

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Avaliação Sistemática de Controle de Kick na Perfuração de Poço de Petróleo

AUTORES:

Iago Vinicius Nascimento Barbosa

João Paulo Lima Santos

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Alagoas

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

AVALIAÇÃO SISTEMÁTICA DE CONTROLE DE KICK NA PERFURAÇÃO DE POÇO DE PETRÓLEO

Abstract

In the oil industry, most of the activities performed involve a great operational risk by dealing with highly flammable, volatile, and pressurized fluids. The well control area is of fundamental importance in the exploitation of hydrocarbons, because, besides involving economic aspects, it also covers aspects of both personal and environmental safety. To ensure the safety of the well during a drilling operation, it is indispensable that the hydrostatic pressure at the bottom of the well is slightly higher than the formation pressure in order to avoid undesired inflow from the formation to the well. The unwanted and unscheduled influx, known in the oil industry as a kick, can become uncontrolled, evolving into a blowout. The relevance of kick control has been increasing, since, for a drilling to be efficient, it must be ensured that it is being performed in safety pre-established Brazilian and International standards. The present work, through a bibliographic review, presents a study of the main aspects involved in well control operations, highlighting the signs that indicate that the well is suffering unplanned influx, its possible causes and methods of kick control, as well as types of blowouts and techniques of combat it. In addition, a case study regarding the leak incident in the Field of Frade on November 7th, 2011, which culminated in the leaking of about 3700 barrels of crude oil into the sea, was developed and presented. The causes of it were a succession of errors, starting from operational failures, mistaken management decisions, and degraded security barriers. The incident could have been avoided if the responsible company had complied with good engineering practices and carried out the operations in a safe manner.

Introdução

A indústria do petróleo é dividida em segmentos com estruturas particulares e funções específicas, tais como: *upstream*, *midstream* e *downstream*. A primeira abrange as atividades de exploração, desenvolvimento, produção e abandono. O seguimento *midstream* consiste basicamente na atividade de refino. Já o *downstream* abrange as atividades de transporte, distribuição e comercialização.

As atividades de perfuração de poços de petróleo fazem parte do segmento *upstream*, especificamente da fase de desenvolvimento, porém, são também utilizadas na atividade de exploração. Na fase de desenvolvimento, a atividade de perfuração é realizada através de sondas de perfuração, que consistem em um conjunto de equipamentos bastante complexos.

O controle de poço é definido como uma série de procedimentos a serem executados sobre a pressão das formações perfuradas a fim de evitar o fluxo de fluido da formação para o poço, pela manutenção da pressão hidrostática no poço superior a pressão de poros. Pode ser dividido em controle primário (ação da pressão hidrostática do fluido de perfuração sobre a formação), secundário (corresponde aos equipamentos de segurança e cabeça de poço – E.S.C.P.) e terciário (um *blowout* ocorrerá e medidas especiais devem ser implementadas).

Durante a perfuração, o fluido de perfuração, que age como barreira primária, tem como uma de suas principais funções exercer uma pressão hidrostática suficiente maior que a pressão do fluido contido nos poros das formações perfuradas. Se essa pressão no poço se tornar menor que a pressão na formação e, se esta possuir permeabilidade suficiente, acontecerá um *kick*, ou seja, um fluxo indesejado de fluido da formação para o interior do poço. Dessa forma, as principais causas de *kicks* são: pistoneio, *surging*, massa específica do fluido de perfuração insuficiente, perda de circulação, falta de ataque ao poço durante as manobras e corte da lama de perfuração.

Segundo Santos (2013), quanto mais rápido um *kick* for detectado, mais fácil será seu controle, pois seu volume é minimizado. Sua detecção pode ser durante uma perfuração, durante uma manobra, na descida de revestimento ou em uma perda de circulação. Durante uma operação de perfuração, os indicadores primários são aumento da vazão de circulação, ganho de lama nos tanques, poço fluido com bombas desligadas e poço aceitando volumes impróprios de lama durante as manobras.

