

LÍVIA CRISTINA FABRÍCIO

Estudo da utilização de poços de alívio pelo método dynamic kill

**São Paulo
2014**

LÍVIA CRISTINA FABRÍCIO

Estudo da utilização de poços de alívio pelo método dynamic kill e a importância do planejamento para seu sucesso

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.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Cabral de Azevedo

**São Paulo
2014**

Agradecimentos

A Deus, centro e fundamento de tudo em minha vida, por renovar a cada momento a minha força e disposição e pelo discernimento concedido ao longo dessa jornada.

Agradeço aos meus pais, Miriam e Antonio, fonte de carinho e apoio incondicional, pelo esforço e dedicação na minha formação. “Toda ação humana, quer se torne positiva ou negativa precisa depender de motivação”, por esse e outros motivos estou certa de que não teria chegado até aqui sem eles.

Ao meu irmão, Gustavo, e à sua esposa, Gabriela, inspiração e exemplo.

Aos meus amigos, por proporcionarem momentos alegres e emprestarem os ouvidos nos difíceis.

Agradeço ao orientador, Prof. Dr. Ricardo Cabral de Azevedo, pela ajuda e paciência.

Por fim, agradeço ao apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP – e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCTI.



Ministério da
Ciência, Tecnologia
e Inovação



Resumo

Foram diversos casos já registrados de erupção de poços, conhecido como *blowout*, trazendo estragos de proporções enormes nos quesitos ambientais, econômicos e morais das empresas relacionadas e da sociedade.

Devido à grande proporção dos efeitos que um *blowout* pode causar, o estudo e aprimoramento dos métodos de contenção são de grande importância, de forma que a resposta seja rápida e traga soluções suficientes e duradouras.

Além disso, a prospecção e produção de petróleo em lâminas d'água cada vez mais profundas trazem novas considerações, uma vez que demanda medidas capazes de conter a erupção mesmo nestes casos extremos.

O poço de alívio tem, em sua principal forma de utilização, o objetivo de interceptar o poço em *blowout* e efetuar o controle de subsuperfície através da injeção de um fluido de amortecimento. O planejamento de um poço de alívio é crítico para seu sucesso, demanda conhecimento e eficiência.

Neste trabalho, são apresentadas as principais características e parâmetros de um poço de alívio, de forma que possam ser analisados os principais pontos em seu planejamento que impactam o sucesso na sua utilização.

Palavras-chave: poço de alívio, dynamic kill, blowout, planejamento

Abstract

There were several cases of blowout already registered, causing huge proportions damages in environmental, economic and moral questions of related companies and society.

Due to the large proportion of effects that a blowout can cause, to study and improve the methods for containment are of great importance, so that the response is fast and solutions are sufficient and lasting.

In addition, exploration and production of oil in deeper water depths carry new concerns, since it demands measures to containing the blowout even in these extreme cases.

The relief well has, in its main form of use, the goal of intercepting the blowout well and to control subsurface by injecting damping fluids. Planning of a relief well is critical to its success, it requires knowledge and efficiency.

This paper presents the key features and parameters of a relief well, so that the main points, that impact success in its use, can be analyzed.

Keywords: relief well, dynamic kill, blowout, planning

Sumário

1. Introdução	7
2. Kick	8
3. Blowout	9
3.1. Blowout em águas profundas e ultraprofundas.....	10
3.1.1. Pressão de fratura	10
3.2. Métodos de contenção de blowout	11
4. Aspectos Históricos, Técnicos e Logísticos de um Poço de Alívio	12
4.1. História do Poço de Alívio	12
4.2. Casos de utilização de poços de alívio.....	13
4.2.1. Blowout no Lago Maracaibo na Venezuela	13
4.2.2. Blowout na Bacia de Campos: Enchova.....	19
4.3. Características do poço de alívio.....	23
4.4. Processo de construção do poço de alívio (método dynamic kill)	25
5. Resultados Obtidos.....	26
5.1. A Importância da Compilação de Informações sobre Poços de Alívio	26
5.1.1. Parâmetros Importantes no Planejamento de Poços de Alívio	26
5.1.2. Base de Dados de Poços de Alívio pelo método <i>Dynamic Kill</i>	27
5.2. Equipamento Simulador de Injeção de Lama por Poço de Alívio	28
6. Considerações Finais	30
7. Bibliografia.....	30
8. Apêndices	31
8.1. APÊNDICE I – Tabela de Dados	31

1. Introdução

A indústria do petróleo é marcada pelo constante desenvolvimento de alta tecnologia, afinal, os combustíveis fósseis respondem por aproximadamente 82% da matriz de energia global, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA). Desta forma, o desenvolvimento e aprimoramento na prospecção, recuperação, dentre outros fatores envolvidos, torna-se essencial.

Por outro lado, cresce cada vez mais a preocupação com o meio ambiente, buscando a extração de combustíveis fósseis de forma sustentável e, caso ocorra algum acidente, são necessárias soluções cada vez mais eficazes, de forma a evitar danos de grandes proporções.

Portanto, a busca de soluções para acidentes causados em sondas petrolíferas que resultam em derramamento de petróleo deve ser uma preocupação, de forma que as pesquisas para aprimoramento das tecnologias usadas também se empenhem em reduzir a ocorrência de acidentes e, caso o acidente ocorra, haja contenção rápida e com o mínimo de danos possível ao ambiente.

Atualmente, é possível prospectar e produzir petróleo em lâminas d'água profundas e ultraprofundas, o que vem a despertar o interesse no desenvolvimento deste projeto, pois o poço de alívio é um método de contenção de *blowouts* por diversas vezes utilizado, sendo especialmente importante considerá-lo quando se trata de produção de petróleo em grandes profundidades e, conforme já explicado anteriormente, a preocupação com a rápida e segura contenção, em casos de acidentes, é um fator importante e atual. Embora existam outros métodos de contenção de acidentes, em grandes lâminas d'água estes se tornam complicados e até mesmo inviáveis.

Uma vez que o planejamento de um poço de alívio demanda rapidez e, ao mesmo tempo, eficiência, o ajuntamento de informações de poços de alívio planejados anteriormente pode vir a contribuir para futuros planejamentos? Esta pergunta será abordada no decorrer deste projeto, através de pesquisas bibliográficas.

O projeto tem por objetivo principal estruturar as informações de casos de utilização de poços de alívio em uma base de dados, visando permitir rápido acesso e análise comparativa entre os casos apresentados. Desta forma, durante o planejamento de um poço de alívio, tais dados poderão contribuir para que se conheçam, antecipadamente, os parâmetros a serem considerados e utilizados no planejamento de poços de alívio, colaborando para a redução no tempo de planejamento dos poços de alívio. Esta estruturação de informações foi realizada através do levantamento e compilação das informações e dados obtidos a partir de detalhado estudo de casos em que poços de alívio foram utilizados.

Conforme explicado, o poço de alívio é uma medida eficaz no combate ao *blowout* e, portanto, é de grande importância que estudantes de Engenharia de Petróleo conheçam o assunto. Partindo deste contexto, nota-se que há certa falta de entendimento do assunto por estudantes da área, o que pode ocorrer, inclusive, devido ao título dado ao método, visto que o nome "poço de alívio" não tem relação alguma com a forma com que este é, atualmente, utilizado. Assim, tem-se como objetivo secundário a propagação do entendimento dos parâmetros técnicos e logísticos envolvidos na utilização de poços de alívio aos alunos de Engenharia de Petróleo da USP através da construção de um modelo físico simulador, que permitirá que estes compreendam o funcionamento do método.

2. Kick

Durante o processo de perfuração e completção de poços de petróleo, pode ocorrer *kick*, nome dado à entrada indesejada de fluidos da formação no poço, porém mantida sob controle. Embora a maior ocorrência de *kicks* seja na fase de perfuração do poço, eles podem ocorrer durante qualquer operação realizada no poço durante sua vida produtiva. As principais causas de um *kick*, segundo Grace et al (1994, p. 29), são:

- **Peso da lama menor que a pressão de poros da formação**
A criação proposital de um *kick* é uma técnica utilizada para determinar a pressão de poros específica e a composição do fluido do reservatório. Em áreas em que a produtividade da formação é historicamente baixa (menores que um milhão de pés cúbicos padrão por dia sem estímulo), operadores normalmente perfuram com lama hidrostática abaixo da pressão de poros, criando o *kick*. O requerimento do peso da lama não é sempre conhecido em algumas áreas, embora a habilidade da indústria de prever a pressão de formação tem melhorado nos anos recentes. A utilização de lama com peso inferior à necessária resultará em um *kick*.
- **Falha em manter o equilíbrio de pressões no poço durante a manobra**
É um dos mais frequentes casos de problema no controle de poço durante a perfuração. Na operação conhecida como manobra, que consiste na colocação ou retirada dos tubos de perfuração do poço, é necessário aumentar ou diminuir o peso da lama, para que o equilíbrio de pressão seja mantido, caso essa operação seja frustrada, poderá haver ocorrência de *kick*.
- **Perda de circulação da lama**
Se ocorrer perda de circulação da lama, haverá perda hidrostática de pressão, resultando em fluido de formação fluindo para dentro do poço. Em muitos casos, o topo do fluido de perfuração não é visível da superfície e esta perda de circulação, que irá gerar o *kick*, pode acontecer sem ser percebida. Geralmente, se ocorre um fluxo embaixo da terra, pressão e hidrocarbonetos migrarão para a superfície em poucas horas.
- **Lama cortada por gás, água ou óleo**
O corte de lama por gás sempre foi considerado um sinal de perigo, mas não necessariamente um problema sério. Cálculos mostram que muitos cortes de lama por gás causam modestas reduções na pressão do furo do poço por causa da compressibilidade do gás. Porém, um fluido incompressível como água ou óleo pode causar severas reduções na pressão hidrostática total, e causar sérios problemas de controle de poço quando a zona de produtividade de óleo ou gás está presente.

