

## **A COMPLETAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO – UMA REVISÃO DO PLANEJAMENTO DAS OPERAÇÕES E EQUIPAMENTOS**

**Débora Y. C. A. Silva e Ricardo Franciss\***

*Centro de Engenharia e Computação, Universidade Católica de Petrópolis, Petrópolis, 25.685-070, RJ, Brasil*

**Palavras-chave:** FEL (Front-End Loading), Completação, Coluna de Produção, Esforços, Resistência, Pré-Sal.

**Resumo.** Este artigo apresenta uma descrição das operações de perfuração de um poço de petróleo para, posteriormente, se instalar uma coluna de produção, pendurada a partir dos equipamentos da cabeça de produção, localizado na base da árvore de natal. Apresenta-se uma revisão bibliográfica das operações de completação, que são atividades necessárias para se colocar um poço em produção, e dos equipamentos usualmente utilizados nesta operação, com ênfase para a coluna de produção, revestimento do poço, e o que deve ser considerado em um projeto de um poço de petróleo.

---

Endereços de e-mail: [deboraycas@gmail.com](mailto:deboraycas@gmail.com), [ricardo.franciss@ucp.br](mailto:ricardo.franciss@ucp.br)\*

## **THE COMPLETION OF PETROLEUM WELLS - A REVIEW OF OPERATIONS AND EQUIPMENT**

**Keywords:** FEL (Front-End Loading), Completion, Production Tubing, Production, Loads, Resistance, Pre-Salt.

**Abstract.** This article presents a description of the operations of drilling an oil well, for installation of a production column, hanged on the production head equipments, located at the base of the Christmas tree. It presents a bibliographical review of the completion operations, which are activities that are necessary to place a well in production, and of the equipment usually used in this operation, with emphasis on the production column, the lining of the well, and what should be considered in a project of an oil well.

## 1 INTRODUÇÃO

O ambiente pré-sal indica que esses campos, localizados em águas ultra-profundas, tem uma sequência de rochas sedimentares conhecida como a camada de sal que cobre os materiais orgânicos em que processos termoquímicos transformaram essa matéria orgânica em hidrocarbonetos. Tecnologias desenvolvidas pela Petrobras em conjunto com universidades, fornecedores e centros de pesquisa fizeram com que essas reservas fossem descobertas, além de garantir exploração segura e eficiente [8].

A completação é, sucintamente, a interface que conecta o reservatório de óleo à superfície de produção. Ou seja, é o conjunto de operações que são necessárias, após perfuração do poço, para deixá-lo operando de forma segura e viável economicamente. Isso pode envolver um conjunto de equipamentos que são específicos para cada poço de acordo com formação, inclinação, surgência, localização, etc. Por exemplo, em algumas áreas pode-se produzir diretamente em contato com a formação, caso o poço seja surgente, passando assim a exigir equipamentos específicos para esse ambiente.

"Considerando que a completação tem reflexos em toda a vida produtiva do poço e envolve altos custos, faz-se necessário um planejamento criterioso das operações e uma análise econômica cuidadosa"[11].

O projeto de completação é um conglomerado de física, química, matemática, engenharia, geologia, hidráulica, ciência dos materiais e experiências profissionais na sonda, assim como indica a Figura 1. Vale ressaltar que os engenheiros de completação se apresentam no centro por precisarem estar mais em contato com todas as equipes e não por grau de importância.

Este artigo apresenta uma revisão bibliográfica das operações de completação e dos equipamentos usualmente utilizados nesta operação, com ênfase para a coluna de produção, o revestimento do poço, e o que deve ser considerado em um projeto de um poço de petróleo.

## 2 AS OPERAÇÕES DE COMPLETAÇÃO

A experiência em completação de poços sempre foi de significativa importância e eficiência na indústria petrolífera. As falhas são um tópico expressivo na área, pois estas representam a falta de habilidade do poço de operar de modo seguro. Sendo assim, são indesejáveis a qualquer tipo de projeto.

O trabalho de Texter [10] apresenta tipos de falhas e problemas relacionados ao revestimento e coluna de produção, com as principais influências partindo de seleção de tamanho, grau do aço e peso dos equipamentos. Em discussão no artigo, há três principais fontes para as falhas: tensão axial, causada por esforços longitudinais, colapso onde a pressão externa é maior que a interna a ponto de gerar deformações, impedir o fluxo e danificar toda a estrutura, e *bursting*, que, contrariamente ao colapso, a pressão interna atua como o mecanismo de falha.

Por experiência e pesquisa do autor [10], falhas por tensão axial são raras de acontecer e, por vezes, negligenciadas por conta de a coluna de produção estar localizada dentro do revestimento. Este absorve a maioria dos fatores que ajudam na falha por tensão, por exemplos: vazamento, erosão, flambagem, etc. Então, problemas com *packers* são a fonte principal dos problemas de tensão na coluna de produção, por exemplo, durante operações de assentamento deles. Visto que as conexões normalmente adotadas são mais fortes, a maioria das falhas ocorre no corpo do tubo.

