

1 Introdução

As empresas operadoras de petróleo estão descobrindo suas maiores reservas de óleo e gás no ambiente marítimo, em águas profundas, em profundidades cada vez maiores, necessitando assim, perfurar poços de petróleo cada vez mais profundos.

Segundo dados da Agência Nacional de Petróleo, 34% dos poços marítimos perfurados no Brasil, que iniciaram e finalizaram a perfuração entre junho de 2012 e junho de 2013, apresentam profundidade final superior a 5000 m, sendo que 65% apresentam profundidade final superior a 4000 m. A Figura 1.1 apresenta a distribuição de poços em relação à profundidade final do poço (ANP, 2013), conforme classificação apresentada na Tabela 1.1.

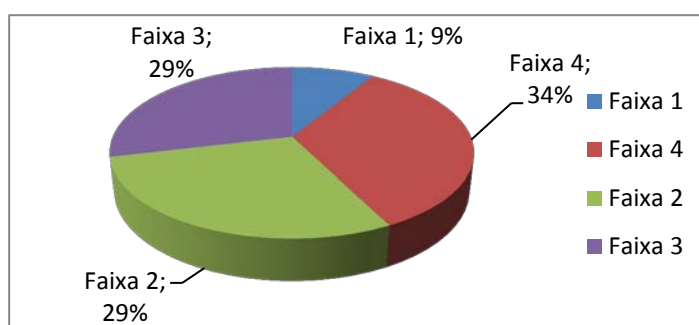


Figura 1.1: Distribuição dos poços pela classificação de profundidade de poço

Tabela 1.1: Classificação dos poços em relação à profundidade do poço

Profundidade do Poço (m)	Classificação
0 até 3000	Faixa 1
3000 até 4000	Faixa 2
4000 até 5000	Faixa 3
Acima de 5001	Faixa 4

Como referência, 73% dos poços marítimos perfurados ou em perfuração no Brasil, que iniciaram entre junho de 2012 e junho de 2013, apresentam lâmina d'água superior a 300 m, considerados pela Petrobras como poços em águas profundas (Rocha et al., 2006). A Figura 1.2 apresenta a distribuição desses poços

em relação a sua lâmina d'água (ANP, 2013), conforme classificação apresentada na Tabela 1.2.

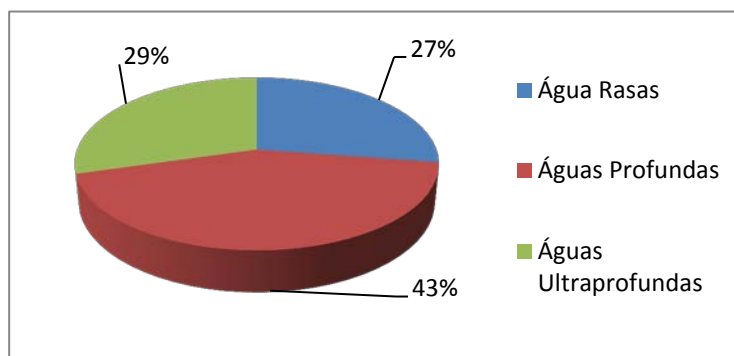


Figura 1.2: Distribuição dos poços pela classificação de lâmina d'água

Tabela 1.2: Classificação dos poços em relação à lâmina d'água (Rocha et, 2006).

Lâmina d'Água (m)	Classificação
0 até 300	Águas rasas
301 até 1500	Águas profundas
Acima de 1501	Águas ultraprofundas

Além do desenvolvimento da tecnologia para conseguir construir poços cada vez mais profundos, há também o desenvolvimento de tecnologia para aumentar a produção do poço. O desenvolvimento das tecnologias de controle de areia, resistência à corrosão e erosão da coluna de produção, técnicas de acidificação, dentre outros avanços, estão permitindo a indústria de petróleo produzir óleo e gás a taxas cada vez maiores.