De acordo com Grace et al (1994, p. 29), as indicações da ocorrência de um *kick* são:

- Repentino aumento da taxa de perfuração;
- Aumento do volume de lama;
- Mudança na pressão de bombeamento;
- Redução do peso do tubo de perfuração;
- Corte de lama por gás, água ou óleo.

Embora variem ligeiramente de sonda para sonda, como também de empresa para empresa, existem quatro operações simultâneas que são normalmente consideradas, visando manter o controle do poço quando há ocorrência de *kick*:

- **Controle da sonda**
Inclui BOPs (Blowout Preventor), bombas e outros equipamentos da sonda. Esta operação é de responsabilidade do sondador;
- **Controle de fluido de perfuração**
Consiste na adição de material pesado (geralmente barita) ao fluido de perfuração, visando aumentar sua densidade, como também na operação correta do sistema de mistura e adições químicas. Tais operações são responsabilidade do engenheiro de lama;
- **Controle de *choke* e *kill line***
Inclui o cálculo da pressão e das relações de tempo, bem como a operação do *choke* e do *kill line* e controle da taxa de bombeamento. O operador destes equipamentos deve ser a pessoa melhor treinada na sonda para controle de *kick*;
- **Supervisão**
Esta tarefa é geralmente realizada pelo superintendente da sonda ou pelo Supervisor, este irá supervisionar as outras três operações.

Na ocorrência de um *kick*, as decisões tomadas dependem do conhecimento, atitude e julgamento do supervisor. Um dos mais importantes elementos de um programa de controle de poço é estabelecer políticas e procedimentos descritos em detalhe.

3. **Blowout**

O controle de um *kick* depende de diferentes e decisivos fatores, de forma que, caso haja má instalação ou funcionamento de algum dos equipamentos da sonda ou caso algum outro procedimento no controle do *kick* seja realizado de forma errada, o influxo de fluidos ficará descontrolado, e neste caso tem-se uma erupção conhecida por *blowout*. Embora os *kicks* e *blowouts* sejam mais comuns durante a perfuração do poço, estes podem ocorrer em qualquer operação realizada no poço. Na ocorrência de um *blowout*, os fluidos presentes na formação vazarão para a superfície ou subsuperfície de forma descontrolada.

A ocorrência de *blowout* causa danos de ordem material, humana e ao meio ambiente, além de prejuízos à imagem da companhia operadora. Portanto, é necessário que se tomem medidas para redução e contenção da vazão dos fluidos, reduzindo os danos.

O *blowout* pode ocorrer de duas maneiras:

- Na superfície, como consequência do desbalanceamento entre a pressão do poço e a pressão da formação;
- Em sub-superfície, ou *underground blowout*. Ocorre quando, devido ao *kick*, a formação é fraturada, sendo esta normalmente uma formação mais fraca e não revestida, principalmente na formação próxima à sapata do último revestimento.

Os blowouts são divididos em 5 classes, conforme indicado na Tabela 1.

Tabela 1- Classificação de blowouts

Classe	Presença de fogo	Acesso a cabeça de poço	Vazamento	Poluição
I	Não	Fácil	Pequeno	Não
II	Não	Fácil	Gás: 5 a 20 MMft ³ /dia Óleo: 100 a 5.000 bpd	Pouca
III	Sim ou Não	Possível	Gás: 20 a 50 MMft ³ /dia Óleo: 5.000 a 20.000 bpd	Tóxica
IV	Sim ou Não	Difícil	Gás: 50 a 100 MMft ³ /dia Óleo: 20.000 a 50.000 bpd	Tóxica
V	Sim ou Não	Impossível	Gás: mais de 100 MM ft ³ /dia Óleo: mais de 50.000 bpd	Tóxica

Fonte: GRACE (1994)

Esta classificação é um importante critério para selecionar o método de combate de *blowout* mais adequado e eficaz. Há, porém, outras informações relevantes na escolha da técnica a ser utilizada. Segundo COSTA e LOPEZ (2011, p. 39), as mais importantes são:

- Localização do poço (onshore ou offshore);
- Lâmina d'água;
- Tipo de sonda de perfuração;
- Mapas da área e distâncias até os centros de transporte disponíveis;
- Tipo do *blowout*;
- Prováveis causas do *blowout*;
- Status do poço e do *blowout* (data e hora de ocorrência, profundidade total, dimensões dos revestimentos e profundidades de assentamento, tamanho e configuração da coluna de perfuração, peso e propriedades dos fluidos de perfuração/completação, descrição da sonda, BOP e outros equipamentos, lâmina d'água);
- Status no momento em que os especialistas são chamados (se há fogo, vazão aproximada dos fluidos, tipo do fluido, poluição, danos aos equipamentos);
- Dados geológicos e do reservatório pertinentes.

3.1. *Blowout* em águas profundas e ultraprofundas

Com o avanço da tecnologia de prospecção e produção de petróleo, torna-se cada vez mais importante o estudo de resposta a *blowouts* em águas profundas (300 a 1500 metros) e ultraprofundas (maior que 1500 metros), pois conhecer e estudar tais ocorrências e soluções reflete em respostas mais rápidas e eficientes quando do seu acontecimento.

Num evento de *blowout* em águas profundas ou ultraprofundas, o método de intervenção direta no poço para o seu controle será difícil de ser realizado devido às limitações impostas pela grande profundidade em que se encontra a cabeça do poço, dificultando e até mesmo impossibilitando o acesso aos equipamentos, segundo Santos (2006). A perfuração de poços de alívio é a única solução viável para o controle do poço.

3.1.1. Pressão de fratura

De acordo com Santos (2006), pressão de fratura é definida como uma pressão que produz falha mecânica em uma formação resultando em perda de fluido. É importante conhecê-la desde a fase de projeto do poço, para determinar as profundidades de assentamento das sapatas dos revestimentos, como também durante as operações de controle de poços, onde o valor da pressão de fratura não deve ser excedido para que não ocorra a

fratura da formação, o que poderia resultar em um *blowout* subterrâneo durante a remoção de um *kick*.

A pressão de fratura de uma formação é função da pressão de sobrecarga na profundidade dessa formação, da sua pressão de poros e do estado de tensões existente na sua matriz. A pressão de sobrecarga resulta do peso total dos sedimentos acima da formação em consideração. Assim, para uma mesma profundidade de poço, em locais em águas profundas e ultraprofundas, as pressões de fratura são menores que as encontradas em locais terrestres ou em águas rasas. A redução é causada pelo menor valor da pressão de sobrecarga devido à substituição do peso dos sedimentos pela pressão hidrostática da água do mar. Na perfuração em águas ultraprofundas, pressões de fratura muito baixas são observadas, tornando as operações no poço mais críticas, inclusive as de segurança de poço (SANTOS 2006).

3.2. Métodos de contenção de *blowout*

- **Capping**

Na maioria dos casos, *capping* é o método mais eficiente usado para interromper o fluxo do poço em *blowout*. A maior parte dos 780 poços que foram sabotados e incendiados durante a Guerra do Golfo no Kuwait, em 1991, foi controlada em oito meses através do método *capping*, segundo Barnett (2008, p. 73). Porém, a utilização do *capping* torna-se inviável quando a cabeça do poço não é o ponto de vazamento, ou está danificada a um nível em que seu reparo é impossível. Por exemplo, nos seguintes casos:

- *blowout* subterrâneo, em que o fluxo dos hidrocarbonetos penetra uma zona pouco funda de baixa pressão. Neste caso, os fluidos podem chegar à superfície a certa distância do poço;
- poço submarino, em que a cabeça do poço encontra-se submerso;
- poços e sondas que sofreram danos, de forma que não é possível encontrar uma posição segura para a realização da manutenção no poço.

Nestes casos, para restaurar a integridade mecânica do poço, faz-se uso do poço de alívio, conforme será explicado adiante.

O *capping* ou capeamento é uma técnica de intervenção direta para combater o *blowout*. Conforme citado, pode ser utilizado quando é possível o acesso à cabeça do poço e o vazamento de óleo e/ou gás não é muito grande. Consiste em um conjunto de válvulas cegas na parte superior, seguidos por um fluxo contrário com linhas desviadas. Após o assentamento do equipamento, as linhas de circulação são conectadas e as válvulas são fechadas.