A operação de remoção desse fluido invasor envolve riscos operacionais, podendo levar à perda do poço ou do tempo produtivo. Uma vez detectado o *kick*, o BOP deve ser fechado, o fluido invasor removido para fora do poço, e este controlado. Além de serem responsáveis pela retirada do fluido invasor de forma segura, os métodos de controle de *kick* restabelecem o controle primário do poço, restaurando o equilíbrio hidrostático. Esses métodos de controle podem ser classificados em: métodos convencionais e métodos não convencionais. Dos métodos convencionais, pode-se citar: Método do Sondador, Método do Engenheiro e Métodos Volumétricos. Já para os não convencionais destaca-se: *Bullheading*, *Stripping* e *Snubbing*.

Os métodos do sondador e do engenheiro são utilizados quando é possível circular fluido de perfuração pelo poço. O método do sondador consiste em duas circulações: a primeira tem como objetivo expulsar o fluido invasor utilizando o fluido original e a segunda, após o fluido invasor ser retirado do poço, é efetuada a substituição da lama original pelo novo fluido de perfuração. Durante toda a operação a pressão do fundo do poço (BHP) é mantida constante. Enquanto, o método do engenheiro consiste apenas em uma circulação, ou seja, a circulação do fluido invasor já é feita com a lama nova.

Os métodos volumétricos são utilizados nas situações em que o fluido de perfuração não pode ser circulado para deslocar o *kick* para fora do poço (jatos da broca entupidos, problemas com bombas e etc.). São classificados em método volumétrico estático e método volumétrico dinâmico. O primeiro consiste em se controlar a expansão e pressão do *kick* de maneira a manter a pressão no fundo do poço acima da pressão da formação, mas sem colocar uma sobrepressão excessiva sobre as formações. O dinâmico é igual ao estático, apenas diferenciado na forma em que a pressão é mantida. No estático a pressão necessária para cada volume é atingida por drenagens no *choke*, enquanto que no método dinâmico, a mesma pressão é mantida utilizando a perda de carga por se circular através da *kill line* para a *choke line*.

Segundo Santos (2013), o *bullheading* consiste em se injetar o influxo de volta para formação utilizando o próprio fluido de perfuração na formação exposta mais fraca no poço. Essa operação é empregada em último caso, pois a mesma pode criar ou agravar o risco de se ter um *underground blowout* ou causar um *blowout* em volta do revestimento. Para isso, esse método requer uma pressão inicial de fratura para quebrar a formação. A operação deste método pode ser considerada quando o influxo contém H₂S, o volume de *kick* for muito elevado no poço e perda de circulação quando se circula o *kick*. E não é indicado quando a última sapata é rasa.

Caso esse fluido não seja detectado, contido e removido para fora do poço, o controle do poço é perdido. Posteriormente, o fluxo do mesmo pode tornar-se incontrolável, e encaminhar-se para a superfície (*surface blowout*), leito marinho (*submarine blowout*) ou para formações adjacentes ao poço (*underground blowout*), caracterizando um *blowout*. Este pode causar danos aos equipamentos, a plataforma e ao meio ambiente, colocando em risco a segurança dos colaboradores.

As técnicas de combate a *blowout* dependem da locação do poço. Em poços *onshore*, a intervenção direta no poço (*capping*) é a técnica mais indicada, pois, em virtude da facilidade de acesso à cabeça do poço, possibilita maior rapidez no controle e menor custo. Já em poços *offshore*, a utilização de poços de alívio é mais confiável, no entanto, apresenta um maior custo e seu processo de implementação é mais lento.

Segundo Costa e Lopez (2011), o objetivo do poço de alívio é amortecer o poço em *blowout* por meio de um controle hidráulico. Os métodos propostos para essa técnica são o amortecimento estático (*static kill*), amortecimento dinâmico (*dynamic kill*) e alagamento (*reservoir floodind*). Os critérios para a seleção de um desses métodos são as características do reservatório, propriedades dos fluidos do poço em *blowout* e do amortecimento, características da formação no ponto de injeção e os requisitos de superfície e previsão de equipamentos especiais.