Em experiência prática, o mesmo autor participou de uma operação de retirada de um tubo congelado (operação de acidificação) de 3 ½ polegadas de uma profundidade de 8200 pés. Já havia sido feita a retirada de 3 conjuntos de comprimento antes que a falha ocorresse. A

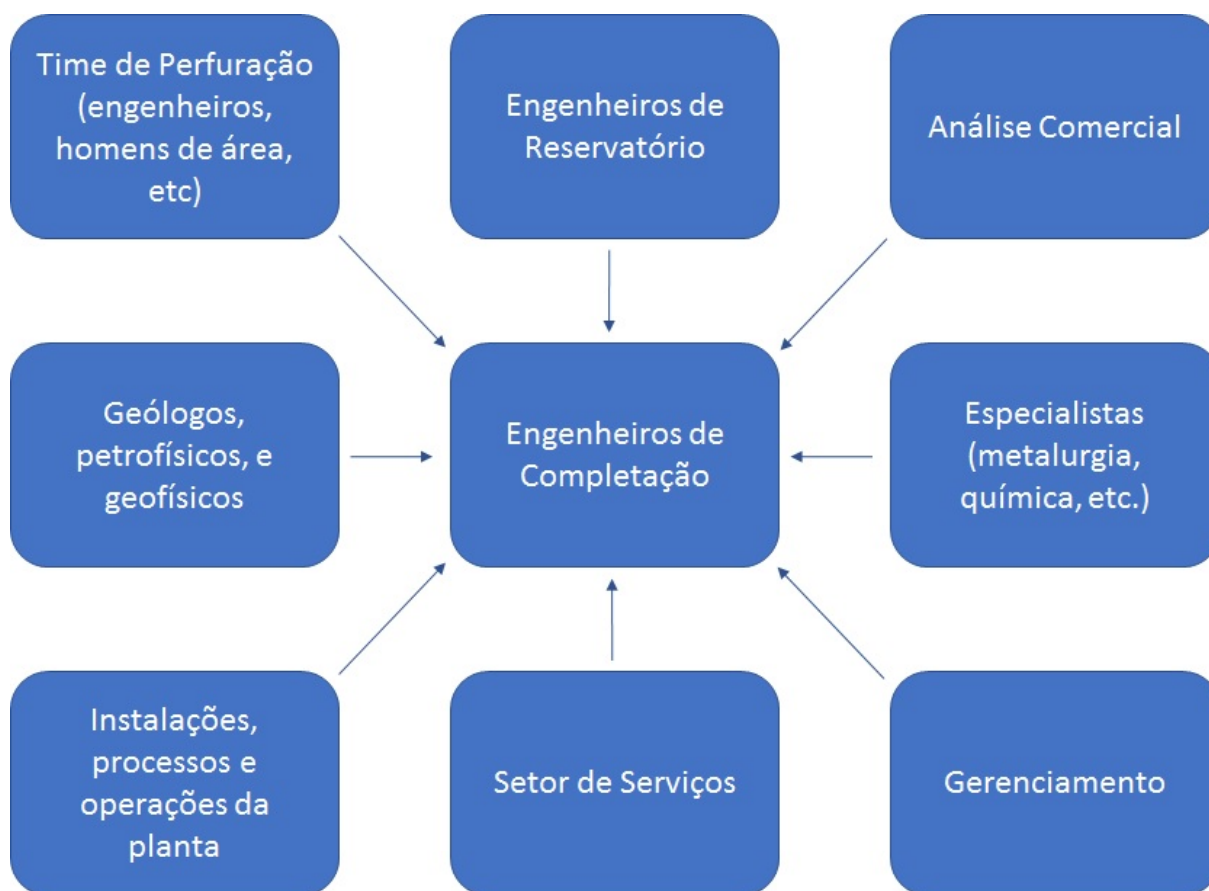


Figura 1: Visão integrada do time de completção (desde projeto até instalação) [1]

observação da falha ocorreu após a retirada completa da coluna e, como previsto, ocorreu deformação dos tubos, previamente à falha, de aproximadamente 1 pé de alongação de diferença desde a primeira vez que foi colocado no poço [10].

Acerca do colapso e *burst* em coluna de produção (rompimento da coluna por excesso de pressão interna), ainda no artigo de Texter [10], ambos têm fatores e premissas parecidos com os de revestimento. O colapso hidrostático, por exemplo, é mais raro em coluna de produção do que o revestimento, por conta da maior razão entre espessura e diâmetro. Embora raros, eles acontecem.

No texto de Texter [10], na observação de casos, em um tubo de  $2 \frac{3}{8}$  polegadas OD, 4,7 lb/ft, J-55 colapsado na profundidade de 10540 pés, concluiu-se que o tubo não deveria ter colapsado nessa profundidade, pois foi constatado que suas condições estavam normais e com adequada espessura de parede. Assim, deve-se assumir que o tubo estava ovalizado, ou era mantido em tensão considerável, ou que foi esvaziado até o ponto de colapso. Outra possibilidade é o peso de fluido ter sido maior do que o assumido, ou seja, basta que o peso do fluido seja de 13,1 ft/gal para que o colapso aconteça na profundidade de 10540 pés.