Assim o fluxo será circulado até um fosso que deve estar, no mínimo, a 300 pés da cabeça do poço. Com a circulação, iniciam-se as operações de controle e amortecimento. Este método pode ser desdobrado em diferentes técnicas. As mais utilizadas são o *Bullheading* e *Snubbing*.

a) **Bullheading**

Consiste em empurrar o fluido de volta para a formação. Pode ser feito contra qualquer pressão e independe de qualquer resistência que o poço possa oferecer.

A pressão de fratura pode ser atingida durante esta operação, gerando uma erupção subterrânea. Uma pressão inicial de fratura é requerida para quebrar a formação. Porém este processo pode gerar um *underground blowout*. Assim, especialistas têm modificado esta prática e recorrido à engenharia para determinar o peso de lama necessário para controlar o poço.

b) *Snubbing*

O amortecimento ocorre através do *snubbing unit*, equipamento que permite descer uma coluna, mesmo contra a pressão de fluxo, com um fluido mais pesado que tem por objetivo bloquear a saída do fluido invasor.

Os procedimentos e operações neste método são complexos e, por isto, este método é menos utilizado que o *bullheading*.

Embora o controle pela superfície seja um processo mais rápido, esta se torna difícil e até mesmo inviável em poços marítimos em que a cabeça do poço encontra-se submerso, principalmente em águas profundas e ultraprofundas, devido à dificuldade de chegar-se à cabeça do poço.

- **Poço de alívio**

Consiste em interceptar o poço em *blowout* através de poços direcionais e, então, amortecer o poço. O fluxo pode ser inibido pelo balanceamento da pressão da formação em produção com uma coluna de fluido no poço ou pelo bloqueio da entrada de óleo e/ou gás no poço pela saturação da região próxima ao final do poço com água doce ou salgada (BARNETT 2008, p. 67). A contenção de *blowouts* por poços de alívio pode ser utilizado para todas as classes de *blowout*, de acordo com COSTA e LOPEZ (2011, p. 35).

4. Aspectos Históricos, Técnicos e Logísticos de um Poço de Alívio

4.1. História do Poço de Alívio

Os poços de alívio vêm sendo usados desde 1900. Inicialmente, eram poços verticais perfurados nas áreas próximas aos poços em *blowout*, sendo então utilizados apenas para aliviar a pressão da formação através da produção de óleo e/ou gás em altas taxas de vazão. Esta utilização inicial deu origem ao nome pelo qual o poço de alívio é conhecido até hoje.

Técnicas de perfuração permaneceram praticamente inalteradas até 1933, ano em que um poço de alívio direcional foi utilizado em Conroe, Texas. O poço de alívio foi perfurado até uma região do reservatório abaixo do *blowout*, e o poço foi estancado através da injeção de água no reservatório pelo poço de alívio. Entre 1933 e 1970, grande parte das utilizações de poços de alívio seguia essa estratégia básica. Devido às limitações dos instrumentos de localização de poços, a real distância entre o *blowout* e o poço de alívio possuía grande incerteza, portanto, dois ou mais poços de alívio eram utilizados para aumentar a probabilidade de obter comunicação hidráulica com o *blowout*. O procedimento utilizado era bombear água para o reservatório para “matar” o *blowout*, o que ocorria devido à inundação do reservatório. Em outros casos, era necessária a injeção de lama adensada após obter comunicação com o poço em *blowout* por um canal criado por fluido de água, tratamento ácido ou fraturamento. Entretanto, o aumento da profundidade de perfuração, altas taxas de produção e baixas permeabilidades resultaram em *blowouts* que não poderiam ser amortecidos desta forma (WRIGHT et al, 1993).

Em 1970, um poço exploratório da Shell Oil Co. em Piney Woods, Mississippi, de 22.000 pés de profundidade entrou em *blowout*. A perfuração acurada de um poço de alívio àquela profundidade, com as técnicas existentes, era questionável. Este desafio levou à primeira interceptação direcional à tubulação do poço em *blowout* utilizando um método de detecção. Instrumentos *wireline* foram desenvolvidos para detectar a tubulação, medindo a distância e direção do poço de alívio ao poço em *blowout*. O poço foi interceptado a uma profundidade de 10.500 pés e foi estancado através da comunicação entre os poços. Este caso de sucesso marcou o início do poço de alívio moderno, estabelecendo a estratégia e planejamento para futuros projetos de poço de alívio e a base dos instrumentos de detecção de tubulação, segundo WRIGHT et al (1993).

A partir de então, outros métodos de detecção foram criados e aprimorados, bem como os diferentes tipos de fluidos e estratégias utilizadas.

4.2. Casos de utilização de poços de alívio

4.2.1. Blowout no Lago Maracaibo na Venezuela

Em dezembro de 1985, começou a ser perfurado o poço SLB-5-4X na porção sul do Lago Maracaibo, na Venezuela, conforme mostrado na Figura 1. Este poço era o primeiro a ser perfurado naquela seção, quatro outros poços estavam planejados nesta porção. A Corpoven AS perfurou este poço utilizando uma sonda em quatro tripés de concreto em 95ft de lâmina d'água, tendo como objetivo principal avaliar o óleo leve da formação. A formação cretácea estava localizada a 17600 ft da superfície.

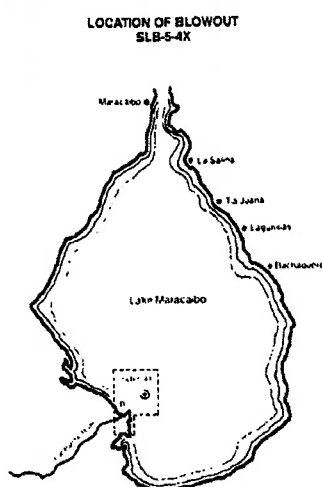


Figura 1- Localização do *blowout*. Fonte: VOISIN et. al. (1987)

As taxas de penetração eram baixas e havia problemas de estabilidade no revestimento de 7in a 17601 ft. Um trecho do poço de 5 7/8in estava sendo perfurado com fluido de perfuração de 15,5 lb/gal quando houve um corte de gás.

Foi realizada circulação de gás e aumento do peso do fluido para 15,7 lb/gal antes da perfuração continuar. A coluna de perfuração de 3,5in ficou presa a 18058 ft, por isso a densidade do fluido foi reduzida para 15,3 lb/gal para permitir a operação de desprendimento da coluna de perfuração. Quando a perfuração estava a uma profundidade de 18443ft, a

equipe observou novo corte de gás no fluido de perfuração. Novamente foi realizada circulação de gás e deu-se início à manobra para perfilar o poço. Durante esta operação, em ocorreu um *kick* a 3500ft do fundo do poço.

O *kick* estava sendo circulado com o fluido pelas linhas de controle do *choke* quando um flange no separador de gás começou a vazar, iniciando um vazamento de gás. O controle do poço foi perdido e o *kick* se tornou um *blowout*. O vazamento de fluxo era cerca de 7000 b/d de 38° API e 40 MMcfd de gás natural. Neste momento, a tripulação abandonou a sonda rapidamente e, pouco tempo depois, a sonda e o derrick pegaram fogo e colapsaram para dentro do lago, conforme ilustrado na Figura 2.

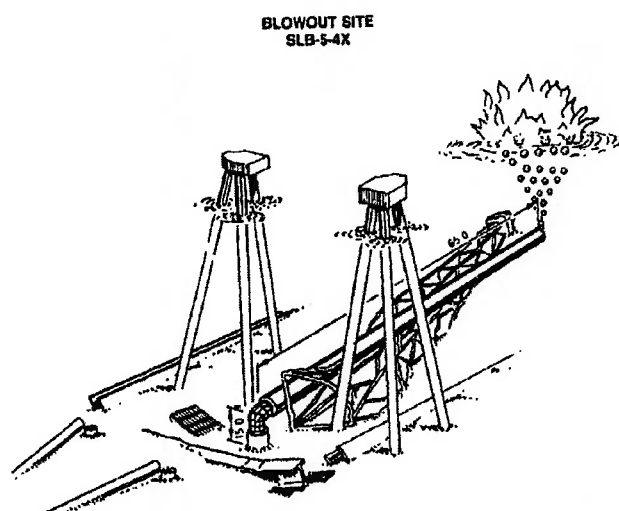


Figura 2- Ilustração do local após o *blowout*. Fonte: VOISIN et. al. (1987)

A força tarefa formada gerenciar as operações de controle do poço de alívio solicitou conselho da Royal Dutch Shell e pediu à Eastman Christensen para ajudar no planejamento estratégico de matar o *blowout* com o poço de alívio. Embora seriam realizadas tentativas de controlar o poço pela superfície, decidiu-se iniciar a perfuração do poço de alívio simultaneamente, caso as medidas de controle da superfície falhassem.

Como primeiro passo, o time determinou o ponto de intercepção desejado. A primeira consideração nesse processo era a definição da hidráulica requerida para matar o *blowout*, analisando a pressão de formação do *blowout*, a permeabilidade, porosidade e propriedades do fluido. Outros fatores considerados incluem temperatura, estabilidade do poço e tendências direcionais. Alguns dados estão representados na Tabela 2.

Os dados do reservatório estimados foram considerados precisos, pois o local era conhecido, uma vez que possuía poços produtores em áreas adjacentes.

A equipe optou por interceptar o poço no final da sapata a 17601ft e acima da área de *blowout* no poço.