Depois de estabelecida a comunicação hidráulica, com água, entre o poço de alívio e o poço em *blowout*, no amortecimento estático, o fluido de perfuração suficientemente denso é bombeado a altas vazões de formar a superar o fluxo e amortecer o poço. Segundo Ravndal (2011), o amortecimento dinâmico consiste no bombeamento de fluido no poço, inicialmente água, a taxas elevadas para gerar atrito suficiente para suprimir o fluxo do poço em *blowout*. Após isso, é bombeado um fluido com densidade suficiente para controlar estaticamente o poço. O alagamento consiste em alagar o reservatório produtor nas vizinhanças do poço em *blowout* por meio do bombeio de água até que a produção do mesmo se torne completamente água.

Em decorrência da sua importância, as atividades de controle de poço são fundamentais para a manutenção da segurança das operações de um projeto de perfuração, completação e produção. Desta forma, caso os procedimentos de segurança e prevenção não forem atendidos ou falharem, acarretarão em graves incidentes, como o que ocorreu no Campo de Frade, em 2011, na Bacia de Campos. Segundo a ANP (2012), o incidente provocou um vazamento de aproximadamente 3700 barris de petróleo cru no mar decorrente da atividade de perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, operado pela Concessionária Chevron Brasil Upstream Frade Ltda. no Estado do Rio de Janeiro.

Metodologia

Após uma revisão da literatura sobre o controle do *kick*, será realizado um estudo de caso sobre o que aconteceu no Campo de Frade, no Rio de Janeiro. No dia 07 de novembro de 2011, durante a perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, no Campo de Frade, pela Sonda Sedco 706, operada pela Transocean, houve um incidente que ocasionou a perda do controle do poço, ou seja, ocorreu um *kick*, seguido de um *blowout*. Consequentemente, ocorreu a migração de hidrocarbonetos através da formação fraturada, ocasionando a exsudação de cerca de 3700 barris de petróleo no leito marinho, em uma distância de cerca de 120 km da costa do Estado do Rio de Janeiro, conforme mostrado na Figura 1.

O Campo de Frade fica na Bacia de Campos, com uma lâmina d'água variando entre 1.050 a 1.300 metros, a cerca de 370 km (230 milhas) a nordeste do Rio de Janeiro e de 113 km (70 milhas) do litoral do município de Campos dos Goytacazes, com uma área atual de 154,1 km², confrontando-se a leste com o Campo de Roncador, sob concessão da Petrobras.

Figura 1 – Localização do incidente no Campo de Frade



Fonte: G1 (2011)

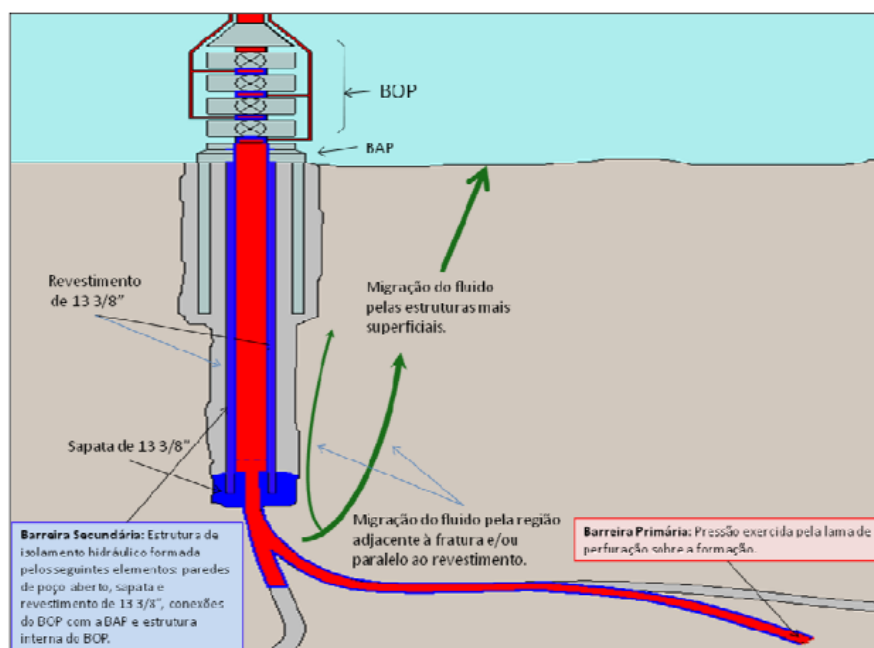
Segundo a ANP (2012), o poço perfurado, 9-FR-50DP-RJS, é classificado como “especial”, direcional e partilhado (*sidetrack* do poço 9-FR-46D-RJS). O poço fazia parte de um programa investigativo para verificar a melhor localização de um futuro poço produtor, sendo sua perfuração iniciada às 10h30 do dia 6/11/2011 (dia anterior ao incidente), em lâmina d’água de 1.184 m. O objetivo era o reservatório N545, atravessando os reservatórios N560 e N570. A profundidade final prevista medida seria de 3.835,9 m (MD) (2.550 m TVD), que não foi atingida devido ao acidente. O reservatório N560 que estava sendo perfurado pelo poço 9-FR-50DP-RJS tem cerca de 2 km de comprimento e 40 metros de espessura.

