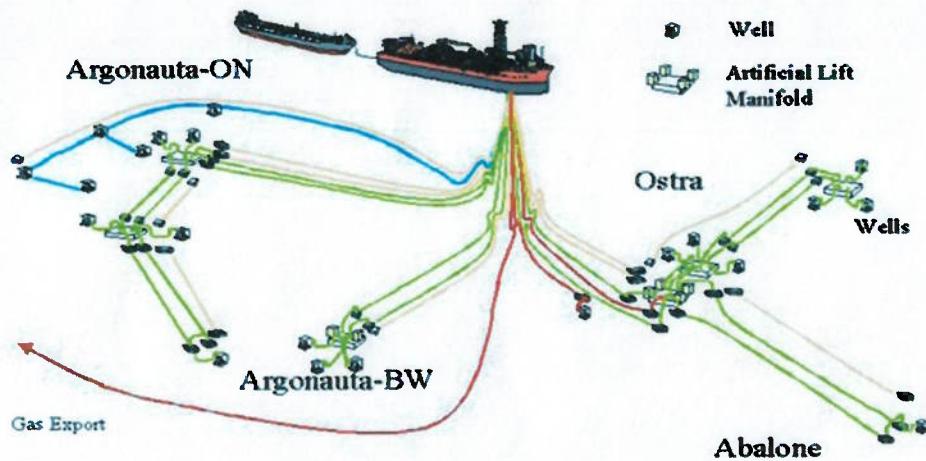


Figura 1: Layout dos Poços (Noort, 2009)

2.3 Prospecção

Um programa de prospecção visa identificar áreas favoráveis à acumulação de petróleo e verificar qual delas possui mais chances de conter petróleo. Através de métodos sísmicos, são geradas ondas em fontes artificiais que se propagam pelo interior da Terra, onde são refletidas e refratadas nas diferentes camadas de rochas e retornam à superfície onde são registradas e interpretadas (Thomas, 2001).

Levantamentos geofísicos foram realizados pela *Fulgro Geosolutions Brasil*. Para realização do serviço eles utilizaram o navio de sísmica *Geo Prospector*, que veio da Escócia em março de 2006.

Segundo a empresa, entre os vários equipamentos de alta tecnologia, o navio opera o *Echo Surveyor*, um Veículo Submarino Autônomo (*Autonomous Underwater Vehicle AUV*), modelo Hugin 3000, equipado principalmente com sonar de varredura lateral, perfilador de sub-fundo e batimetria multifeixe.

O AUV é considerado a mais avançada tecnologia disponível no mundo para pesquisas em águas profundas. O sistema é operado sem a intervenção direta da superfície, sendo feita através de link acústico. Os dados geofísicos são coletados próximos ao fundo marinho, aumentando consideravelmente a qualidade e precisão do levantamento, além de proporcionar uma redução significativa no tempo de aquisição. O *Echo Surveyor* operado pela Fugro é capaz de realizar levantamentos em até 3.000m de profundidade.

2.4 Sonda

Uma sonda de perfuração é composta por equipamentos utilizados para perfurar poços, permitindo o acesso a reservatórios de petróleo. Nesse projeto foi utilizado uma sonda *offshore* (marítima), onde os equipamentos ficam sobre uma base flutuante e cabos especiais a conectam ao poço no fundo do mar.

Inicialmente foi trazida a sonda Stena Tay, por um contrato de 5 anos, para perfurar os primeiros poços exploratórios. Ela é de geração 5, capaz de operar em pouco mais de 2400 m, porém sua locação era muito cara. Com a introdução do BOP de superfície foi possível utilizar uma sonda menor para perfurar os campos, então escolheram a GSF Arctic I da Transocean (Kammerzel, 2007). A comparação entre as duas está ilustrada na figura abaixo.

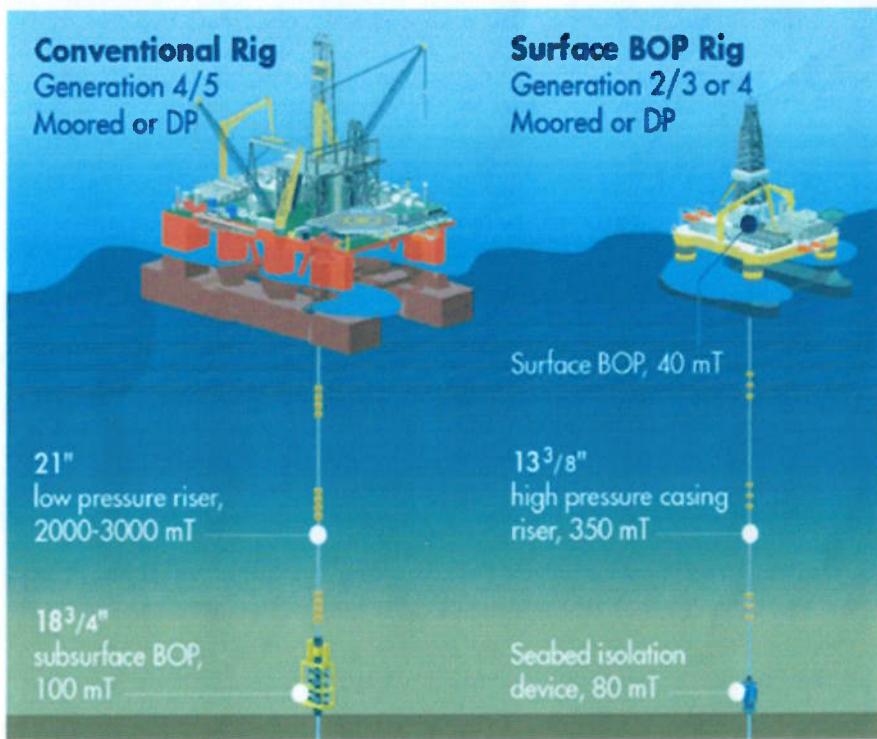


Figura 2: Configuração de uma sonda com BOP convencional e uma equipada com BOP de superfície (Stingl, 2010)

A sonda GSF Arctic I é uma sonda semi-submersível, geração 3, capaz de operar em até 945 m utilizando um BOP convencional. Ela é equipada com quatro molinetes duplos Skagit WMC-48 com oito correntes de âncora de 1554m (5100 ft) x 3'' e oito âncoras de enterramento por arraste. Complementadas com sistemas de amarração pré-instalados. Na fase 1 haviam 5 centros de perfuração. Para cada centro, oito âncoras eram carregadas verticalmente e equipadas com linhas de amarração antes da sonda ser posicionada no local. Quando a sonda era rebocada para o centro de perfuração, ela era rapidamente conectada as linhas de amarração. Em todos os casos essa operação foi rápida, sendo realizada no próprio dia de chegada (Tarr et al, 2009).