Os principais desafios associados à profundidade eram as altas temperaturas, grande profundidade e o próprio reservatório. A alta temperatura do fundo do poço trazia complicações em relação ao controle direcional e à perfilagem. Devido à grande profundidade e à dureza da rocha da formação, o tempo de perfuração era alto e havia alto risco de

complicações associadas a *doglegs*, estabilidade do poço e alto torque. Como o reservatório era de carbonato fraturado, era preciso que o poço de alívio estivesse dentro de alguns metros do poço em *blowout* para obter comunicação hidráulica com o poço em *blowout*.

Tabela 2- Dados estimados do reservatório

• Formation	Fractured carbonate
• Depth, ft (m)	17,601 (5,366)
• Thickness, ft (m)	800 (244)
• Porosity, %	5-18
• Fluid	Oil and gas
• Gravity, °API	38
• Flow rate	
Oil, b/d (m³/d)	7,000 (1,112)
Gas, MMcf/d (m³/d)	40 (1.13 x 10⁶)
• BHT, °F. (°C.)	400 (204)
• BHP, psi (MPa)	14,620 (101)
• Shutin pres., psi (MPa)	8,500 (58.6)

Fonte: VOISIN et. al. (1987)

Uma vez estabelecido o ponto de matar desejado, era preciso considerar o problema de local o poço de alívio. O poço SLB-5-4x havia sido perfurado razoavelmente reto até a profundidade de 12000ft. Neste ponto, começou a ser construído um ângulo de inclinação de 8° a noroeste até a profundidade de 17000ft. O ângulo então caiu devagar para 6° graus no ponto de matar.

Os dados do poço haviam sido obtidos por instrumentos magnéticos. Os especialistas dos dados de controle do poço em *blowout* decidiram que os dados eram questionáveis devido à falta de informações específicas nos instrumentos usados. Os dados sugeriam que o poço SLB-5-4x, em *blowout*, poderia estar em qualquer lugar dentro de um círculo horizontal de 50ft de diâmetro a uma profundidade vertical verdadeira (TVD) de 5000ft, conforme Figura 3.

Uma vez estimada a elipse de incerteza do poço em *blowout*, era necessário determinar a profundidade a se iniciar a procura do revestimento com a ferramenta de perfilagem de proximidade magnética. A ferramenta de injeção Wellspot foi a opção de ferramenta escolhida, pois possuía alcance de detecção de 150-200 ft.

Decidiu-se começar a busca pela localização do revestimento a 9500ft TVD, devido à probabilidade de detecção da ferramenta. Formações acima de 10000ft eram relativamente macias e facilmente perfuráveis. Abaixo desta profundidade, as formações eram duras e com taxa de penetração menor que 5 ft/hr. Esta decisão permitiu que a maior parte do trabalho direcional acabasse na formação macia, economizando muito tempo.

Uma vez estabelecidos o ponto inicial de procura e ponto de matar, o próximo passo era determinar a locação na superfície do poço de alívio. A segurança era a principal preocupação. Especialistas recomendaram uma distância segura entre os poços de aproximadamente 1500 ft.

Apesar de a distância parecer pequena para padrões offshore, a regularidade dos ventos predominantes e correntes e o tamanho e local limitados do incêndio permitiram confiança na distancia estabelecida. A equipe estabeleceu um local 400 metros a sul do poço em *blowout* para um segundo poço de alívio, se fosse necessário (Figura 4).

A estratégia era perfurar o SLB-5-4x até aproximadamente 9500 ft. Uma vez localizado o revestimento, a equipe poderia perfurar na vertical a uma distância radial de 50ft do *blowout*. O poço de alívio manteria, portanto, distância de 50-100ft do revestimento do

poço em *blowout*, convergindo para 20ft no ponto do revestimento de 9 5/8 in localizado a 16272ft TVD.

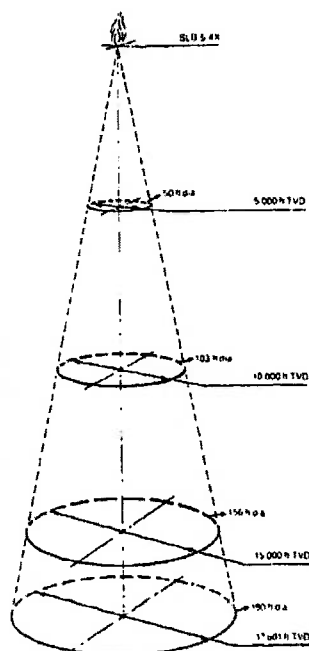


Figura 3- Cone horizontal de incerteza. Fonte: VOISIN et. al. (1987)

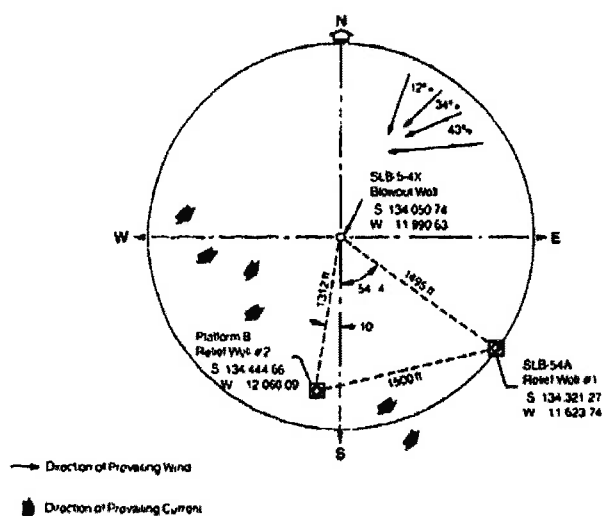


Figura 4- Localização em superfície dos poços. Fonte: VOISIN et. al. (1987)

O poço em *blowout* e o poço de alívio convergiriam para um raio de 3ft a um ponto de matar de 17601 ft TVD.

O time considerou, então, mais dois problemas em potencial. Era necessário que o poço de alívio evitasse *doglegs*. Se um *dogleg* ocorresse, teria que ser à maior profundidade possível, devido à grande profundidade do ponto de matar. E os sondadores deveriam completar todas as mudanças direcionais acima de 10000ft TVD para gerar uma baixa inclinação tangente.

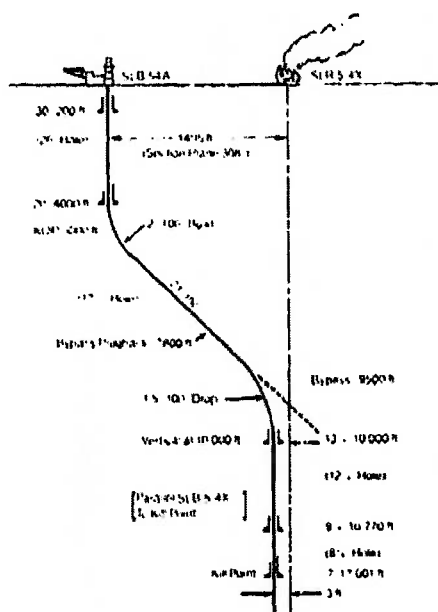


Figura 5- Proposta Simplificada do poço de alívio. Fonte: VOISIN et. al. (1987)

As probabilidades de problemas no poço de alívio tornaram necessário estabelecer um programa de revestimento diferente do usado no poço em *blowout*. O revestimento de 7in de 35 lb/ft usado no poço em *blowout* era inadequado, pois não suportaria a alta pressão durante o bombeamento do fluido de matar (*kill pumping*). A equipe escolheu, portanto, o P-110 de 53.3 lb/ft e 9 5/8in para a profundidade de 16770ft TVD.

As propriedades físicas e químicas do fluido usado na perfuração do poço em *blowout* foram cuidadosamente estudadas antes de ser escolhido o fluido para o poço de alívio. A equipe usou gel/água na seção de 26in seguido por fluido de lignosulfonato na seção de 9 5/8in a 16770 ft. O peso do fluido aumentaria a partir deste ponto de 8.6 para 11.9 lb/gal.

Até o ponto de matar, a perfuração seria complicada e instável, pois estaria hiperpressurizada. A partir de certa profundidade, o fluido escolhido era à base de óleo (70/30 taxa óleo/água) usando pesos de 15-15.5 lb/gal.

O poço de alívio SLB-54A requeria uma sonda de perfuração com capacidade mínima de 20000ft em lâminas d'água de 80 ft. Nenhuma sonda presente na área atendia aos requerimentos.

Portanto, a equipe contratou uma sonda Jack Up em Trinidad. Porém, quando a sonda chegou à ponte suspensa na entrada do Lago Maracaibo, diversas seções das pernas precisaram ser removidas para permitir que a sonda passasse embaixo da ponte. A mobilização demorou 31 dias.

Os procedimentos envolvidos na estimativa da incerteza da posição do poço em *blowout* são complexos. Um especialista monitora o procedimento, analisa as características como dados de calibração, temperatura do poço e profundidade. Por fim, compara os diferentes resultados obtidos. No caso apresentado, dois especialistas faziam parte do projeto do poço de alívio. Um provia a análise tecnológica e o outro era responsável pela interpretação. Eles concluíram que os dados eram de qualidade questionável.