Neste cenário de produção em águas profundas, diversos desafios têm sido identificados, tanto na etapa de produção, onde a garantia de escoamento é crítica, quanto na etapa de construção do poço. Muitos destes desafios estão associados aos aspectos térmicos presentes, tanto na produção, quanto na construção. À medida que a profundidade aumenta, a temperatura do reservatório tende a aumentar e quanto maior for a temperatura do reservatório, maior será a troca de calor entre o fluido quente produzido e o poço, considerando os mesmos dados operacionais do poço. Quanto maior a troca térmica, maior será a variação de temperatura na região ao redor do poço.. A diferença de temperatura no poço entre o período em que o mesmo encontra-se em operação e quando o fluido do espaço anular é confinado, é muito grande. Esta diferença de temperatura leva a

expansão do fluido confinado no anular do poço e a dilatação de toda a estrutura, induzindo a aumentos de pressão que podem danificá-la, podendo inclusive levar a falha da sua estrutura. A variação de temperatura tende a ser maior no cenário de águas profundas. As altas vazões dos poços produtores marítimos contribuem ainda mais para o aumento da variação de temperatura.

Aumento de pressão nos espaços anulares de um poço ou “Annular Pressure Build-up”(APB) é um tema tratado em diversos artigos e literatura acadêmica há mais de 20 anos, sendo uma preocupação na indústria do petróleo por suas consequências poderem comprometer a integridade do poço e gerarem grandes perdas. A British Petroleum (BP) experimentou a falha de um poço de desenvolvimento em águas profundas no campo de Marlin, no Golfo do México. O revestimento de produção (*tie-back*) colapsou, após poucas horas de produção, causando a falha da coluna de produção. Uma comissão formada para investigar a falha apontou duas possíveis causas: 1) excessiva APB. 2) dissociação de hidrato no anular (Vargo Jr et al., 2002). A solução utilizada para outros poços do mesmo campo foi a utilização de coluna de produção isolada com vácuo, conhecida na indústria de petróleo com VIT (Vacuum Insulated Tubing).

Normalmente o tema está associado a poços de águas profundas e às altas temperaturas atingidas durante a produção do poço. Contudo, esse problema pode ocorrer durante a perfuração.

O poço Pompano A-31 no Golfo do México sofreu deformação por colapso do revestimento de 16” durante a perfuração da próxima fase. A causa da deformação foi atribuída a APB. As altas temperaturas registradas durante a circulação do fluido de perfuração (180 °F no fundo do poço e 168 °F na cabeça do poço) e a configuração do poço no momento da falha (fluido de perfuração e/ou espaçadores trapeados no anular 16” × 20”, uma vez que o cimento não retornou à superfície, como previsto no projeto) levaram à falha por colapso (Patillo et al., 2004). Essa ocorrência demonstra a magnitude das pressões geradas devido ao aumento de temperatura. A Figura 2.1 mostra o revestimento de 16” colapsado.



Figura 1.3: Revestimento de 16" colapsado. (Patillo et al., 2004)

Eventos relacionados à APB como relatados por (Patillo et al., 2004) e (Bradford, 2004) normalmente acontecem de forma abrupta, sugerindo um evento instantâneo.

Além da possibilidade de colapso de um revestimento, o aumento de pressão no anular pode causar dano ou colapso a mais de um elemento do poço. No caso do colapso do revestimento de 16" do poço Pompano A-31, simulações numéricas pelo método dos elementos finitos indicaram a ovalização do revestimento de 20". Este problema foi confirmado com dados de *caliper* (perfil que fornece o diâmetro do poço), obtidos após a recuperação do tubo de 16". Já o colapso do *tie-back* de produção no campo de Marlin causou o colapso da coluna de produção (Bradford et al, 2004). O colapso, por gerar uma carga pontual no revestimento interior, pode levar a falhas de colapso, sequenciadas do revestimento externo até o mais interno.

Poços em águas profundas são mais vulneráveis à APB devido à temperatura fria do fundo do mar, durante a instalação, em contraste com as altas temperaturas encontradas durante a produção (Moe e Erpelding, 2005).

1.1 Identificação do Problema

A perfuração de um poço de petróleo ocorre por fases e ao atingir uma determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada e é descido um revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca utilizada. A próxima atividade a ser realizada é a cimentação, que consiste em preencher com cimento o espaço anular, espaço formado pela parede do poço e a parede externa do revestimento. Após a cimentação, é descida uma broca com diâmetro menor do

que o revestimento e é iniciada a próxima fase.