O *bursting* é um problema comum como explicitado em Texter citeptexter, principalmente em poços de alta pressão (HP -*high-pressure*). Em um caso no Texas, foi preciso deixar o poço fluído praticamente aberto por completo por 8 meses até que fosse feito o fechamento deste, de modo que não danificasse outros pontos do campo. Uma nova causa de *bursting* é em fraturamento hidráulico da formação, por conta de as pressões serem relativamente altas.

Outros modos de falha envolvem vazamento em conexões, erosão, flambagem, torsões, cor-

rosão, etc.

No artigo de Schneider [9], através de uma análise teórica, verificou-se que os principais esforços transversais ocorrem em conexões API rosqueadas de tubos, em 2 tipos: *nonupset* (NUE) e *external-upset* (EUE) por serem as de uso mais predominante. À medida que a extremidade do tubo avança mais no acoplamento através de rotação, começa a acontecer uma crescente quantidade de interferência entre tubo e acoplamento devido ao afunilamento. A expansão do acoplamento e compressão da extremidade do tubo, causada pela ação de encaixe, é uma fonte importante de tensão tangencial ou radial em ambas as partes.

Em 1999, a BP (*BritishPetroleum*) experimentou uma falha no Golfo do México em um dos poços de águas profundas, de modo que, durante as primeiras horas de produção o revestimento do poço colapsou, causando falha na coluna. Uma das causas analisadas e identificadas foi o incremento de pressão no anular (*annular fluid expansion*). Tais dados foram analisados pela equipe da BP e da Halliburton em [13].

Como em poços marítimos não é acessível fazer a diminuição dessa pressão no anular por conta do acesso restrito, os estudos de novas tecnologias estão sendo continuamente feitos para prevenir esse tipo de problema, por exemplo, permitir o amortecimento e absorção dessas pressões causadas pelo aumento significativo da temperatura [13].

### 3 O PROJETO DE UM POÇO

O âmbito de um projeto pode ser definido de diferentes formas, embora todas levem à mesma conclusão. De acordo com o *Project Management Institute* (PMI), o projeto é "um esforço temporário empreendido para criar um produto, serviço ou resultado exclusivo". Ou seja, tem uma data de início e fim definidas para alcançar sua conclusão e atingir seu objetivo, incluindo como limitantes: tempo, recursos e pessoal.

Com isso, tem-se que o projeto não é composto por processos repetitivos e contínuos. Por exemplo, tubos em linha de montagem não é um projeto, mas o processo para o lançamento de um novo tubo. As instalações das linhas de montagem podem ser consideradas como projeto pela definição anteriormente apresentada.

O início de um projeto pode ter como motivação: a demanda de mercado; a necessidade operacional, ou seja, quando é preciso ter uma base para melhor atender a demanda; a solicitação de um cliente, por exemplo, a solicitação do uso de revestimento interno por inconel quando há alta taxa de corrosão; requisitos legais; avanços tecnológicos; ou necessidade social.

Posto que o projeto tem início, meio e fim, tem-se o ciclo de vida de um projeto, o qual não deve ser confundido com ciclo de vida do produto. O ciclo de vida de um produto pode ter como fases: concepção, estudo de viabilidade, prototipagem e fabricação. Já o ciclo de vida de um projeto pode abranger uma ou mais fases do ciclo de vida de produto, como por exemplo o estudo de viabilidade técnica e econômica (EVTE).

O EVTE de um produto visa atestar as possibilidades de sucesso (ou fracasso) de um negócio ou produto, considerando aspectos técnicos, comerciais, operacionais e econômicos. A abrangência do estudo é definida pela empresa/companhia e pode focar em somente uma área ou na empresa inteira. Como ele também abrange várias etapas, dividi-se esse projeto de EVTE em subprojetos, que são tidos como o subconjunto de um projeto, que emprega as mesmas técnicas e métodos utilizados para o gerenciamento de projetos [3].

De forma geral, o ciclo de vida de um projeto pode ter como etapas:

- início do projeto;
- organização e preparação;
- execução; e

- encerramento.

A Figura 2 ilustra o ciclo de vida do projeto de acordo com o nível de utilização de recursos e tempo, que incluem investimentos, equipamentos e pessoal. Nota-se que no início a aplicação destes são consideravelmente baixos e irão atingir seu máximo durante a execução, caindo no encerramento.