2.5 BOP

O BOP é um equipamento de segurança que contém válvulas que podem fechar o poço para evitar acidentes. A Shell utilizou BOP de superfície com dispositivo para isolamento do solo marinho para completação e perfuração. Com isso há mais possibilidades na escolha da plataforma, já que o peso é reduzido, possibilitando utilização de sonda geração 3, ou até mesmo geração 2. Também permite utilizar *risers* de alta pressão. O dispositivo de isolamento conecta o *riser* com a cabeça do poço e para sua completação podem ser usadas ferramentas similares as utilizadas em um BOP submarino.

A princípio, quando ainda se planejava a perfuração, acreditava-se que a tecnologia ainda era imatura e necessitava de mais testes. Porém, após análises foi decidido correr o risco, e concluiu-se que essa tecnologia não era aplicável apenas para a perfuração, como também para a completação.

Sua função era prover controle do poço durante e após a completação, incluindo instalação do tubo de produção, *gravel pack* e isolamento da zona produtora. Também devia permitir operações para testar a pressão no tubo de produção. E como todo BOP deve garantir a segurança das operações, fechando o poço se necessário (Tarr et al, 2008).

2.6 *Manifold* de produção

Manifold é uma estrutura metálica apoiada no fundo do mar que acomoda válvulas e acessórios que permitem que este esteja conectado às árvores de natal, ou outros sistemas de produção, e distribui o fluxo para *risers* de produção conectados às plataformas.

Foi fechado um contrato com a empresa FMC, que forneceu dois *manifolds* de produção para a primeira fase e dois para a segunda.

Os dois *manifolds* instalados no Campo de Ostra tem capacidade de fluxo para quatro poços. Eles possuem válvulas hidráulicas e estão conectados nas árvores de natal. Os *manifolds* foram instalados com auxílio de um guindaste, podem ser recuperados posteriormente, e reaproveitados (Olijnik, 2010).

2.7 Perfuração

Para perfurar um poço de petróleo é necessário uma sonda de perfuração. As rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados por uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. A rocha triturada é removida por um fluido de perfuração que é circulado no poço, injetado por bombas pelo interior da coluna de perfuração e retornando pelo espaço anular entre as paredes do poço e a coluna. (Thomas, 2001).

A perfuração no campo de Ostra foi dividida em duas partes, com a primeira sendo parte do *manifold* de produção 1 (PM1), com três poços, e a segunda, PM2 com quatro poços. Para perfurar o primeiro poço no campo de Ostra foram necessários grandes desvios angulares para evitar *doglegs* (curvaturas) no poço que pudessem impactar negativamente a perfuração ou completação. Inicialmente estava projetado para perfurar com broca de 16" e um motor de fundo para obter a inclinação de aproximadamente 30° no fim da seção de 500-600m. Foram planejadas 3 fases de perfuração.

Nessa região foi utilizada um fluido de perfuração sintético, que acabou induzindo fraturas e abriu pequenas falhas, acarretando perda de lama para o reservatório. A lama de perfuração sintética é largamente utilizada porque não reage com a formação e ainda estabiliza porções do poço. Além disso ela é resistente aos potenciais contaminantes encontrados durante a perfuração, porém possui alta densidade (Bourgoyne, 1986).

Após início da perfuração ficou evidente que os sedimentos perto do fundo do mar não suportariam uma curvatura em local raso, com motor de fundo e broca larga. A inclinação então foi diminuída para 20° inicialmente, e depois 30° quando os sedimentos estavam mais consolidados.

As seções de 12 1/4" chegaram ao topo do reservatório, onde foram feitos os preparos para perfurar o intervalo de produção. Foi uma situação crítica ter atingido o reservatório com a inclinação correta para perfurar a seção horizontal, entre 87 e 89° utilizando menos de 4° / 30 m de *dogleg*. Alcançar a trajetória desejada nessa seção foi mais difícil que o esperado porque o arenito era frágil e o ângulo desejado só foi alcançado no fim do poço. Isso deixou o poço com muitas *doglegs*. Nessas seções foi utilizado fluido de perfuração com densidade 9,2 ppg porque o gradiente de fratura é praticamente constante em toda sua extensão e vale entre 9,7-9,8 ppg EMW (densidade de lama equivalente). A perda de lama para o poço foi menor que o esperado, porque inicialmente estava planejado usar lama de 9,4 a 9,8 ppg para dar mais estabilidade ao poço (Stockwell et al, 2010).

Uma vantagem do poço horizontal nesse caso é a permeabilidade anisotrópica no plano horizontal. Como o reservatório é turbidítico, se ele for perfurado na direção normal a direção de maior permeabilidade a produtividade será bem maior do que em uma direção arbitrária (Economides, 1994)

Segundo Bourgoyne (1986), em um poço horizontal o plano x é definido como o de direção e o plano y, de inclinação, com seus ângulos chamados respectivamente de ângulos de direção e inclinação. O primeiro projeto deve levar em conta diversos trajetos e se eles compensam economicamente, depois eles devem ser refinados de acordo com a geologia do local. No primeiro projeto do poço no reservatório de Ostra, a seção horizontal foi projetada para ir direto da sapata até o final, sem precisar de correções. Mas, após complicações no início da perfuração, resolveram utilizar ferramentas de *geosteering*, para realizar um acompanhamento do poço e direcioná-lo para o local desejado.

Com esse primeiro poço, os engenheiros puderam concluir que :

- a trajetória desejada do poço é muito difícil de ser obtida.
- O modelo obtido na sísmica era muito simplista e não detalhava camadas finas de argila entre o arenito.
- A lama precisava ser modificada para atender as características da formação, na parte que continha argila.
- Era impraticável escavar diretamente o trecho horizontal.