As causas do incidente, conforme mostradas na Figura 2, são divididas em três fatores: o primeiro fator corresponde à falha da barreira primária, caracterizado pela hidrostática do peso do fluido de perfuração, permitindo que os fluidos da formação migrassem para o poço. O influxo inicial deu-se durante a implementação do *downlink*, causando uma redução na ECD suficiente para que esta tornasse inferior à pressão do reservatório. Outra causa está relacionada à falta de conhecimento da geologia e da fluidodinâmica do reservatório por parte da Chevron, pois enquanto a modelagem do mesmo apresentava um valor máximo de 3700 psi (9,4 ppg) no ponto em que ocorreria a perfuração, cálculos da previsão de pressão do reservatório apontavam para valores entre 4003 psi (10,16 ppg) e 4176 psi (10,6 ppg). Esses valores podem ser explicados devido a sobrepressurização causado pelo poço injetor, desativado há 4 dias do incidente.

O segundo fator corresponde às condições que fizeram com que o *kick* evoluísse para um *blowout*. É caracterizado pela falha da barreira secundária, esta constituída pelas paredes do poço aberto, sapata de 13 3/8" e revestimento de 13 3/8", permitindo o fluxo de fluido do reservatório N560 do poço para formações adjacentes ao mesmo.

Já o terceiro fator é caracterizado pelo caminho percorrido pelos fluidos do local da fratura até o leito marinho. Segundo a ANP (2012), esses fluidos podem ter migrado através de falhas na cimentação do revestimento de 13 3/8" até uma região próxima ao condutor e desta por estruturas não consolidadas ou através de fraturas causadas pela operação da Chevron, que foram ativadas pela pressurização do poço, conectando este a falhas nas estruturas geológicas adjacentes.

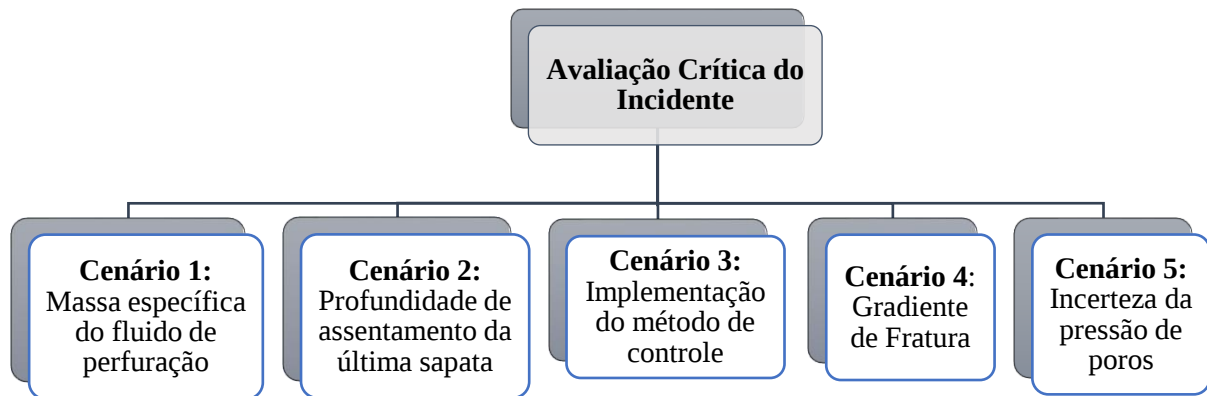
Figura 2 – Fatores causais do incidente



Fonte: ANP (2012)

Logo, após uma revisão bibliográfica acerca do tema em questão, foi realizado uma avaliação crítica a partir do desenvolvimento de diferentes cenários, destacando os parâmetros separadamente que deram causa ao incidente. Estes cenários, conforme podem ser visualizados na Figura 3, têm a finalidade de uma melhor análise do incidente. Ou seja, como essas mudanças poderiam ter evitado ou minimizado a exsudação de óleo no leito marinho.