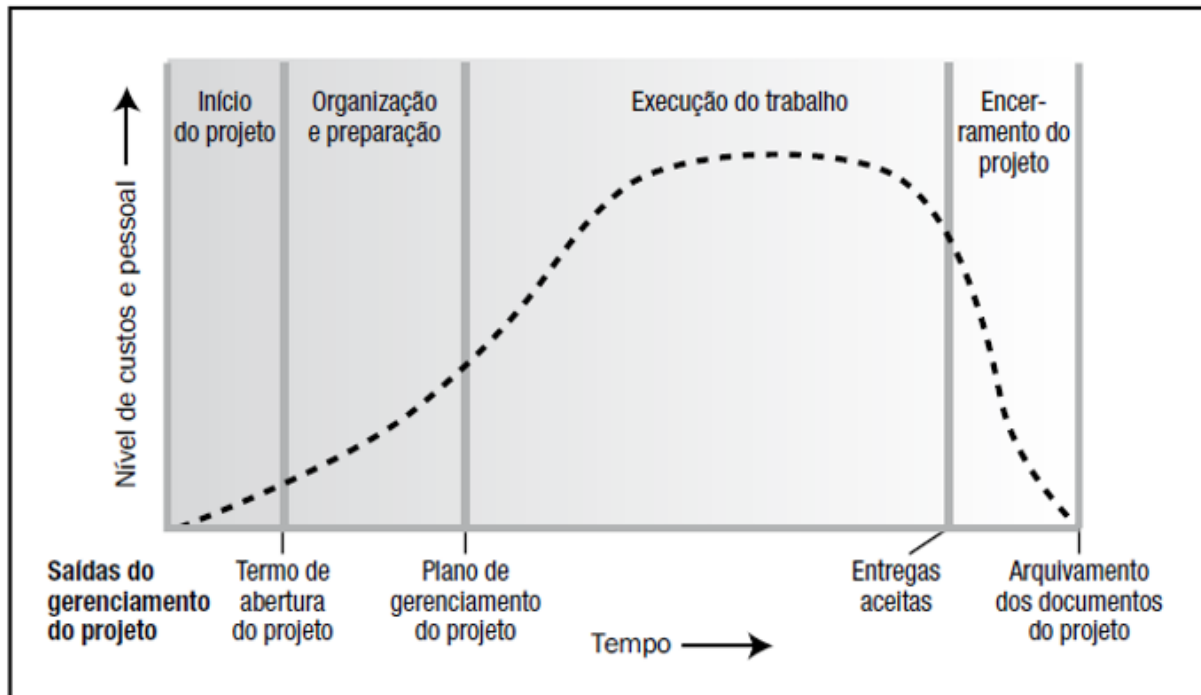


Figura 2: Ciclo de vida do projeto em tempo por recursos) [3]

Pode-se relacionar esse gráfico com o grau de incertezas. Os riscos e incertezas são maiores no início do projeto e diminuem gradativamente, pois, antes de ser aprovado para execução, é necessário que se tenha mitigado os riscos e incertezas até o nível de ALARP (*as low as reasonably practicable*).

O PMBOK (*Project Management Body of Knowledge*) serve de padrão em vez de metodologia, por abordar somente "o que" é preciso para o gerenciamento de projetos em vez de apresentar "como" esses processos devem ser realizados e em que sequência. Uma metodologia é, portanto, uma adaptação para a realidade dos projetos da companhia, das práticas existentes no mercado, e das propostas vivenciadas pelos profissionais de gerenciamento [4].

Uma metodologia, por Kerzner [7], deve apresentar as seguintes características:

- nível recomendado de detalhes;
- fazer uso de modelos;
- apresentar técnicas padronizadas de planejamento, programação e controle;
- apresentar formato padronizado de relato de desempenho;
- flexibilidade na aplicação nos projetos;
- flexibilidade para melhorias, quando necessário;
- facilidade de entendimento e aplicação; e
- ser aceita e aplicada em toda a Companhia.

Uma das metodologias mais aplicadas para um projeto de poço é o *Front-End Loading* (FEL), sendo então muito utilizada em mega empreendimentos, ou seja, os projetos de capital – grandes

empreendimentos com elevado valor que exigem aporte de capital por parte dos acionistas da empresa.

O FEL é difundido mundialmente pelo instituto americano *Independent Project Analysis Inc.* (IPA), tendo por objetivo [6]: "a definição detalhada, sequencial e contínua de um projeto de capital, com a finalidade de minimizar os riscos e maximizar a confiança dos investidores no sucesso do empreendimento, tornando-se um instrumento de decisão eficaz na medida em que confere previsibilidade, transparência e competitividade aos empreendimentos. Isso cria condições para que os projetos sejam executados em menor prazo, menor custo, maior segurança e boa confiabilidade operacional".

O projeto de um poço deve ser dividido em seis pilares básicos, mesmo que as companhias tenham processos de projeto diferentes: solicitação do projeto, elaboração do projeto de perfuração, execução da perfuração, planejamento da completação, elaboração do projeto de completação e execução da completação.

Na área de estudo deste trabalho, ou seja, na completação, mais especificamente na coluna de produção, o projeto vai ter como objetivo reduzir custos e intensificar ao máximo a produção da companhia. Como a completação é parte do processo de construção de um poço, ela está integrada e totalmente dependente das fases anteriores do projeto de construção de um poço.

Na elaboração do projeto do poço é realizado o detalhamento das fases de perfuração e completação. Independentemente do tipo de poço (exploratório, injetor, produtor, etc.), o detalhamento dessas etapas vai ter grande impacto na determinação de tempo e custo e, consequentemente, seu estudo de viabilidade técnico e econômico.

Após a perfuração, é feita a perfilagem do poço para verificar as condições das propriedades dos fluidos, dos revestimentos, e das formações. E então se decide pelo abandono ou pela completação. Caso seja decidida a completação, dá-se início às reuniões técnicas onde serão decididas as melhores opções para o poço.

Algumas considerações de projeto podem incluir: instalação de equipamentos de superfície, fluido de completação, instalação da coluna de produção, canhoneio, colocação do poço em produção, etc. E dependendo das características do sistema, outro projeto específico deve ser anexado à completação, como por exemplo, fraturamento e elevação artificial.