O estudo desse poço foi fundamental para o sucesso dos poços seguintes. Por ser mais complexo, o seu entendimento facilitou a perfuração e ainda foram implementadas mudanças nos poços #4, #5 e #6 do PM2.

- A fase de 16" foi substituída por uma de 12 1/4" com broca PDC (policristalina de diamante compacto) com um alargador XR da Halliburton de 17 1/2", acompanhamento ponto-a-ponto pela perfilagem, com sistema RSS da Schlumberger, possibilitando mudanças bruscas na curvatura e aumentando a taxa de penetração em três vezes (Bode , 2010). Esse ganho de tempo é demonstrado abaixo.

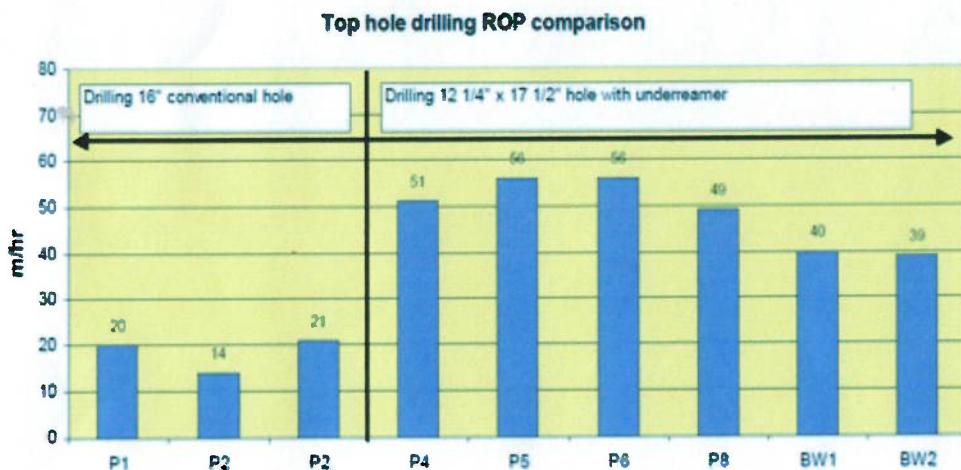


Figura 3: Comparação da taxa de perfuração entre a broca convencional de 16" e a broca de 12 1/4" com alargador de 17 1/2" (Bode, 2010)

- Foi incluído na lama Cloreto de Potássio, que é um inibidor de argila, para evitar sua dispersão. Ainda adicionaram pequenas quantidades de carbonato de cálcio para evitar perda de lama.
- Os três primeiros poços produtores do Campo de Ostra foram perfurados de Abril a Outubro de 2008 como parte do cluster do *Manifold* de Produção #1. As perfurações de perfuração foram realizadas em seqüência para otimizar a manipulação de *risers* e

dutos no FPSO. Assim foi perfurado o topo de cada poço, instalado os *risers* de 12 $\frac{1}{4}$ " e, a seguir, perfurado o trecho horizontal de 8 $\frac{1}{2}$ ".

- Nos 3 poços perfurados do campo de Ostra, o revestimento de produção contou com uma sapata retrátil projetada para eliminar os buracos de rato de 12 $\frac{1}{4}$ " abaixo do revestimento. O revestimento e a cimentação ocorreram sem problemas, porém foi necessária atenção especial na perfuração devido ao *riser* não possuir linha de auxílio (Stockwell et al, 2010).

As mudanças mostraram resultados promissores na seção mais rasa desses poços. Os ângulos desejados foram obtidos do topo de cada seção, permitindo uma margem de erro maior durante a perfuração. Utilizando a sísmica durante a perfuração foi possível seguir o trajeto planejado. Apenas no poço #6 houve problemas porque o topo do reservatório estava 120 m mais fundo do que o previsto. Esse erro foi causado devido a colocação de um estabilizador magnético sobre os instrumentos de pesquisa perto da broca e prejudicando os resultados. O poço foi perfurado novamente, como poço #8.

Na seção horizontal dos poços #4, #5 e #8 foram encontrados poucos problemas durante a perfuração. Houve pouca dificuldade para percorrer os caminhos planejados porque o acompanhamento em tempo real dos dados recolhidos durante a perfuração, minimizando a penetração em áreas que não fazem parte do reservatório.

Os esforços entre o PM1 e o PM2 ajudaram a maximizar a produção nos últimos poços e resultaram em maior eficiência na perfuração. Eles também ajudaram a compreender a litologia do local, possibilitando melhorias para os próximos poços do projeto.

2.8 Revestimento

A cimentação e revestimento ocorreram sem complicações e seguiram o planejado. O revestimento foi realizado com tubos da BJ Tubular, sendo que a seção horizontal foi completada a poço aberto.

O revestimento condutor é necessário para circular o fluido de perfuração sem erodir a parede do poço durante a perfuração. Geralmente é curto, ficando próximo da superfície. Ele também protege contra corrosão e sustenta o peso da cabeça de poço (Bourgoyn, 1986). No projeto eles foram necessários para os poços e para os dois *manifolds* de elevação artificial. Essa tecnologia nunca havia sido utilizada em águas tão profundas.

Visando acelerar a perfuração e diminuir o tempo de sonda, em cada centro de perfuração os condutores foram pré-instalados, usando um martelo hidráulico submarino, antes de mover a sonda. Foram economizados cerca de dois dias por condutor. Normalmente os condutores são instalados por jateamento, em seções. Mas com essa técnica eles foram instalados de uma única vez.

Os condutores do poço tinham 50 m de comprimento e diâmetro 36" e o projeto original era instalar 33 deles (depois reduziram para 11), enquanto os seis condutores dos *manifolds* tinham 60 m por 48". Eles foram transportados por uma embarcação modificada, quando chegavam ao local eram rolados por rampas, eliminando o uso de guindastes. Há sempre o perigo de ressonância durante sua descida, com o grande deslocamento de água. Para isso foram usados compensadores passivos de movimento durante sua descida.