Figura 3 – Esquema dos cenários para avaliação do incidente.



Fonte: Autores (2017)

Resultados e Discussão

Como mencionado anteriormente, na Figura 3, os cenários em questão são listados abaixo, e especificando cada um, de acordo com uma análise para averiguar as motivações que promoveram o caso.

- **Cenário 1: Massa específica do fluido de perfuração**

A partir da incapacidade de interpretar corretamente a geologia e a fluidodinâmica do reservatório em questão (N560), a Chevron utilizou uma lama de 9,5 ppg para perfurar o trecho no qual a pressão do reservatório era superior ao peso da lama, o que deu causa ao influxo.

Portanto, se a Chevron tivesse executado a modelagem do reservatório de forma eficaz, a partir de informações corretas sobre a geologia do reservatório perfurado, certamente a escolha da lama de perfuração seria mais adequada para a situação na qual se encontrava.

- **Cenário 2: Profundidade de assentamento da última sapata**

De acordo com o projeto de poço da Chevron, a profundidade de assentamento da última sapata (revestimento de superfície de 13 3/8") seria de 600 metros do leito marinho. No entanto, segundo Grace (1994), as formações geológicas nesta profundidade geralmente não são consolidadas, por se tratarem de formações recentes, podendo eventualmente, dependendo da pressão exercida pelo fluido invasor após a ocorrência do kick, ocorrer o fraturamento da formação até a superfície. Desta forma, a última sapata deveria ser assentada no mínimo a 900 metros abaixo do leito marinho.

Outro aspecto voltado para o erro de avaliação de profundidade ideal de assentamento de sapata está relacionado a não utilização adequada dos dados de LOT dos poços 4-TXCO-2D-RJS (10,3 ppg) e de FIT dos poços 7-FR-2HP-RJS (10,1 ppg) e 7-FR-21HP-RJS (10,15 ppg) por parte da Chevron.

Portanto, se a Chevron tivesse seguido a recomendação da literatura internacional e utilizado os dados dos poços de correlação, o resultado do critério de tolerância ao *kick* indicaria a necessidade de

alteração da profundidade de assentamento desta sapata ou da adoção de outras medidas para tornar os riscos toleráveis neste projeto do poço.

- **Cenário 3: Implementação do método de controle do poço**

Após o *kick* ser identificado, a Chevron utilizou o método do sondador em 3 tentativas para controlar o *kick*, porém todas sem sucesso. O insucesso do método deu-se devido à perda de circulação de fluido de perfuração, tornando ineficaz o mesmo. Logo, a perda de lama juntamente com a presença de óleo no retorno deveria ter sido considerada pela Chevron um indício de *underground blowout*.

Depois de sucessivas tentativas fracassadas do método do sondador, a Chevron decidiu implementar o método de *bullheading* para controlar o poço. No entanto, esta técnica não se enquadrava na situação em que se apresentava, pois havia uma longa extensão de poço aberto (1450 metros), a última sapata era rasa e o ponto de fratura da formação era desconhecido.

Portanto, se a Chevron tivesse reconhecido que estava em uma situação de *underground blowout*, a mesma teria usado técnicas de controle de poço avançadas para a situação em que se encontrava, o que poderia minimizar o volume de óleo vazado.

- **Cenário 4: Gradiente de fratura**

Através da realização do *leak off test* (LOT) do poço 9-FR-46DP-RJS, conduzido após a perfuração de 6 metros abaixo da sapata, na seção do poço aberto, o gradiente de pressão de fratura da formação na profundidade de 1850 m (MD) seria de 10,57 ppg, segundo dados da Chevron. Porém, a partir do critério de tolerância de *kick*, a pressão de fratura real a 1860 metros, 50 metros abaixo da sapata, é igual a 3254 psi ou 10,23 ppg, ou seja, apresenta um valor inferior ao estimado pela concessionária.