Os projetos de produção serão, principalmente, determinados pelas tentativas da companhia de minimizar:

- o capital investido CAPEX (*Capital Expenditure*);
- custo de construção dos poços; e
- danos ao meio ambiente.

E maximizar:

- produção do campo;
- área de drenagem de cada poço; e
- segurança.

Os principais desafios desses projetos, no âmbito de completação, envolvem a localização do poço. Por exemplo, se o poço for *offshore*, poderá haver problemas com a formação de hidrato, por conta de baixa temperatura e alta pressão, além de apresentar um ambiente de baixa temperatura na cabeça dos poços e ao longo das instalações submarinas ou ao longo da lâmina d'água. Envolve também a viscosidade do óleo, arenitos inconsolidados, reservatórios HPHT (*high pressure, high temperature*), presença de gás em reservatórios com baixíssima permeabilidade (*tight*), entre outras considerações.

A completação vai ser uma operação com impacto em toda a vida produtiva do poço, envolvendo altos custos. Mesmo que, em comparação com as outras partes de construção do poço,

ela tenha um custo menor, ainda sim este é significativo o suficiente para inviabilizar o projeto caso não seja feito um planejamento criterioso das operações e uma análise econômica cuidadosa [11]. Pois, se falhar em exercer a função, parte do poço pode ser perdida e exigir que seja feito um desvio no poço, caso seja viável.

Salienta-se que, mesmo a completação sendo o que o parágrafo anterior descreve, o projeto pode ter sido concebido considerando a troca de coluna em certo intervalo de tempo, dez anos, por exemplo. Então, haverá intervenções durante a vida útil produtora do poço, comumente chamadas, pela indústria de petróleo, de *workover*. Um *heavy workover* ocorre quando há a retirada da coluna. Mesmo que o poço não tenha sido projetado com o intuito de realizar *heavy workover*, imprevistos não são tão incomuns se tratando de um ambiente agressivo. Essas intervenções podem ou não serem programadas, mas todas seguirão um programa para otimização de tempo e recursos, tal como o projeto. Intervenções chamadas de *light workover* servem para fazer limpeza do poço, testes de pressão, cimentação pelo anular ou no fundo do poço, e *squeeze* de cimento. No geral, são as operações de última oportunidade para se otimizar alguma operação ou equipamento sem haver a retirada de coluna de produção.

#### 4 EQUIPAMENTOS E DISPOSITIVOS DA COLUNA DE PRODUÇÃO

As completações podem ser classificadas pelo seu tipo de posicionamento (completação seca ou molhada), quanto ao revestimento de produção (poço aberto, *liner* rasgado ou com o revestimento canhoneado) e quanto ao número de zonas de produção (simples ou múltiplas).

A coluna de produção deve ser projetada para atender quaisquer umas destas classificações das quais ditam, principalmente, o ambiente. Ela é descida pelo meio do revestimento de produção e tem como finalidades básicas:

- levar os fluidos do reservatório à superfície, de modo a proteger o revestimento contra fluidos agressivos e pressões elevadas;
- promover a capacidade de instalação de equipamentos para elevação artificial; e
- promover a circulação de fluidos em caso de amortecimento do poço, em futuras intervenções.

Como os equipamentos da coluna não são a parte mais fraca dela, em uma análise numérica, todos esses equipamentos são substituídos por tubos, de diâmetro 5 1/2 polegadas ou 6 5/8 polegadas, dependendo da posição do equipamento na coluna e o tubo que lhe acompanha.

A Figura 3 apresenta um esquemático genérico de completação. Dentre os principais equipamentos da configuração da coluna de produção, tem-se: árvore de natal (ANM); base adaptadora de produção (BAP); suspensor de coluna (Tubing Hanger); tubos de produção; válvula de segurança de subsuperfície (DHSV); mandril de gás *lift*; mandril de injeção química de bolso lateral; *Permanent downhole Gauge* (PDG); *Tubing Seal Receptacle* (TSR); *nipple* de assentamento; âncora selante cisalhante; *packer*; pata de mula e meia pata de mula; e reduções/conexões.

##### 4.1 Árvore de Natal

A Árvore de Natal pode ser seca ou molhada. Considerando uma profundidade ultraprofunda, é feita a utilização de uma árvore de natal molhada (ANM), que é instalada no leito marinho e constituída por um conjunto de válvulas tipo gaveta, com linhas de fluxo e um sistema de controle interligado à plataforma de produção [5].