O martelo utilizado foi MHU-270T, equipado com suprimentos de energia submarinos. Sua corda, que suporta até 285 ton, levantava o martelo de 58 ton, com toda precaução para evitar condições de ressonância. Para inserir o condutor maior foram necessárias aproximadamente 3000 marteladas e o menor, 750 (Nort et al, 2009).

O restante consistiu em revestimento de superfície de 13 3/8", revestimento de produção 9 5/8" e com a alternativa de usar um *liner* de 11 3/4". Assim o trecho horizontal pode ter 8 1/2" ou 9 1/2" dependendo do *gravel pack* (Stockwell et al, 2010). O revestimento do poço pode ser observado na figura 5, juntamente com a completação.

2.9 Completação

A completação de poços é a operação realizada após a perfuração para deixá-lo em condições de operar e produzir óleo e gás. Ela precisa ser feita de forma segura e econômica, visando otimizar a vazão de produção (ou injeção) e garantir vida longa ao poço, minimizando possíveis intervenções para manutenção (Thomas, 2001).

As operações de completação começaram em 2008 com a limpeza do poço e instalação do *gravel pack* no campo de Ostra. Muita areia era gerada devido ao baixo gradiente de fratura da formação e a baixa pressão de poros. Como esse foi o primeiro poço a ser completado com o SBOP em poço ultra profundo, foram projetados ferramentas novas para a limpeza, possibilitando remoção de impurezas do revestimento, *riser* e SBOP, tudo sem auxílio da bomba de lama. As operações de limpeza da boca do poço permitiram redução do número de manobras com a sapata abaixo do jato que podia ficar separado dentro do revestimento de produção enquanto ainda era possível limpar a seção horizontal a poço aberto. Foram economizados pelo menos 8 horas por manobra (Tarr et al, 2009).

Os componentes da completação da zona produtora foram instalados sem problemas através do SBOP e *risers*. As telas foram colocadas a poço aberto na seção com *gravel pack* usando 16/30 de areia. Foi utilizado uma combinação de telas de 5 1/2", tubos de 7 1/4" e uma válvula para perda de fluido. Nos três primeiros poços a completação foi realizada com sucesso. Os outros três foram completados apenas parcialmente. As causas foram a geometria dos poços, que possuem muitas tortuosidades devido as seguidas correções de direcionamento. As zonas de argila também eram maiores que o esperado, resultando baixa

estabilidade da parede, depois de revisões no projeto foi concluído que a lama deveria ter uma densidade mais alta (Bode, 2010).

O poço vertical para injeção de gás foi completado com frac-pack (controle de areia e criação de fraturas para aumentar a permeabilidade). Para os poços de Argonauta foram feitas correções como aumentar a densidade da lama de perfuração em 0,2 ppg e adicionar KCl para inibir a argila da formação. Foi mudada a sequência de limpeza do poço e perfuração da seção horizontal, para minimizar o tempo que o poço fica aberto, instalando o *gravel pack* rapidamente após as operações.

Segundo Economides (1994), a completação a poço aberto com *gravel pack* privilegia zonas de produção múltiplas. Uma completação bem feita deve segurar a areia e oferecer menor resistência possível ao fluxo. Um problema é que o cascalho tende a se depositar na parte de baixo do tubo, formando dunas.

A seção horizontal foi completada com *gravel pack alpha-wave* em toda sua extensão. A técnica consiste em preencher o espaço anular entre a tela de contenção e a parede do poço com partículas sólidas de determinado diâmetro, criando uma espécie de filtro. Quando o poço é colocado em produção o óleo pode passar, enquanto a areia fica retida. Com a circulação de um fluido carreador as partículas são suspensas e depois sedimentam na parte posterior da duna formada (Archer, 1986). A figura a seguir demonstra o *gravel pack*, com a areia sedimentando na parte de baixo do poço.

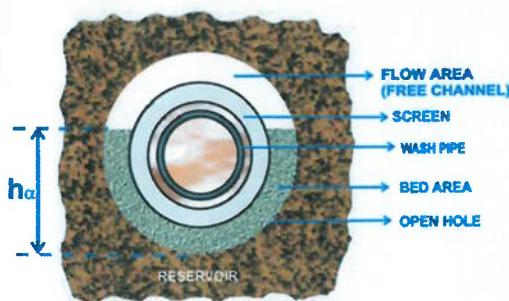


Figura 4: *Gravel pack*

Para permitir a passagem suave do suspensor do tubo de produção e proteger para não haver contato entre os metais onde ocorre mudança de diâmetro, de 17 ½" da boca da junta telescópica para 13 5/8" da boca do SBOP uma camisa foi instalada para fornecer temporariamente um buraco de 13 5/8" dentro do topo da junta telescópica. O suspensor hidráulico do tubo de produção tem 5 ½" e o tubo de produção, 4 ½", equipado com packers (hidrostáticos de produção e de isolamento no gravel pack), válvulas de segurança e medidores de pressão e temperatura no fundo do poço. Essa etapa da completação foi realizada pela Halliburton (Stockwell et al, 2010). A figura 5 ilustra a completação do poço.

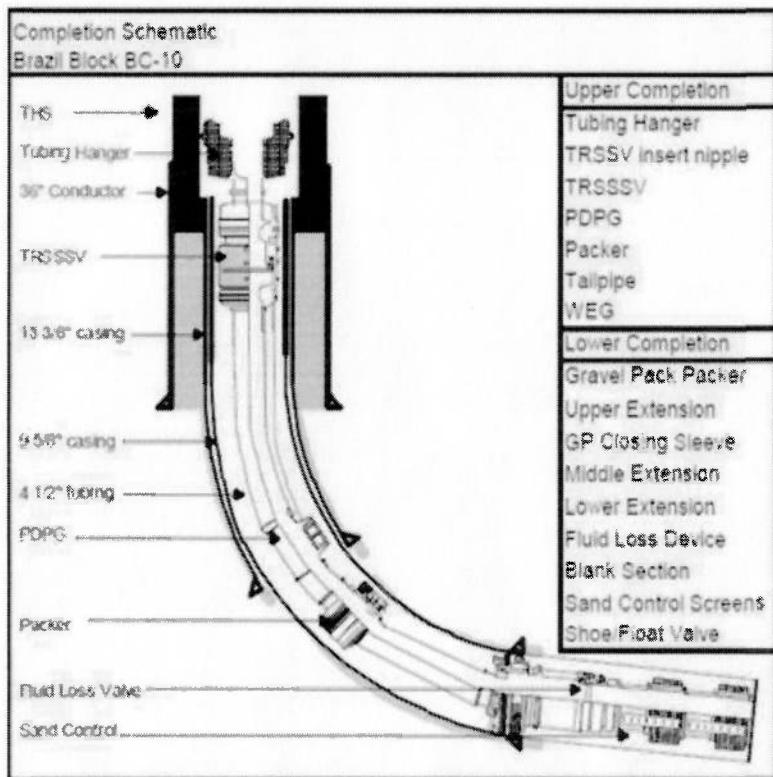


Figura 5: Esquema da completação (Tarr et al, 2009)