O poço de alívio SLB-54A começou a ser perfurado em 25 de agosto de 1986. O tubo condutor de 30in terminava na profundidade de 199ft. O BOP foi instalado e um poço piloto de 121in foi perfurado até 509ft. O giroscópio foi percorrido dentro da coluna de perfuração, como planejado. Neste momento, houve perda de circulação. A equipe mudou, então, da lama gel/água para lama de lignosulfonato, interrompendo a perda. O poço piloto foi perfurado até 4010ft e ferramentas magnéticas de único tiro foram utilizados em intervalos de 300ft.

A 2677ft de profundidade a penetração diminuiu para 13 ft/hr e perdas de fluido foram novamente observadas. O motivo era um trecho de formação de areia não estava completamente cimentado, de forma que foi necessário cimentar os espaços não cimentados.

O revestimento de 20in planejado para 4000ft ficou preso a 3616ft e foi cimentado nesta profundidade. A baixa resistência do revestimento exigiu um trabalho de cimentação especial para evitar colapsos.

A perfuração continuou até o KOP (*kick off point*) de 5000ft de profundidade a baixa taxa de penetração devido à ocorrência de *bit balling*. A taxa média de *dogleg* era de 1,6°/100ft com o máximo de 2,9°/100ft.

Neste ponto, a inspeção da broca mostrou anormalidade. Foi realizada redução de torque e o poço progrediu até 8011ft. O azimuth a esta profundidade era de 303°. Uma correção de 12° era necessária para permitir a interceptação o poço em *blowout*. Duas correções foram feitas a esta profundidade. A perfuração continuou até 9200ft, em que a elipse de incerteza da distância entre os poços era de 100ft, conforme planejado.

Diversas leituras e correções direcionais foram feitas para interceptar o poço em *blowout*. O ponto mais perto de aproximação do *blowout* era a 9605ft com distância de 23ft.

A incerteza na posição relativa entre os poços tinha então caído para 1,5ft. A perfuração continuou até a profundidade de 13580ft em que as ferramentas indicavam que o poço em *blowout* estava a 11ft (Figura 6).

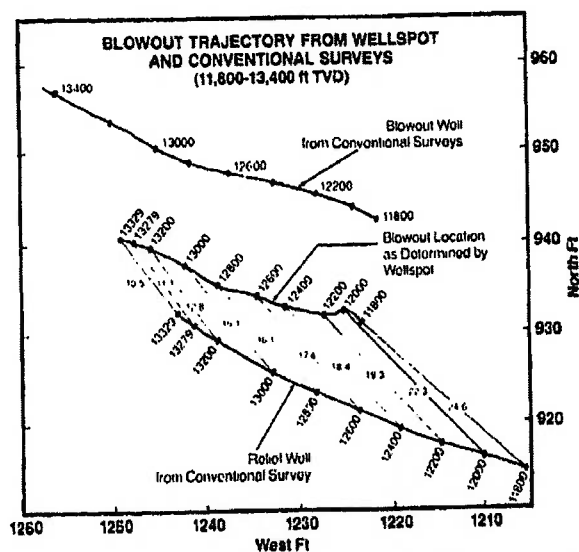


Figura 6- Localização dos poços. Fonte: VOISIN et. al. (1987)

Embarcações de combate ao fogo jogavam água para confinar o fogo e manter a plataforma fria.

A plataforma de produção Enchova, locada a 80 quilômetros da costa em lâmina d'água de 162 metros de água, servia de ponto de recebimento e distribuição de produção para quatro campos produtores, totalizando 132.500 bbl/dia, segundo MADURO et al (1989).

As sondas semisubmersíveis SS-21 e SS-32 foram imediatamente mobilizadas para a área para a perfuração de dois poços de alívio. Deu-se início ao trabalho de planejamento dos poços de alívio, a partir dos fatores considerados importantes para garantir seu sucesso.

- Posicionamento das sondas

Um grande número de fatores foi levado em conta para determinar a melhor escolha de locação para cada sonda, o que limitou consideravelmente as opções. Os fatores considerados foram:

- O vento dominante na área chegava do nordeste. Tal fato, devido a considerações de segurança, excluía o posicionamento das sondas a sudeste;
- O número elevado de tubos submersos, devido aos poços produtores da região, limitou muito o posicionamento das sondas. De forma que a trajetória dos poços deveria manter distância segura das trajetórias dos poços existentes no local;
- As rotas usadas pelas embarcações de combate ao fogo deveriam permanecer livres para permitir o acesso das embarcações;
- As locações tinham, ainda, que considerar a necessidade de haver, pelo menos, uma trajetória de poço que permitisse aproximação do poço em *blowout* paralelo a este. Tal trajeto facilitaria uma antecipada detecção do poço em *blowout* por ferramentas eletromagnéticas, que poderiam confirmar a posição verdadeira do alvo para onde o segundo poço de alívio deveria ser direcionado;
- A distância entre as duas sondas deveria ser segura o suficiente para permitir a perfuração dos dois poços.

Após considerar estes fatores, a SS-21 foi locada a 445 metros da plataforma Enchova I na direção N12W e a SS-32 foi posicionada a 445 metros na direção N44W da Enchova I, conforme Figura 8.

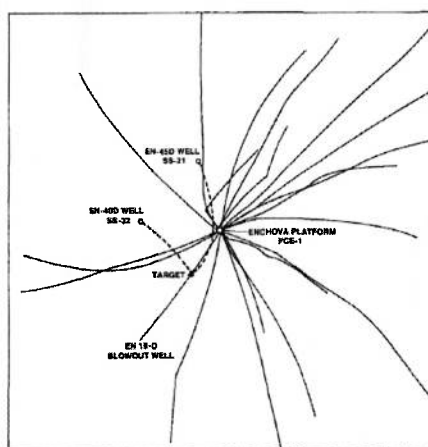


Figura 8- Planejamento horizontal dos poços de alívio. Fonte: MADURO et al (1989)

- Trajetória dos poços

Uma vez que as sondas estavam posicionadas, as trajetórias dos poços de alívio deveriam ser calculadas. Um dos poços foi designado como sendo o poço de detecção do poço em *blowout* e foi perfurado da SS-21. Deveria ser paralelo ao poço em *blowout* no ponto de detecção. O segundo poço, perfurado a partir da sonda SS-32, usaria a informação do poço de detecção para atingir o alvo.

Durante a preparação da perfuração, outras precauções foram tomadas para determinar a localização exata das sondas. Devido à urgência da situação, fez-se uso de sistema de perfuração com orientação direcional, bem como leituras do MWD e equipamento eletromagnético de detecção.

O poço de detecção 9EN-45D-RJS (perfurado a partir da SS-21) foi desenhado como poço direcional com inclinação. Sua trajetória horizontal foi planejada para ser paralelo ao poço em *blowout* quando estivesse próximo a ele e, ao mesmo tempo, para manter distância segura das trajetórias dos poços existentes. O poço 9EN-46D-RJS (SS-32) foi desenhado como poço de tipo S visando evitar outros poços próximos. Programas de software foram de grande ajuda para programar as trajetórias de poço. Programas de distância mínima e de elipses de incerteza foram usados. A Figura 9 apresenta as trajetórias dos poços.

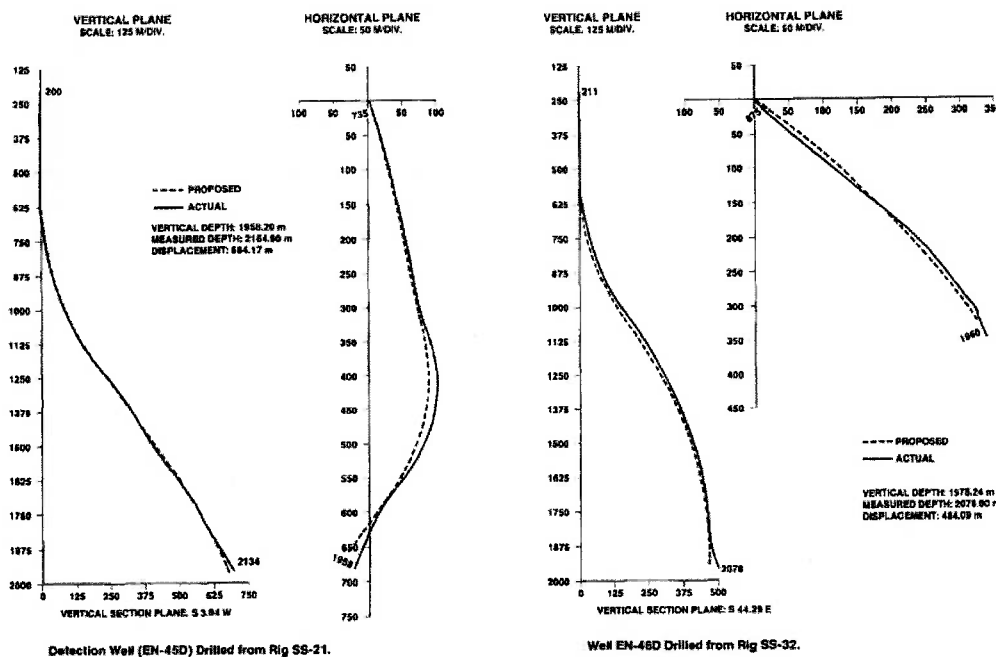


Figura 9- Trajetórias dos poços de alívio. Fonte: MADURO et al (1989)

Apesar de um dos poços ser destinado à detecção, os dois poços seriam posicionados para detectar o poço em *blowout* EN-19D. O poço de detecção EN-45D tentaria detectar o poço em *blowout* a partir de 1850 metros e o outro poço, o EN-46D, tentaria somente a partir de 1970 metros.