O cimento pode cobrir todo o espaço anular, desde a profundidade resultante da perfuração de uma determinada fase até a cabeça do poço, localizado no fundo do mar, no caso de poços marítimos (Fig. 1.4 a). Caso o cimento não chegue à cabeça do poço, o anular terá, além de cimento, fluido utilizado na perfuração (Fig. 1.4 b).

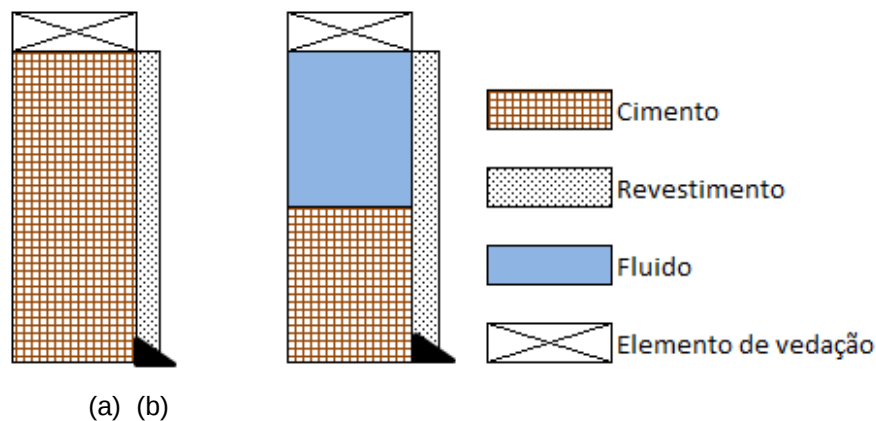


Figura 1.4: Anulares de poço. a) Anular somente com cimento e b) Anular com fluido de perfuração e cimento.

Os anulares são consequência do desenho do poço e do seu processo de construção. Os anulares do poço estão mostrados na Fig. 1.5. O primeiro anular, anular A, é formado pelo revestimento de produção e coluna de produção, sendo delimitado na parte superior pela vedação da cabeça de poço e na parte inferior pelos elementos da completação, como *packers* ou selos. Os anulares são nomeados em ordem alfabética, a partir da coluna de produção até os revestimentos condutores, segundo prática recomendada pelo documento número 90 da *American Petroleum Institute* (API). O segundo anular, anular B, é formado pelos revestimentos, sendo delimitado no topo pela vedação da cabeça do poço e na parte inferior pelo topo do cimento. O topo do cimento pode estar acima ou abaixo da sapata do revestimento externo. O anular C é similar ao B exceto por ter um trecho em contato com a formação, onde o topo do cimento está abaixo da sapata do revestimento externo. A profundidade do topo do cimento é prevista em projeto, mas pode sofrer alteração durante a operação (adaptado de Blade Energy).