As cabeças de poço serão fornecidas pela Vetco Gray, do Grupo GE. Serão 12, do tipo MS-700 *slimbores*, e sete *scab liners* de 42". Segundo a empresa, as cabeças de poço vão permitir que a *Shell* perfure e complete os poços utilizando *risers* de pequeno diâmetro, compatíveis com BOP de superfície. Os equipamentos foram fabricados na fábrica da Vetco Gray em Jandira (SP).

2.10 Árvore de Natal

A árvore de Natal é um equipamento constituído por um conjunto de válvulas e instalado na cabeça do poço durante a completação, para permitir o fluxo de óleo no poço de forma controlada. A FMC projetou uma árvore de natal especial para o projeto em conjunto com a *Shell*, foram utilizadas 10 na primeira fase e 11 na segunda, classificadas a 10000 psi. Foram construídas no Rio de Janeiro.

A *Enhanced Vertical Deepwater Tree* (EVDT) foi projetada para trazer versatilidade, economia nas instalações e eficiência para poços em águas ultraprofundas e de alta pressão. O diâmetro externo do suspensor da coluna é de 34 cm, o suficiente para passar pelo BOP (34,6 cm). O cilindro do sistema pode acomodar dutos de até 17,8 cm e suporta pressão de 15000 psi. Ele permite completação de furos pequenos utilizando BOP de Superfície, evitando

gastos excessivos com grandes brocas e BOP submarino. Pode-se economizar entre 5 e 15 milhões por poço usando a sonda com mais eficiência, segundo a FMC.

Além disso, com qualquer configuração o sistema é mais eficiente. Com ou sem alojador da cabeça de poço. No primeiro, o alojador é utilizado para orientar o suspensor da coluna, dando mais flexibilidade para a instalação. Essa configuração permite que os *jumpers* sejam colocados antes ou depois da instalação da árvore de natal. Sem alojador, o suspensor da coluna é colocado diretamente na cabeça de poço, não sendo necessária a remoção do BOP e *risers* nas operações de perfuração e completação.

Ela é capaz de injetar produtos químicos, assim esses produtos não precisam passar pelo *manifold* de produção ou pelas terminações dos tubos. Outra vantagem é o módulo de fluxo incorporado na árvore de natal. Ele pode ser trocado em questão de horas, em vez de dias como nas árvores de natal comuns. Estima-se que a economia é de 5 milhões por troca (Kliewer, 2008).

2.11 FPSO Espírito Santo

FPSO é um tipo de navio plataforma utilizado pela indústria petrolífera para a exploração, armazenamento de petróleo e gás natural e escoamento da produção por outros navios aliviadores. São utilizados em locais de produção distantes da costa com inviabilidade de ligação por oleodutos ou gasodutos. A principal razão de ser escolhida a plataforma tipo FPSO é por sua capacidade de armazenamento, enquanto esperam por um navio tanque para transferir a produção. Os campos estão longe da costa, e a maior parte é óleo pesado, o que dificulta sua manipulação. Essa unidade era originalmente uma embarcação graneleira japonesa de 1975. Ela passou 20 anos carregando grãos pelo mundo. Depois foi convertida em FPSO e trabalhou por 11 anos na costa da Nigéria. (Parshall, 2009).

Quando a *Shell* adquiriu a embarcação ela estava em más condições e foi mandada para Singapura para ser reformada, os tanques foram substituídos e seu casco reforçado com 13 seções de aço resistentes ao impacto. Chegou ao campo em 14 de dezembro de 2008, depois de 35 dias de viagem. Ela possui 330 metros de comprimento, tem capacidade para processamento diário de 100 mil barris de petróleo e 1,42 milhão de metros cúbicos de gás natural, além de poder armazenar cerca de 1,5 milhão de barris de petróleo para carregamento até a costa por navios-petroleiro. Foram utilizados 9 linhas de ancoragem para manter a plataforma estável.

Possui 3 locais paralelos de separo e tratamento de óleo, um para cada reservatório. Esses locais têm grande capacidade de aquecimento, para diminuir a viscosidade do óleo pesado

Além disso, ele conta com capacidade de gerar 68 megawatts de potência com geradores a gás e alternadores a diesel, responsáveis pela alimentação de energia para os sistemas de separação e bombeio de alta pressão nas águas profundas através de grandes umbilicais elétricos. Operado pela SBM, que fechou contrato por 15 anos, com possibilidade de renovar depois (Howell, 2010).

2.12 *Manifold* de elevação artificial

Uma das grandes dificuldades do projeto foi que os reservatórios são profundos, cerca de 2000m, e eles possuem pouca pressão, necessitando elevação artificial, que por sua vez precisaram de grandes *manifolds* e umbilicais. Segundo Archer (1986), o esperado era o reservatório ter alta pressão devido sua elevada profundidade. A explicação reside no fato do reservatório atualmente se encontrar a uma profundidade maior do que quando ele foi preenchido com hidrocarbonetos, sendo modificado por falhas.

Uma solução foi a implantação de um sistema de separação submarina, já que as bombas não conseguem bombear óleo, água e gás ao mesmo tempo, apenas líquidos. No total serão utilizados três *manifolds*, dois já instalados na primeira fase e um na segunda, todos fornecidos pela FMC.

Cada bomba elétrica submarina, de 1500 HP, foi encapsulada em uma unidade chamada Module of Boosting (MOBO), ou módulo impulsor em português. Eles foram instalados no leito marinho e não nos poços de produção como de costume. O grande desafio foi direcionar o fluxo de diversos poços em um único MOBO (Gruehagen, 2009).