- Perfuração dos poços e contenção do *blowout*

A sonda SS-21 iniciou a perfuração do poço de detecção EN-45D em primeiro de maio de 1988 e dois dias depois o poço EN-46D começou a ser perfurado da sonda SS-32.

Segundo MADURO et al (1989), quando o poço de detecção atingiu a profundidade de 1842 metros, equipamentos de detecção eletromagnética foram percorridos para realizar a perfilagem do intervalo de 1840 a 1550 metros de profundidade. Resultados iniciais mostraram sinal intenso do poço EN-19D muito mais baixos que o esperado, indicando que o poço em *blowout* estava mais longe que o pensado originalmente. Porém, acredita-se que neste intervalo havia sinal residual do poço produtor EN-17 que estava interferindo na leitura. O poço de detecção foi perfurado até 1909 metros de profundidade e a trajetória do poço foi direcionada para o posicionamento indicado do poço em *blowout*.

Pela segunda vez usou-se o equipamento de detecção, agora entre 1640 e 1906 metros. As leituras foram muito mais claras, indicando que o poço EN-19D estava a 40 metros (± 7 metros) na direção de 5 a 20 graus para a esquerda do poço EN-45, a uma profundidade vertical de 1756 metros.

O poço foi perfurado até a profundidade de 1959 metros e pela terceira vez equipamentos de detecção percorreram o poço, desta vez no intervalo de 1850 a 1953 metros. Os resultados mostraram que o poço EN-19D estava, a uma profundidade vertical de 1800 metros, a 30 metros (± 4 metros), em um curso direcional de 183 graus (± 5 graus) de azimute.

O poço de detecção EN-45D foi perfurado até 2056 metros e a quarta leitura de detecção foi feita. Os dados entre 1850 e 2048 metros indicaram, a uma profundidade vertical de 1860 metros, que o poço em *blowout* EN-19D estava a uma distância de 21 metros (± 3 metros) do poço de detecção em um curso direcional de 168 graus (± 5 graus) de azimute. Tais dados mostraram que o poço em *blowout* estava a uma distância de 26 metros da posição originalmente prevista.

Enquanto isso o poço EN-46D estava sendo perfurado. O fogo na plataforma de Enchova havia se espalhado apesar das tentativas de contenção. O óleo que jorrava na plataforma que não queimava instantaneamente migrava para partes baixas da plataforma, espalhando o fogo.

Neste momento, a quarta e última leitura de detecção foi feita no poço de detecção para confirmar a localização do poço em *blowout*. Os dados indicaram que seria necessário fazer uma correção da trajetória abaixo da sapata de 9 5/8" do poço EN-46D. Decidiu-se que seria percorrido um tubo a profundidade de 1920 metros e que seria feito uso do *bottom hole assembly* (BHA) para obter a curvatura necessária.

O BHA obteve com sucesso a curvatura necessária para atingir o alvo. A uma profundidade de 2017 metros, o BHA foi trocado por outro que permitisse as altas taxas de fluxo necessárias para "matar" o *blowout*.

Em 21 de maio, o alvo determinado, que estava a uma profundidade de 1 metro do poço em *blowout*, foi atingido. O poço perdeu toda a circulação e as operações de bombeamento foram iniciadas imediatamente, injetando pressão máxima de água do mar de 1000psi a uma taxa de 70bbl/min. O bombeamento de 6.650bbl de água atingiu bons

resultados. O tamanho das chamas, que era cerca de 80 metros de altura, obteve uma redução de 70%.

Porém, o fluxo do poço EN-46D seria insuficiente para parar o *blowout*, portanto o poço de detecção foi completado para prover fluxo adicional. O poço EN-45D foi perfurado até a profundidade de 2144 metros, e em 23 de maio o alvo de 1.2 metros do poço em *blowout* foi atingido. Houve imediata perda de circulação.

Os poços de alívio bombearam, juntos, a uma taxa de água do mar de 143 bbl/min. As chamas começaram a desaparecer, e foi completamente extinta em 20 minutos. O volume total bombeado foi de 232.000 bbl.

Os dados permitem observar que, embora a utilização do poço de alívio seja complexa e financeiramente custosa, é possível que seja efetuada em tempo suficientemente útil para reduzir os impactos ambientais causados pelo acidente.

4.3. Características do poço de alívio

Como visto no caso do acidente de Enchova, a utilização de poços de alívio é uma medida eficiente na contenção do fluxo de fluidos da formação de um poço em *blowout*. Com a descoberta de óleo na camada Pré-sal, localizada em águas ultraprofundas, é importante aprimorar as técnicas conhecidas, a fim de reduzir tempo e custo na utilização de poços de alívio.

A maior dificuldade na perfuração do poço de alívio encontra-se na incerteza da posição do poço perfurado, segundo LIRA (2003). Ferramentas de detecção do poço em *blowout* são utilizadas na perfuração do poço de alívio, pois diminuir a incerteza é essencial para garantir que o poço de alívio chegue ao ponto de destino.

Há três princípios de utilização para combate ao *blowout* pelo poço de alívio:

- (i) Alívio da pressão do reservatório pela produção dos fluidos da formação pelo poço de alívio;
- (ii) Injeção de fluido adensado após o poço de alívio interceptar o poço em *blowout*;
- (iii) Injeção de água com altas vazões na região próxima ao poço.

A utilização do poço de alívio para aliviar a pressão do reservatório a partir da produção de fluidos da formação não é mais utilizada por se tratar de um método perigoso, visto que pode causar um segundo acidente, além de ser pouco eficiente, pois não resolve o problema em longo prazo.

O processo de injetar água com altas vazões na região próxima ao poço visa bloquear a entrada de óleo e/ou gás pela saturação da região. Este método, conhecido como *flooding*, é complicado e demanda muito tempo, segundo Barnett (2008, p. 74). Assim, é comum que se prefira utilizar o método de injetar fluido adensado, processo conhecido por *dynamic kill*, na qual é essencial que o fluido utilizado (conhecido como *kill fluids* ou fluido de “matar”) seja bombeado para dentro do poço em *blowout* a uma taxa em que o poço seja amortecido, ou seja, o fluido de óleo e/ou gás cesse, uma vez que pressão suficiente tenha sido aplicada pela coluna de fluido. O fluido a ser injetado geralmente possui densidade entre 14.4 e 15 ppg.

O método de *dynamic kill*, que requer aproximadamente o dobro de capacidade de bombeamento do método de *flooding*, representa a abordagem mais segura para conter o *blowout* por um poço de alívio. A principal necessidade do *dynamic kill* é estabelecer direta comunicação com o poço em *blowout*.

Os estudos de caso e considerações para os poços de alívio neste projeto estão focados no último princípio de utilização citado, o *dynamic kill*, por ser o atualmente utilizado.

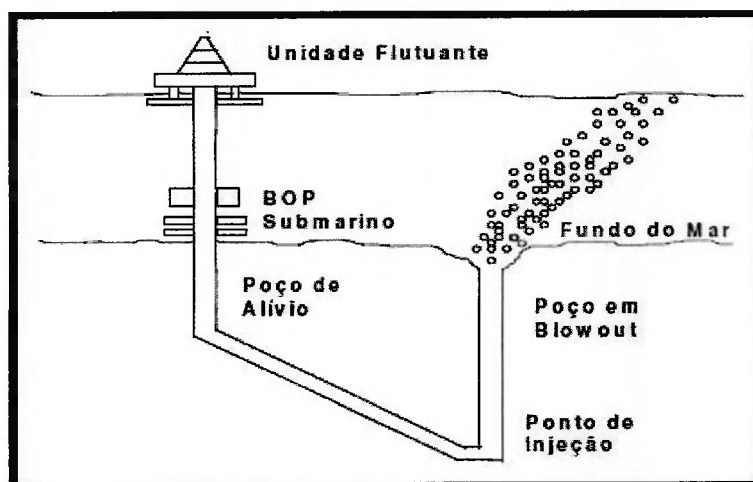


Figura 10- Blowout em águas profundas – Dynamic kill . Fonte: SANTOS (2006)

No planejamento de utilização de poços de alívio, geralmente são perfurados dois ou mais poços, embora muitas vezes apenas um poço de alívio seja necessário para matar completamente o poço em *blowout*. O segundo poço de alívio é um backup, no caso de serem encontrados problemas durante a perfuração do poço de alívio principal. Caso o tubo de perfuração fique preso ou a broca se desprenda do tubo de perfuração, entre muitas outras possíveis ocorrências durante a perfuração, seriam necessários meses para solucionar tais problemas, então um segundo poço é perfurado para o caso de haver algum destes imprevistos no primeiro poço de alívio.