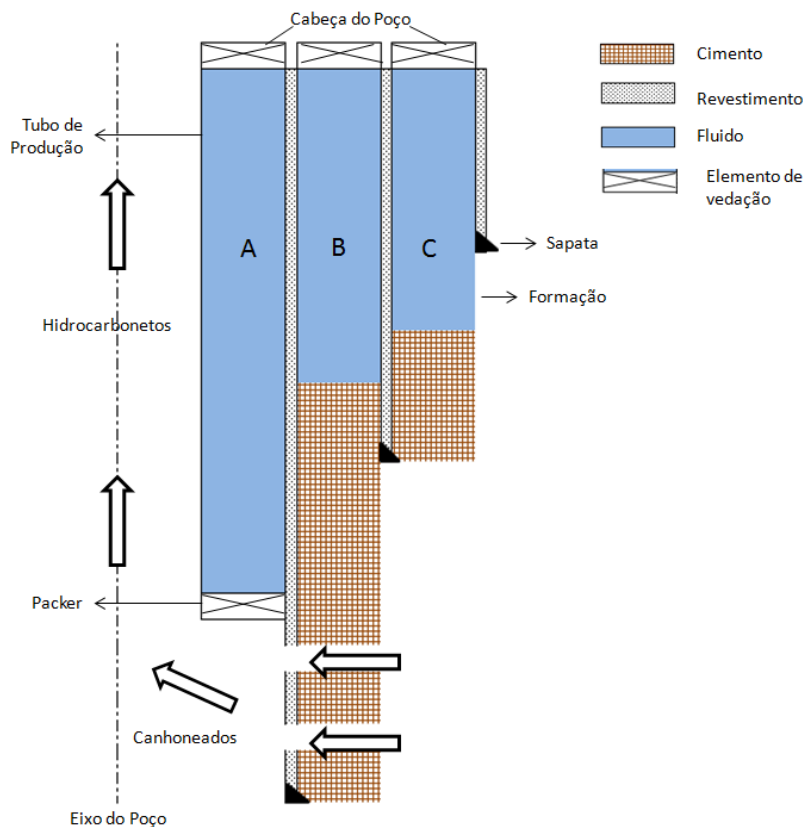


Figura 1.5: Tipo de anulares do poço (adaptado de Blade Energy)

Durante as atividades de produção, hidrocarbonetos a altas temperaturas fluem desde o reservatório, através da coluna de produção. O fluxo de hidrocarbonetos aquece o poço. Como resultado, fluidos e gases nos espaços anulares do poço expandem e caso estejam confinados, vão exercer um aumento de pressão nos revestimentos, à medida que são aquecidos. Em alguns casos, a pressão pode tornar-se suficientemente elevada para colapsar o revestimento do poço e forçar o seu abandono.

Esse acréscimo de pressão é conhecido na indústria de petróleo como “Annular Fluid Expansion” (AFE), “Annular Pressure Build-up” (APB) ou “Thermally Induced Pressure”. O termo que será utilizado nesse trabalho será “Annular Pressure Build-up” (APB).

“Annular Pressure Build-up” é um fenômeno que tem grande impacto nos carregamentos a que os revestimentos estarão submetidos e na integridade do poço como um todo.

Durante o desenvolvimento de um projeto de construção de poço (perfuração e completção), é preciso garantir que os esforços/tensões relacionados com a produção de hidrocarbonetos não comprometam a integridade

do poço ao longo da sua vida, o que pode ser da ordem de várias décadas. Logo, o acréscimo de pressão do fluido confinado no anular do poço precisa ser considerado durante o planejamento do poço de petróleo, em particular, no projeto do revestimento. Assim, o revestimento de aço escolhido para o poço precisa resistir às cargas que estarão submetidas durante toda a sua vida produtiva, inclusive aos esforços de APB. Caso a estimativa do aumento de pressão no anular exceda um determinado limite, alguma estratégia de gerenciamento ou mitigação deve ser utilizada para evitar o colapso do revestimento.

1.2 Objetivo

O presente trabalho visa estudar o fenômeno conhecido como “Annular Pressure Build-up”, isto é, estimar o aumento de pressão do fluido confinado no anular e analisar a influência de parâmetros nesse fenômeno.

Para alcançar este objetivo, é necessário, primeiramente, determinar o perfil de temperatura e pressão do fluido, escoando na coluna de produção e a distribuição de temperatura ao longo de todos os elementos do poço. A partir da variação de temperatura, o comportamento dos fluidos confinados nos diferentes anulares é então avaliado de forma acoplada com a variação de volume do anular. Para realizar os cálculos, opta-se por desenvolver um programa em Matlab. Para validá-lo, comparar os resultados obtidos com um software comercial e para fornecer uma melhor compreensão do fenômeno, realizar uma análise de sensibilidade.

1.3 Organização do Trabalho

O restante deste trabalho está organizado da seguinte maneira:

O Capítulo 2 apresenta a revisão da literatura disponível sobre “Annular Pressure Build-up”, abordando inclusive as técnicas para a sua mitigação.

O Capítulo 3 apresenta a modelagem matemática do problema, enquanto que o método numérico adotado é descrito no Capítulo 4.

O Capítulo 5 é dedicado à apresentação dos resultados das análises realizadas. Finalmente, o Capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho juntamente com as recomendações e comentários finais.