Os *manifolds* de elevação artificial acomodaram esses MOBOs, sendo um para os campos de Ostra e Abalone e outro para o Argonauta *B-West*. Este último campo ficou separado porque a produção de gás é baixa, por isso não há linhas de gás. Essa foi a primeira vez que um *manifold* foi combinado com MOBO.

A instalação também foi através de guindastes, que acomodaram os *manifolds* dentro do condutor. O sistema MOBO pesa em torno de 130 ton e podem ser removidos para manutenção. Nele está incluso os caixões de separação ESP (*Electric Submersible Pump*), que foram instalados pela Baker-Hughes.

O campo de Ostra é composto de dois *manifolds* de produção conectados que trazem a produção de diversos poços até o *manifold* de elevação artificial. Sua distância até o *manifold* é 9km, desde a unidade de armazenamento e possui 4 ESP (Martinez, 2010).

Cada ESP está dentro de uma caixa de 32" e possui uma linha de gás conectando essa caixa ao FPSO, assim o gás separado vai direto a plataforma. Essa configuração, chamada separador *caisson*, permite que o líquido fique no fundo da caixa onde pode ser bombeada a

um duto, do ESP até o FPSO. Para garantir o fluxo era injetado um fluido a base de fluorosilicone para garantir que o óleo bombeado não formasse espuma (Jr et al, 2010).

A produção do campo de Abalone se junta com a de Ostra. Sua vazão é baixa e a razão gás-óleo, alta. Essa grande quantidade de gás permite que a pressão seja mantida no duto. Sem esse gás extra de Abalone não haveria gás suficiente no duto, complicando a operação.

No poço de Argonauta *B-West*, a caixa também é alimentada por diversos poços mas não há separação de gás. O sistema ESP é projetado para lidar com 40% do gás nos fluidos. Nesse caso, a pressão é controlada pelo ESP. O óleo desse campo é 17° API, mais pesado que o de Ostra (28° API), o que afeta os procedimentos operacionais.

Devido a complexidade dos campos, muitos equipamentos foram projetados unicamente para esse projeto, eles agüentam fortes descompressões de gás, de 100 psi por minuto partindo de 3000 para 1000 psi, e 350 psi por minuto, de 1000 até 300 psi. Rápidas descompressões podem danificar o metal e, principalmente, componentes como bomba e motores. As bombas também precisaram de meses de pesquisa para ser desenvolvidas pois precisam bombear grandes volumes de óleo de baixa viscosidade, até 40000 b/d (Olijnik, 2010).

2.13 Tubulações

Na primeira fase foram utilizadas 10 linhas de fluxo (cerca de 141 km), 7 *risers*, um duto de gás, 15 terminações de dutos de óleo e 25 *jumpers* de aço. O diâmetro dos dutos varia entre 6 e 12''. Todos foram fabricados e instalados pela empresa *Subsea 7* (Stingl, 2010).

2.13.1 Umbilicais

Cabos umbilicais têm por função transmitir sinais de controle e alimentação para o conjunto de válvulas instalado na cabeça do poço. Os umbilicais podem transportar produtos químicos como inibidores e emulsificantes para manter a vazão desejada, além de transmitir corrente elétrica. Eles são equipados com sensores de temperatura e pressão por medida de segurança. Nesse projeto foi utilizado um tipo diferente de umbilical, de seção-cruzada, juntando vários (entre eles, cabos de fibra óptica, cabos de energia e de comunicação) e evitando o uso de grandes quantidades de umbilicais, o que seria caro. Há um número limitado de *slots* onde os umbilicais podem ser encaixados na FPSO, apenas três na primeira fase, portanto foi fundamental reduzir o seu número (Eckerty et al, 2010). A figura abaixo demonstra a configuração de um cabo umbilical utilizado no projeto.



Figura 6: Umbilical de seção-cruzada (Eckerty et al, 2010)

2.13.2 Riser

Risers são elementos que fazem a conexão física entre a plataforma e o poço. Eles são fundamentais na exploração de petróleo no mar. O projeto destes elementos foi uma tarefa desafiadora nesse campo.

Nesse projeto foi utilizado, pela primeira vez no mundo, *risers* catenários de aço *lazy-wave* (onda suave). Sua configuração é mais complexa e foram utilizados flutuadores para reduzir seu peso e diminuir a tensão no topo. Esses *risers* foram fabricados pela Subsea 7, sete deles, totalizando 21 km. Eles foram implantados visando reduzir a fadiga e stress no sistema em consequência do contínuo balanço do FPSO acarretado pelas condições ambientais, assim podem durar mais tempo. No total foram instalados 257 módulos de flutuação, pesando 2 toneladas cada para formar os arcos do *riser*. A quantidade varia de 25 módulos nos tubos de 6 in de gás para 77 nos de 10 in para produção de óleo (Stingl, 2010).

Segundo Tanaka (2009), esse tipo de *riser* é similar a catenária simples, porém possui um comprimento adicional suspenso, formando um arco antes de tocar o fundo do mar, como demonstrado na figura 7. Isso modifica seu comportamento dinâmico e reduz a tensão em toda seção.