Logo, se o gradiente de fratura tivesse sido estimado corretamente e os dados dos poços de correlação tivessem sido levados em consideração, a empresa Chevron reaveria o projeto de poço e as modificações que o tornaria aceitável.

- **Cenário 5: Incerteza da pressão de poros**

Em relação a incerteza da pressão de poros, a Chevron classificou o poço na forma de um projeto de desenvolvimento (até 0,5 ppg). O fato do poço a ser perfurado (9-FR-50DP-RJS) ser um poço piloto e especial, de caráter investigativo deveria ser tratado pela mesma, no mínimo, como um poço de projeto de avaliação (entre 0,5 ppg e 1,0 ppg).

Caso fosse utilizado as incertezas da pressão de poros na faixa dos poços de avaliação, a margem de segurança de *kick* calculado a partir do critério de tolerância seria de 0,9 ppg, assumindo dessa forma valores superiores ao recomendado pelas normativas internacionais (máximo de 0,5 ppg). Com isso, indicaria a inviabilidade do projeto de perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS e a necessidade de alteração do mesmo que o tornaria aceitável.

Conclusões

Como pôde ser observado pelos eventos descritos anteriormente, o incidente deu-se a partir de uma sucessão de erros, partindo de falhas na gestão dos riscos, barreiras de segurança degradadas e das incertezas associadas às operações, ao projeto do poço 9-FR-50DP-RJS, à geologia e a fluidodinâmica do reservatório em questão.

Além disso, se a concessionária tivesse identificado de imediato que estava em uma situação de *underground blowout*, a mobilização dos recursos e dos especialistas poderiam ter ocorrido mais rapidamente e o volume de exsudado para o mar poderia ter sido minimizado.

Portanto, pode-se concluir que o incidente poderia ter sido evitado caso a concessionária tivesse operado em conformidade com a regulamentação, priorizando a segurança das operações e procedimentos preventivos.

É evidente que o assunto tratado neste trabalho é de suma importância para a comunidade acadêmica, pois o controle de poço é uma área fundamental para a indústria de petróleo. Logo, faz-se necessário o desenvolvimento de futuros trabalhos acerca do tema e que problemas como o que foi exposto devem ser mitigados através de investimento em treinamento de pessoal e do desenvolvimento de tecnologias que aumentem a segurança das operações realizadas pela indústria de petróleo.

Agradecimentos

Gostaria de expressar meus agradecimentos ao apoio e auxílio do Centro de Tecnologia da Universidade Federal de Alagoas.

Ao meu orientador Professor Dr. João Paulo pela orientação no desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu amigo de graduação João Paulo Correia pelo auxílio e contribuição na revisão deste.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Investigação do Incidente de Vazamento de Petróleo no Campo de Frade**, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.

COSTA, D. O. da; LOPEZ, J. de C. **Tecnologia dos Métodos de Controle de Poço e Blowout**. 2011. 76 f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia de Petróleo, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

G1. ‘Acidente deve ser bem maior que o anunciado pela empresa’, diz Minc. 2011. Disponível em: <http://g1.globo.com/natureza/noticia/2011/11/acidente-deve-ser-bem-maior-ao-anunciado-pela-empresa-diz-minc.html>. Acessado em agosto de 2017.

GARCIA NETO, A. **Estudo dos Métodos de Controle de Poço**. 2011. 95 f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia de Petróleo, Departamento de Engenharia Química e de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2011.

GRACE, R. D. **Advanced Blowout & Well Control**. Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 1994. 414 p.

RAVNDAL, M. **Models for Dynamic Kill of Blowouts**. 2011. 130 p. Master’s Thesis – Study Program Industrial Economics, Faculty of Science and Technology, University of Stavanger, Stavanger, 2011.

SANTOS, O. L. A. **Segurança de Poço na Perfuração**. São Paulo: Blucher, 2013. 205 p.

WELL CONTROL SCHOOL (WCS). **Well Control Manual**. Louisiana, USA, 2002. 262 p. Disponível em: <https://pt.slideshare.net/Drlee777/well-control-school-well-control-manual-i>. Acessado em agosto de 2017.