Outro motivo para a utilização de mais de um poço de alívio é quando a vazão de fluidos necessária para atingir o equilíbrio de pressões é muito alta, e nestes casos, a utilização de mais de um poço de alívio se dá para que seja possível atingir a vazão necessária, de acordo com Barnett (2008, p. 74).

Segundo Lira (1993), algumas variáveis no planejamento do poço de alívio são essenciais para garantir o seu sucesso:

- Escolha da localização do poço na superfície
- Estabelecimento do método utilizado para o amortecimento do poço em erupção
- Profundidade do ponto de amortecimento
- Estabelecimento na comunicação entre os poços
- Geometria do poço de alívio
- Incerteza na posição relativa entre o poço de erupção e o de alívio

Grace et al (1994) diz que “a indústria considerou, por muito tempo, a opção do poço de alívio como último recurso no controle de poço. Afinal, mesmo com o melhor

levantamento de técnicas, o posicionamento do poço em sua parte inferior possui alto grau de incerteza. A habilidade de se comunicar com o fundo do poço, antigamente, era muito limitada e normalmente governada pelo princípio da tentativa e erro. Por ser um trabalho minucioso que deve ser feito em um curto espaço de tempo, tem-se a possibilidade de falha no projeto. Entretanto, a tecnologia de poço de alívio tem avançado nos últimos dez anos a tal ponto que o poço de alívio é, atualmente, uma alternativa viável. Tecnologia moderna tem feito com que a interceptação do *blowout* seja certa e o controle do *blowout* pelo poço de alívio seja um evento de engenharia previsível.” (p. 318).

Portanto, fazendo-se as escolhas certas e agindo com rapidez e precisão, é possível obter sucesso na utilização dos poços de alívio.

4.4. Processo de construção do poço de alívio (método dynamic kill)

O poço de alívio é perfurado a uma distância de segurança do poço em *blowout*, que varia dependendo das características da região e do *blowout*. É perfurado até cerca de 1000 pés acima do fundo do poço para que percorram por dentro dele ferramentas sensíveis ao campo magnético para localizar a tubulação do poço em *blowout*. Os resultados obtidos permitem que os responsáveis pela perfuração do poço de alívio conheçam a posição do poço e perfurem em direção a ele. Este processo é repetido diversas vezes durante a perfuração do poço de alívio, visando manter a perfuração na direção desejada.

Ao atingir o poço em *blowout*, uma “janela” de aproximadamente 7 in é perfurada na tubulação e injeta-se, a partir do poço de alívio, o fluido desejado neste furo para dentro do poço em *blowout*. Quando o poço estiver estático, o fluxo irá cessar, e mesmo com a remoção do BOP (*blowout preventor*) não ocorrerá mais a saída dos fluidos.

Ao concluir esta etapa, é realizada circulação de cimento no poço antes em *blowout* pelo poço de alívio. Com o endurecimento do cimento, o poço estará permanentemente selado e abandonado.

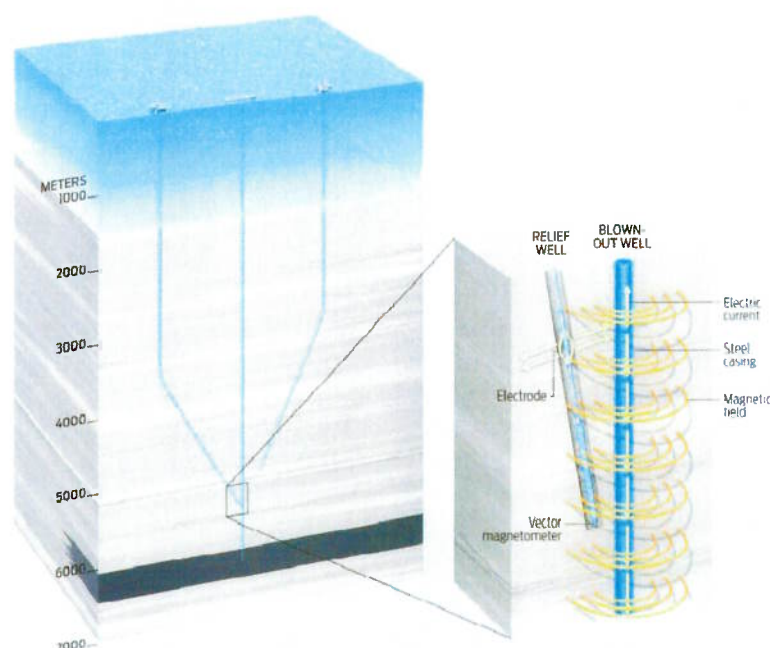


Figura 11- Após certa profundidade, são utilizados equipamentos para localizar o poço em *blowout*.
Fonte: SCHNEIDER (2010)

5. Resultados Obtidos

5.1. A Importância da Compilação de Informações sobre Poços de Alívio

5.1.1. Parâmetros Importantes no Planejamento de Poços de Alívio

A primeira etapa, após a decisão de fazer uso de um ou mais poços de alívio para conter um *blowout*, é o planejamento desses poços. Esta etapa é fundamental, uma vez que um bom planejamento reduzirá a ocorrência de problemas ao longo da perfuração e bombeamento do poço de alívio, o que poderia causar atrasos e até mesmo o não sucesso deste poço.

Estudando casos de utilização de poços de alívio pelo método *dynamic kill*, é possível perceber que os parâmetros considerados durante a etapa de planejamento são semelhantes, apenas variando de acordo com especificidades de cada caso. Observa-se, ainda, que mesmo em casos diferentes, um ou mais parâmetros podem ser iguais.

Considerando a importância do planejamento do poço de alívio e o fato de que características de um caso pode se assemelhar a características de outros casos, como, por exemplo, a rocha da formação, a pressão no fundo do poço, a lâminas d'água, etc, pode-se concluir que a compilação das informações consideradas no planejamento de um poço de alívio em casos de utilização antigos pode servir de auxílio para futuros planejamentos.

Os principais parâmetros considerados para um bom planejamento, quando utilizado o método *dynamic kill* são:

- Lâmina d'água

A espessura da lâmina d'água pode influenciar pressões de fratura, pois, para uma mesma profundidade de poço, em locais em águas profundas e ultraprofundas as pressões de fratura são menores que as encontradas em locais terrestres ou em águas rasas. Este fator deve ser levado em conta para dimensionamento de parâmetros da perfuração do poço de alívio e do fluido de matar utilizado.

- Profundidade final dos poços de alívio

A depender da profundidade onde está ocorrendo o *blowout*, é tomada a decisão do ponto de profundidade final dos poços de alívio, ou seja, o ponto onde o poço de alívio intercepta o poço em *blowout*. O conhecimento deste parâmetro pode auxiliar no desenho do poço de alívio, ou seja, sua trajetória.

- Pressão no reservatório

A pressão no reservatório é importante, principalmente, no planejamento do fluido utilizado para matar o *blowout*.

- Diâmetro do poço em *blowout* no ponto em *blowout*

Quando possível conhecer o ponto em que está ocorrendo o *blowout*, a informação do diâmetro do tubo nesta seção pode auxiliar no planejamento do poço de alívio.

- **Motivo Principal de ocorrência do *blowout***

O motivo pelo qual o *blowout* ocorreu é de grande importância, pois determina os cuidados especiais que devem ser tomados no planejamento para evitar problemas e até mesmo novos acidentes.

- **Consequências Principais**

É de extrema importância considerar consequências como incêndios e derramamento de óleo durante o planejamento do poço de alívio, a fim de evitar problemas e/ou novos acidentes.

- **Taxa de bombeamento de fluido de matar necessária**

O planejamento deste parâmetro é vital para o sucesso do poço de alívio, visto que é o bombeamento que efetivamente contém a saída de fluidos, matando o *blowout*.

- **Quantidade de poços de alívio**

A importância deste parâmetro está na consideração antecipada da necessidade de perfurar mais de um poço, otimizando o tempo, seja de forma estratégica para utilizar um poço exclusivo para detecção ou, na maioria dos casos, para que a taxa de bombeamento necessária possa ser atingida.

- **Tempo entre ocorrência do *blowout* e amortecimento total**

Planejar o tempo que será necessário até que o *blowout* cesse é importante para prever os danos causados pelo acidente e os métodos que serão utilizados na tentativa de amenizar os danos durante a construção do poço de alívio.

- **Características da região**

A região onde está o *blowout* e, portanto, o poço de alívio será locado é de grande importância na etapa de planejamento. Fatores como fortes ventos, limitações logísticas, ondas fortes, poços próximos, entre outros, devem ser levados em conta, pois podem afetar o planejamento.

5.1.2. Base de Dados de Poços de Alívio pelo método *Dynamic Kill*

A fase de planejamento de um poço de alívio é crítica, uma vez que pode determinar seu sucesso ou fracasso. A etapa de planejamento deve ser eficiente.

A elaboração de uma base de dados que estrutura as informações destes casos, apontando as características do campo e do *blowout* em questão bem como os parâmetros considerados no planejamento do poço de alívio, pode auxiliar futuros planejamentos, permitindo rápido e prático acesso a essas informações, colaborando com a tomada de decisões.