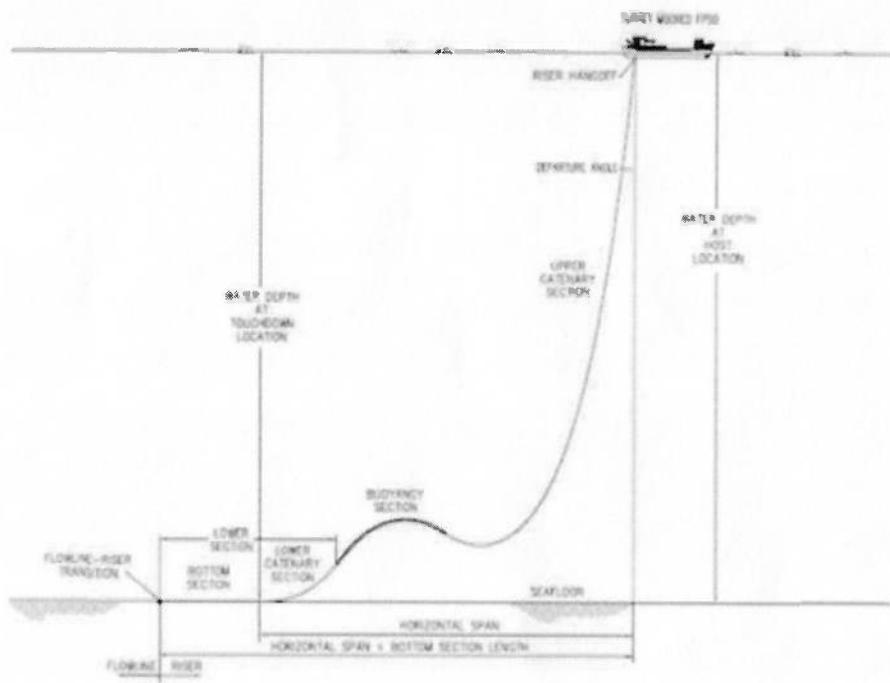


Figura 7: Conceito de Riser catenário *lazy wave* (Stingl, 2010)

Se tivessem sido utilizados *risers* flexíveis, seria necessária uma quantidade muito maior, elevando o custo e congestionando o FPSO com dutos, segundo Stingl (2009). Isso acontece porque cada tipo distinto de óleo cru teria que vir por um *riser* diferente, além disso, a capacidade dos *risers* flexíveis é menor, a quantidade de *risers* por poços seria muito menor.

Simulando condições climáticas adversas foi simulada uma desconexão do *riser* em 2008, durante as operações de perfuração no campo de Ostra. A seqüência de desconexão foi lenta, com o ROV puxando os cabos, sendo que a tensão aplicada era controlada pelos operadores na sonda. Na primeira tentativa de reconectar o *riser* houve danos no conector, que precisou ser substituído. O *riser* também se curvava com a pressão aplicada. Isso foi corrigido na segunda tentativa, onde a conexão foi alcançada com dificuldade, porque é difícil posicionar o ROV para conectar o *riser* no ângulo ideal. (Tarr et al, 2009).

3. Análise Crítica

A Shell tem testado novas tecnologias constantemente e com esse campo não foi diferente. Parte do que foi aplicado já havia sido utilizado no campo de Bijupirá-Salema na Bacia de Campos, e parte do que foi aprendido será utilizado no Campo de Perdido no Golfo do México. Assim a empresa se recicla e se mantém competitiva em uma área onde circula muito dinheiro, porém as reservas estão em locais cada vez mais desafiadores.

O Parque das Conchas é um projeto complexo e ambicioso. Muitas das soluções não foram desenvolvidas por conveniência, e sim por necessidade, para tornar o projeto viável. As novas tecnologias possibilitaram minimizar os custos e ainda são ecologicamente corretas, como a injeção do gás produzido inicialmente, ao invés de sua queima como acontece normalmente. Isso deve ser uma tendência no futuro, já que diminui a emissão de gás carbônico na atmosfera. Essa redução vem sendo cobrada pelos governos atualmente.

Foi priorizada a utilização de equipamento nacional, mesmo sem haver exigência. Isso impulsiona as indústrias brasileiras e obriga-as a qualificar mão de obra para esses serviços específicos. Para os novos poços do pré-sal foi estipulado um percentual de tecnologia nacional. Com o Parque das Conchas foi possível observar que existem alguns setores que ainda não estão preparados, como os estaleiros, já que a FPSO teve que ser preparada em outro país.

A instalação dos condutores foi uma etapa de grande importância no projeto. Ela marcou o início do desenvolvimento dos campos, foi pioneira nessa profundidade e pioneira na instalação com esse tipo de embarcação. Se fosse no passado, seria necessário uma sonda ou uma embarcação de construção, principalmente para os condutores de 48”.

A alta profundidade e a rasa localização do reservatório de baixa pressão requereram poços horizontais para maximizar a produção. Porém esses poços precisaram de controle de areia já que sua produção é alta. Nem todos os *gravel packs* foram instalados com sucesso, porque os reservatórios eram mais complexos que o previsto, sendo necessárias correções no projeto.

A grande economia do projeto ficou por conta da utilização do BOP de superfície, para perfuração e completação. Ele possibilitou usar uma sonda menor, geração 3, nas operações e acelerou a instalação dos risers. A capacidade de operação da sonda passou de 945 m para mais de 1900 m. Essa foi a primeira vez que utilizaram um BOP de superfície na completação de poços.

Os *risers* também possibilitaram redução de custos, já que eram de alta pressão e puderam ser instalados em menor número e menor tamanho. O seu formato, onda suave, foi ideal para enfrentar as condições climáticas severas do local e a profundidade dos reservatórios.

A transmissão de energia foi otimizada com a implantação de umbilicais de seção cruzada, que incorporavam circuitos de alta voltagem, elementos para controle hidráulico e passagem de produtos químicos. Assim, o número de cabos foi reduzido, deixando espaço para futuras instalações na FPSO.

A baixa pressão dos reservatórios e alta viscosidade do óleo levaram os engenheiros a projetarem um sistema de separação submarina das fases para que o óleo pudesse ser bombeado até a superfície. A bomba é incapaz de bombear alta quantidade de gás. Tudo isso foi combinado no *manifold* de elevação artificial. A produção de vários poços se junta em um *manifold* e bombeada para a FPSO. A solução foi um sucesso e o gás produzido é reinjetado no poço.

No Parque das Conchas a trajetória dos poços foi muito difícil de ser obtida. Houve dificuldades na obtenção da inclinação desejada e foram utilizadas poucas fases de revestimento. Os problemas que ocorreram durante a perfuração poderiam ser menores caso na seção direcional fossem assentadas sapatas (que servem de guia para o revestimento) após trechos em que ocorrem ganhos de ângulo, dando início a uma nova fase de perfuração. Nesses trechos a estabilidade da parede é imprevisível, elevando o risco de desabamento e colapso do poço. Seriam necessários revestimentos intermediários entre o trecho horizontal e o vertical, como foi concluído na disciplina PMI1093. O tempo e os custos de instalação seriam maiores porém haveria mais segurança para alcançar o reservatório no local desejado.