Entre as funções de uma árvore de natal, tem-se que esta cria uma barreira de segurança, permite retenção do fluido de produção e regulagem deste (*choke*), além de permitir injeção



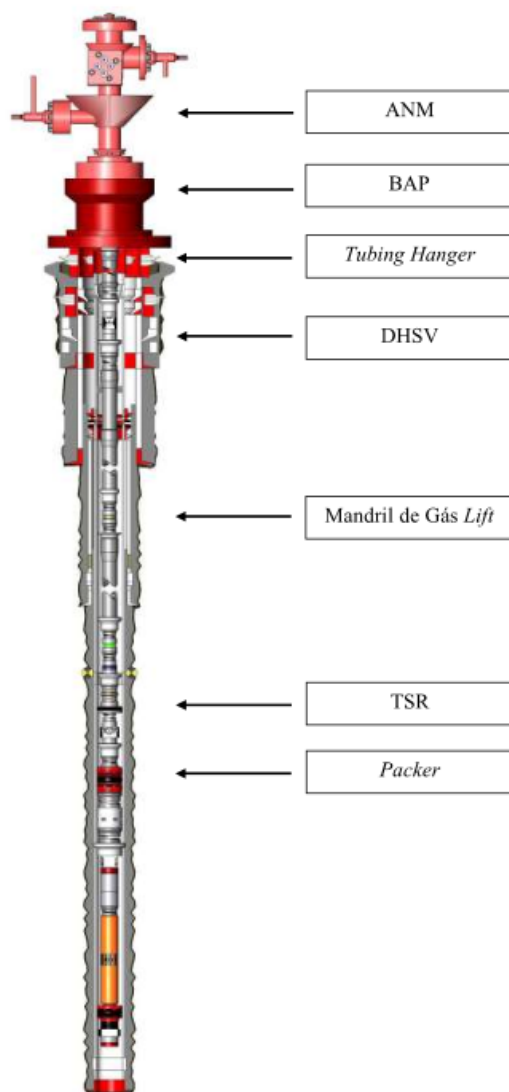


Figura 3: Esquemático de completação de uma coluna de produção e seus equipamentos

contínua de produtos químicos. Permite também o controle das válvulas de fundo e transmissão dos dados elétricos do PDG, assim como também permite futuras intervenções no poço.

Elas podem ser classificadas quanto ao modo de instalação e de conexão. Quanto à instalação, como mergulhos só são feitos até 300 metros de profundidade, obrigatoriamente a árvore de natal utilizada em águas profundas já é classificada como *diverless*, ou seja, operada sem mergulhador. Com o aumento da lâmina d'água (LDA), os esforços sobre cabos guias aumentam, e por vezes se embarçavam, portanto, foi desenvolvida a ANM GLL (*diverless guidelineless*), que não faz uso de cabos guias, substituindo-os por funis (com rasgos) e chavetas orientadoras [11].

Já quanto à conexão, devido ao aumento das atividades e custos, buscou-se maior flexibilidade operacional e maior confiabilidade, levando então às evoluções da ANM GLL até o desenvolvimento da conexão vertical independente, onde as linhas da BAP não interferem na instalação da ANM, permitindo que a completação não precise ser interrompida para conexão dos outros componentes. Em LDA maior que 1350 metros, faz-se necessário o uso de 3 módulos de conexão vertical na BAP, sendo um para a linha de produção, outro para o anular e outro

para umbilical hidráulico e elétrico. Isso faz com que a carga gerada pelo aumento da LDA, dita anteriormente, diminua, pois, as conexões são feitas primeiro na ANM e depois na unidade flutuante pelo barco de lançamento das linhas [5, 11].

#### 4.2 Base Adaptadora de Produção (BAP)

A BAP serve de interface entre a cabeça de poço, ANM e as linhas de fluxo e controle, com objetivo alojar o *tubing hanger*, receber e travar a ANM e as conexões das linhas.

São escolhidas e projetadas de acordo com profundidade, tipo de ANM e outros fatores. Além do primeiro objetivo descrito, permite que se retire a árvore e que sejam feitas intervenções sem a retirada dos umbilicais e linhas de fluxo.

#### 4.3 Suspensor de Coluna (*tubing hanger*)

Realiza interface entre a ANM e a coluna de produção. Este pode ser ancorado e travado tanto na base adaptadora de produção, quanto no *Spool* da própria ANM, fazendo assim, a sustentação da coluna de produção.

O equipamento também proporciona vedação entre a coluna de produção e o anular. Além disso, também garante a condução de fluido de produção entre coluna e ANM, de fluido hidráulico da válvula de segurança de subsuperfície DHSV, de sinais elétricos para o PDG e a injeção química. Este também permite futuras intervenções no poço.

Os mais utilizados são os excêntricos, com interface superior padronizada, com furo (bore) de 4 polegadas para acesso à coluna de produção. Também possui um ou dois furos de 1/2 polegada para passar o fluido hidráulico que aciona a DHSV, e outro para o cabo elétrico do PDG [5].

#### 4.4 Tubos de Produção

Utilizados para conduzir o fluido da formação produtora para a ANM ou o contrário, em casos de injeção.

Os tubos de produção dos poços apresentam grau de 95 ksi e, na metalurgia, de aço martensítico, Cromo 13, especiais para poços do pré-sal, com diâmetros variáveis, sendo os mais utilizados os de 5 1/2 polegadas e 6 5/8 polegadas [12].

Os tubos de produção são tubos de aço sem costura, ou seja, cilindros de aço que passam por processo de aquecimento para ficarem "ocós" e não precisarem de solda. Geralmente, são mais utilizados em projetos que exijam maior confiabilidade. Podem ser usados para perfuração, revestimento de poços, condução e extração de petróleo conforme a API 5CT.

#### 4.5 Válvula de Segurança de Subsuperfície (DHSV)

É uma válvula de segurança da coluna de produção, geralmente posicionada à cerca de 30 metros abaixo do fundo do mar, podendo ser de conexão rosqueada ou inserida e recuperada por cabos.

Sua principal função é fechar a coluna, baseada no princípio *fail-safe-closed* (falha segura fechada), ou seja, quando o poço está produzindo, ela está pressurizada com fluido hidráulico, mantendo-a na posição aberta, mas com o modo *fail-safe-closed*, com retorno por mola controlando a *flapper*. No caso de perda de potência hidráulica, as válvulas são automaticamente levadas para a posição fechada, interrompendo o fluxo de produção [2]. Seu acionamento correto vai acontecer somente em extrema urgência, quando já se perdeu controle do poço da superfície, isolando os fluidos, produzidos do reservatório.

#### 4.6 Mandril de Gás *Lift*

Quando o poço não é surgente, precisa-se fazer uso do mandril de gás *lift*, que aloja válvulas necessárias à recirculação do gás passante do espaço anular para a coluna de produção, diminuindo assim a massa específica da mistura gás-óleo e tornando-a mais leve, e mais fácil da produção ocorrer.

Elas podem ser assentadas e colocadas por operações a cabo, sendo excêntricas e permitindo assim que seu diâmetro interno seja o mesmo dos tubos de produção.

#### 4.7 Mandril de Injeção Química de Bolso Lateral

Sucintamente, é um mandril para injeção de quaisquer produtos químicos, geralmente para prevenir incrustação. Fica localizado, como o nome diz, na lateral do poço onde se permite acesso à parte inferior da coluna abaixo deste. Válvulas de controle de fluxo (de retenção) são postas à montante do mandril para evitar incrustação.

#### 4.8 *Permanent Downhole Gauge (PDG)*

Sensor colocado no fundo do poço que mede pressão e temperatura com grande precisão e confiabilidade. Usado principalmente na fase de produção de petróleo, onde alta pressão e resolução são vitais para conhecer características do poço.

#### 4.9 *Tubing Seal Receptacle (TSR)*

Também chamada de junta telescópica, é usada para absorver a expansão e contração da coluna por variações de temperatura advindas da produção ou da injeção de fluidos. Permite que se retire a coluna superior sem a inferior. Como mostra a Figura 4, os selos da camisa (fêmea) são conectados à parte superior, que permanece imóvel, enquanto o mandril permanece livre para movimentação. Por exemplo, se a movimentação permitida é de 9,4 metros, na prática é usado o intervalo de permissão de movimento de 3 metros para cima e 3 metros para baixo, mesmo que haja a possibilidade de 4,7 metros para cada direção.

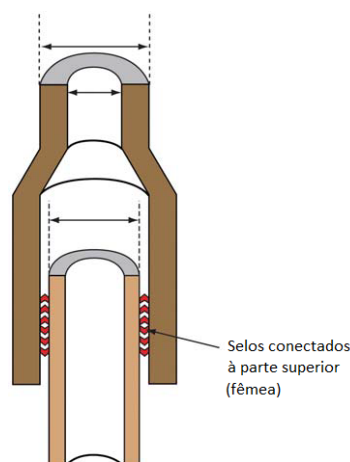


Figura 4: Esquema da configuração padrão de um TSR [1]

#### 4.10 *Nipple* de Assentamento

De acordo com [11], servem para alojar tampões mecânicos, válvulas de retenção ou registradores de pressão e, normalmente, são instalados na cauda da coluna de produção, abaixo de todas as outras ferramentas. Embora, quando necessários, podem ser colocados vários em diferentes pontos da coluna.

#### 4.11 Âncora Selante Cisalhante

Equipamento que permite fazer a vedação na área polida do interior de um *Packer Seal Bore* de produção de um poço. Como unidade selante, este é então descido na extremidade da coluna, que pode ser apoiado ou travado no *packer*.

O modelo sendo de âncora, há travamento na rosca do *packer* através de uma garra com aletas anti rotação, que é conectada quando ocorre liberação de peso na ferramenta. Com rotação à direita, a âncora é desconectada, impossibilitando assim, a desconexão por tração [11].

#### 4.12 *packer*

Ferramenta usada para selar o anular da zona produtora, para que se isole o intervalo de produção dos fluidos dos anulares dos revestimentos, protegendo-os assim de pressões indesejáveis e de corrosão. Ou seja, pode ser usado para isolar uma zona de interesse, atuar como válvula para controle de pressão, isolar uma zona enquanto que seja feita alguma intervenção, facilitar instalação de válvulas quando for feito *shut-in* do poço e ajudar na otimização do fluxo.

Os *Packer Seal Bore* são projetados para serem instalados hidraulicamente no tubo de produção. O tipo que usa a âncora falada anteriormente restringe movimentos em dado intervalo, por exemplo, 4 metros para baixo e para cima para se movimentar e compensar movimentos. A decisão de usá-lo parte do movimento que o tubo experimentará e da hidráulica do poço, tais como: instalação; fluxo de fluidos; condições de *shut-in*; etc.