Outra solução utilizada em nosso trabalho que se mostrou eficiente foi projetar um esquema de injeção em malhas para aumentar a recuperação de óleo. No reservatório de Ostra há apenas um poço de injeção. O aumento desse número de poços, injetando água do mar ou água produzida, elevaria a pressão do reservatório contribuindo para maior produção. Seria de grande importância principalmente no decorrer da produção, para manter a pressão constante e prolongar sua vida. É necessário cuidado para não induzir fraturas no reservatório com grande aumento de pressão.

Para auxiliar a produção, uma alternativa seria implementar elevação artificial por *gas-lift*. Como o poço é horizontal, a injeção de gás seria no trecho vertical ou em porções de baixa inclinação. O gás é injetado nesses trechos impulsionando o óleo para a superfície. Assim, complementaria a elevação mecânica, por bombas, e aceleraria a produção, com um custo relativamente baixo, além de ser propício para poços que produzem fluidos com alto teor de areia. Esse tipo de elevação artificial é comum em poços horizontais, inclusive sem a presença de elevação por bombas.

4. Conclusão

A crescente demanda por combustível tem aumentado o preço do barril de petróleo nos últimos anos e possibilitado a produção em águas ultra profundas, onde se encontram grandes reservas de petróleo.

O Parque das Conchas é um projeto único, com inúmeros desafios. Desafios esses que só foram vencidos com a inovação e advento de novas tecnologias, que a *Shell* desenvolveu em parceria com outras empresas, e sempre buscando utilizar equipamentos nacionais.

Nesse trabalho foram estudadas todas as etapas do projeto e as soluções para vencer as dificuldades, em especial no Campo de Ostra onde são fornecidos maiores detalhes. A perfuração e completação dos primeiros poços apresentaram pequenos problemas porque o reservatório era mais complexo que o esperado, mas eles foram corrigidos nos poços seguintes, funcionando com sucesso. Foram ainda sugeridas alterações nessa fase do projeto.

5. Revisão Bibliográfica

ARCHER, J. S.; WALL, C. G. **Petroleum Engineering Principles and Practices**. Londres, Graham & Trotman, 1986. 362 p.

BODE W. et al. **Parque das Conchas Delivery of Deepwater Extended Reach Wells in a Low Fracture Gradient Setting**. In: Offshore Technology Conference, Houston – Texas, 2010.

BOURGOYNE, A. T. - **Applied Drilling Engineering**. Nova Jersey, Society of Petroleum, 1986. 502 p.

ECKERTY, S. P. et al. **Parque das Conchas (BC-10) High Voltage Power Umbilical Design and Installation**. In: Offshore Technology Conference, Houston – Texas, 2010.

ECONOMIDES, M. J.; HILL, A.D.; ECONOMIDES, C. E. **Petroleum Production Systems**. Nova Jersey: Prentice Hall, 1994. 609 p.

FMC TECHNOLOGIES. Houston. Apresenta detalhes sobre os equipamentos. Disponível em <<http://www.fmctechnologies.com>>. Acesso em 09 de outubro de 2010.

GRUEHAGEN, H.; LIM, D. **Subsea Separation and Boosting – An Overview of Ongoing Projects**. In: Offshore Technology Conference, Houston – Jakarta, 2009.

HOWELL, C. et al. **Parque das Conchas (BC-10) FPSO Espírito Santo - An Ultra Deepwater Heavy Oil Surface Host Facility**. In: Offshore Technology Conference, Houston – Texas, 2010.

JR, J. H. et al. **Development of an Antifoam for Subsea Application for the Parque das Conchas Project, BC-10 Block, Offshore Brazil**. In: Offshore Technology Conference, Houston – Texas, 2010.

KLIEWER, G; Shell moves BC-10 forward. Offshore Magazine, Houston. Disponível em <<http://www.offshore-mag.com/index/article-display/327121/articles/offshore/volume-68/issue-4/production-operations/shell-moves-bc-10-forward.html>>. Acesso em 04 de outubro de 2010.

KAMMERZELL, J. Shell Succeeds in Deepwater Brazil. **EP Technology**. Hoanda. Volume 2, número 1, p 4-6, 2007.

NOORT, R. et al. **Conductor Pre-Installation, Deepwater Brazil**. In: Offshore Technology Conference, Houston – Texas, 2010.

OLIJNIK, L. A.; LA CASE D. A. **Parque das Conchas (BC-10) Subsea Hardware Systems: Selection, Challenges and Lessons Learned.** In: Offshore Technology Conference, Houston – Texas, 2010.

PARSHALL, J. New Field Development. JPT. **The Journal of Petroleum Technology.** Houston- Texas. Volume 61, número 9, p 38-42, setembro, 2009.

SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY. Contém definições de termos técnicos. Disponível em <<http://www.glossary.oilfield.slb.com>>. Acesso em 09 de outubro de 2010.

SHELL YOUTUBE CHANNEL. The Hague. Apresenta vídeos sobre o projeto da compania. Disponível em <<http://www.youtube.com/user/Shell>>. Acesso em 02 de novembro de 2010.

STINGL, K. H.; PAARKEDAN, A. **Parque das Conchas – BC-10 – Ultra-Deepwater Heavy Oil Development Offshore Brazil.** In: Offshore Technology Conference, Houston – Texas, 2010.

STOCKWELL, L et al. **Meeting Drilling Challenges in Shallow Extended Reach Wells.** In Rio Oil & Gas Expo Conference, Rio de Janeiro, 2010.

STOCKWELL, L. et al. **Parque das Conchas (BC10): Subsurface Challenges in Developing a Deepwater Shallow Geologically Complex Field.** In: Offshore Technology Conference, Houston – Texas, 2010.

TAAR, B. et al. **Surface BOP System Operational Development Offshore Brazil in 1,900m of Water.** In: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Orlando – Florida, 2008.

TAAR, B. et al. **Surface BOP System Operational Experience Offshore Brazil in 1,900m of Water.** In: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, 2009.

TANAKA, R. **Otimização da Configuração de Risers Rígidos.** 2009. 266 p. Tese (doutorado) – Engenharia de Controle e Automação Mecânica. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo,** Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001. 267 p.