Se permanente, terá uma eficiência em pressões e temperaturas de trabalho maior do que quaisquer um dos *packers* recuperáveis. Estes, por sua vez, têm um custo maior, mas não precisarão de grande esforço para serem retirados do poço, como acontece com os permanentes. Ambos modelos são comumente instalados em uma só corrida (descida). Em um poço pré-sal, é usado um *packer* permanente com a âncora selante, ou seja, ela não permite o movimento que o *Packer Seal Bore* poderia ter.

#### 4.13 Pata de Mula e Meia Pata de Mula

Dispositivo tubular, similar ao perfil de uma pata de mula, que é passado por dentro da coluna de completação ou revestimento e que se encaixa dentro de uma ferramenta que já foi descida, com o objetivo de facilitar a reentrada pela rotação.

#### 4.14 Reduções/Conexões

As reduções/conexões são equipamentos que propiciam a conexão de um equipamento de diâmetro menor para um de maior, ou vice-versa. São de mesmo material do tubo e das conexões, para que não sejam um ponto mais fraco na coluna.

## 5 CONCLUSÃO

O estudo desenvolvido nesse trabalho mostra os principais equipamentos da configuração da coluna de produção, cabendo ao projetista optar entre duas configurações verticais de coluna

para o ambiente pré-sal: a biengastada e a com TSR instalado, ambas com sua funcionalidade comprovadas.

Essa opção pode ser feita através de estudos por softwares comerciais como, por exemplo, WELLCAT da *Landmark Halliburton*, através da análise de colapso, *burst*, cargas axiais, além de uma análise básica de fadiga estrutural.

A operação mais severa a se considerar para uma análise de colapso será a de *tubinge vacuation*, visto que este só irá ocorrer quando a pressão externa for maior que a pressão interna, de modo a passar do limite determinado pela resistência do material.

O *burst* é baseado na análise do comportamento da pressão interna, sendo assim, sua condição de maior severidade será quando exposto à despressurização do anular – quando a coluna tenderá a expandir por conta da pressão no interior desta ser muito maior que a do anular – e em *shut-in*, quando se avalia a pressão trapeada no interior da coluna.

Sabendo-se que o TSR tem uma área polida com selos solidários à camisa e que, durante uma deformação da coluna, este irá permitir o movimento, existirá o desgaste do TSR nessa área, o qual influenciará na vida útil da coluna de produção. Por outro lado, quando biengastada, toda essa deformação é impedida e assim, é transformada em força ao longo de toda a coluna e, por consequência, os equipamentos estarão constantemente sofrendo esforços. Devido a essa informação, deve-se fazer uma análise mais detalhada da viabilidade de cada configuração.

A vantagem principal em se ter o TSR é a capacidade da retirada somente da coluna superior, deixando assim a cauda inferior, e não havendo a necessidade de desconectar o *packer*, poupando-se tempo de operação, mobilização da equipe, e consequentemente, os investimentos. Além de prover a geração de capital mais rápido por meio da produção do poço.

## REFERÊNCIAS

- [1] J. Bellarby. *Well Completion Design*. Elsevier, 1ª edição, 2009.
- [2] M. H. da Silva Mashiba. *A Influência dos Parâmetros de Operação e Projeto no Desempenho de Atuação Hidráulica de Válvulas Submarinas do Tipo Gaveta*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, Brasil, 2011.
- [3] C. M. da Silva Xavier. *Gerenciamento de Projetos: Como Definir e Controlar o Escopo do Projeto*. Editora Saraiva, 2ª edição, 2009.
- [4] C. M. da Silva Xavier. Qual a diferença entre padrões e metodologias de gerenciamento de projetos? Disponível em <<http://beware.com.br/academia/artigos/qual-a-diferenca-entre-padroes-e-metodologias-de-gerenciamento-de-projetos/>>. Acessado em julho de 2017.
- [5] G. O. de Sabóia. Equipamentos submarinos para produção de petróleo e gás. Disponível em <<https://www.seaerj.org.br/pdf/equipetro.pdf>>. Acessado em julho de 2017.
- [6] P. R. Galvao Jr. *Estudo de ferramentas de avaliação de maturidade em projetos de capital*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte - MG, Brasil, 2013.
- [7] H. R. Kerzner. *Project Management: A Systems Approach to Planning Scheduling and Controlling*. John Wiley & Sons, 8ª edição, 2002.
- [8] PETROBRAS. Pré-sal. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>. Acessado em julho de 2017.
- [9] W. P. Schneider. Casing and tubing connection stresses. *Journal of Petroleum Technology*, 34(8), 1982.

- [10] H. G. Texter. Oil-well casing and tubing troubles. 1955. Spring Meeting of the Southwestern District, Division of Production, New Orleans - LA, EUA.
- [11] J. E. Thomas. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Editora Interciencia, 2ª edição, 2004.
- [12] VALLOUREC. Vm 95 13cr. Disponível em <<http://www.vallourec.com/OCTG/EN/products/material/13cr/Pages/VM-95-13CR-.aspx>>. Acessado em julho de 2017.
- [13] R. Vargo, M. Payne, R. Faul, J. LeBlanc e J. Griffith. Practical and successful prevention of annular pressure buildup on the marlin project. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio - TX, EUA, 2002.