A partir de dados de ocorrência de *blowouts* e perfuração de poços de alívio em diferentes épocas, regiões e contextos, obtidos por diferentes fontes, construiu-se uma tabela (apêndice I) visando compilar estes dados, permitindo acesso prático e organizado a estes. Considerou-se utilizar, para a tabela, os parâmetros considerados mais importantes, citados no item 5.1.1.

Após organizar a tabela com as colunas mencionadas acima, pôde-se preencher cada linha com casos de *blowout* em que poços de alívio pelo método *dynamic kill* foram utilizados, estruturando as informações de acordo com a coluna correta.

5.2. Equipamento Simulador de Injeção de Lama por Poço de Alívio

O tema possui grande importância para a engenharia de petróleo embora seja pouco abordado em cursos acadêmicos, por não se tratar de um procedimento padrão no processo de produção de óleo e gás. Desta forma, conforme explicado, o projeto tem como objetivo secundário a ampliação do entendimento do funcionamento prático do poço de alívio pelo método *dynamic kill* pelos alunos de engenharia de petróleo da Escola Politécnica da USP, através de um equipamento simulador de poços de alívio.

O método físico construído foi baseado em um modelo simulador de poço de alívio construído pelos estudantes de Engenharia de Petróleo da Universidade Estadual de Louisiana (Louisiana State University).

O equipamento consiste em um tubo PVC e acrílico que simula um poço em *blowout* através de uma bomba, localizada na parte inferior, que bombeia água para a parte superior. O sistema é fechado, de forma que ao chegar ao topo do poço, a água é enviada ao tanque, reiniciando o ciclo. Há, na parte inferior, uma válvula que permite controlar a vazão de água sendo bombeada, dois manômetros, um antes e um depois da válvula, auxiliam o controle da válvula. Outro tubo PVC simula o poço de alívio e, através deste, é feita a injeção da lama, impedindo o fluxo da água, ou seja, amortecendo o poço em *blowout* e concluindo a simulação. O uso de acrílico no tubo permite melhor visualização do que ocorre no poço, de forma que é possível ver a interface água-lama e, assim, pode-se entender como a lama, pela sua densidade, é capaz de conter o fluxo.

Os equipamentos utilizados para a construção do simulador foram:

- Uma placa de madeira pintada em duas cores (marrom e azul) com tubos fixados por abraçadeiras e com possibilidade de fixação direta na parede
- Duas válvulas do tipo esfera passagem plena
- Dois manômetros digitais
- Tubos em PVC marrom e acrílico
- Uma bomba centrífuga

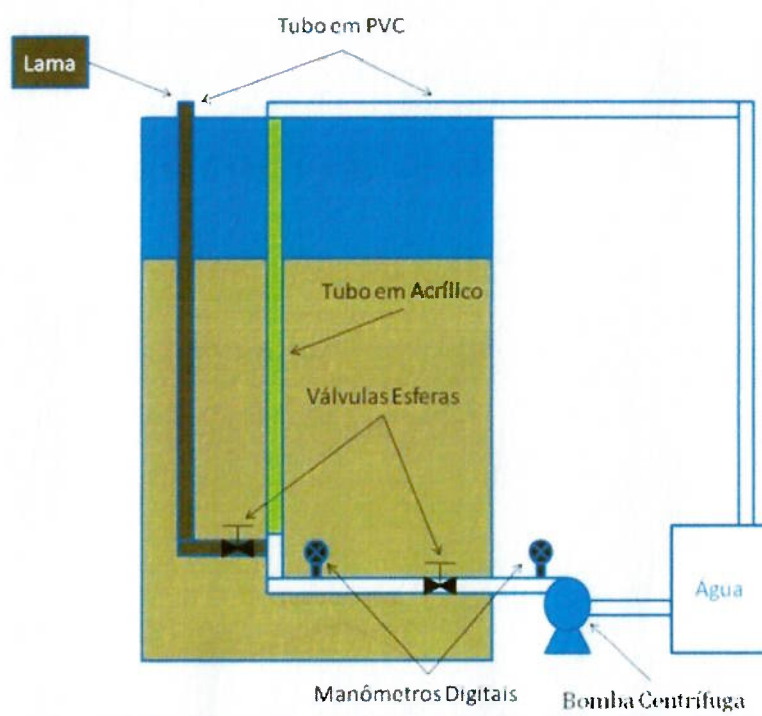


Figura 12- Esquema do simulador de poço de alívio. Fonte: Arquivo Pessoal



Figura 13- Equipamento construído e alocado no laboratório. Fonte: Arquivo Pessoal

6. Considerações Finais

O poço de alívio vem sido utilizado pela indústria há mais de cem anos. Em alguns casos, pode ser a única forma de contenção e, atualmente, é capaz de “matar” o *blowout* de forma precisa e logisticamente viável em tempo aceitável.

A necessidade de melhor compreensão do funcionamento dos poços de alívio vem se tornando cada vez mais importante devido ao aperfeiçoamento das tecnologias de prospecção e produção, pois, com a descoberta e extração de óleo e gás em águas cada vez mais profundas, é importante que sejam estudadas e planejadas medidas de respostas a *blowouts*, a fim de evitar que tais acidentes causem danos de grandes proporções.

É útil e necessário que o método continue sendo estudado, visando aprimoramento da técnica e até mesmo novas formas de sua utilização. Para permitir tais avanços, é preciso expandir o entendimento do funcionamento do poço de alívio.

7. Bibliografia

THOMAS, J.E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

CARVALHO, R.S., ROSA, A.J., XAVIER, J.A.D.. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

SANTOS, Otto Luiz Alcântara. Segurança de poços em lâminas de água Ultraprofundas. In: ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE PERFURAÇÃO E COMPLETAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO E GÁS- ENAHPE, 2006, Espírito Santo.

LIRA, Humberto de Lucena. Planejamento e acompanhamento de poços de alívio. 1993. Dissertação para obtenção de título de mestre em Engenharia de Petróleo – Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP. São Paulo: 1993.

COSTA, Dirlaine Oliveira da, LOPEZ, Juliana de Castro. Tecnologia dos métodos de controle de poço e blowout. Projeto de graduação para obtenção do título de engenheiro – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: 2011.

AADONNOY, Bernt S. Modern Well Desing. Editora Balkema.

BOURGOYNE JR., Adam T. et al. Applied Drilling Engineering. SPE Textbook Series. Editora SPE.

BARNETT, David. Well Intervention and control. **Journal of Petroleum Technology**. 2008.

BP Relief Wells – What is a relief well and how does it work. Drilling Ahead. 2010. Disponível em: <<http://www.drillingahead.com/forum/topics/bp-relief-wellswhat-is-a>>. Acesso em: 15 Março 2013.

SCHNEIDER, David. How to drill a relief well. 2010. Disponível em: <<http://spectrum.ieee.org/energy/fossil-fuels/how-to-drill-a-relief-well>>. Acesso em: 18 Março 2013.

WRIGHT, John W. Part 11 – Relief Wells: Advancements in technology and application engineering make the relief well a more practical blowout control option. Disponível em: <<http://www.jwco.com/technical-literature/p11.htm>>. Acesso em: 18 Março 2013.

XIU, Yu, JINLING, Jie. Relief Well Drilling Technology. In: SPE INTERNATIONAL MEETING, 1988, Tiajin.

WARRINER, Richard A., Cassity, T.G. Relief-well requirements to kill a high-rate gas blowout from a deepwater reservoir. **Journal of Petroleum Technology**. 2008.

AADNOY, B.S., ROGALAND, U., BAKOY, P. Relief well breakthrough at problem well 2/4-14 in the North Sea. In: EUROPEC 90, 1990, Haia.

OLBERG, T., GILHUUS, T., LERAAND, F., HAGA, J. Re-entry and relief well drilling to kill an underground blowout in a subsea well: a case history of well 2/4-14. In: SPE/IADC DRILLING CONFERENCE, 1991, Amsterdã.

MADURO, W.P., REYNOLDS, Jim. Enchova blowout: Record relief time. In: SPE/IADC DRILLING CONFERENCE, 1989, Nova Orleans. SPE 18717.

VOISIN, J.A. et. al. Relief well planning and drilling for SLB-5-4X blowout, Lake Maracaibo, Venezuela. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 62., 1987, Dallas.

P.E., Larry H. Flak, et al. Case history: Relief Well Control of Underground Blowout In Bahrain. In: SPE MIDDLE EAST OIL SHOW, 1995, Bahrain.

8. Apêndices

8.1. APÊNDICE I – Tabela de Dados

Localização	Nome do poço em blowout	Ano do Acidente	Profundidade da água (ft)	Profundidade final dos poços de alívio (ft)	Pressão no reservatório	Diâmetro do Poço no ponto em blowout (in)	Motivo Principal	Consequências principais	Taxa de Bombeamento de Lama necessária	# Poços de Alívio	Tempo entre ocorrência do blowout e amortecimento total	Características da região/projeto	Observações
Bay Larchand Joffo do México EUA	Ixtoc 1	1979	165	11.900	-	9 5/8	Blowout ocorreu durante manobra de retirada do drillstring	Sonda pegou fogo e foi evacuada. Derramamento total 4.2M bbl de óleo.	140 bbl/min	2	9 meses	Mar agitado	Assim que o primeiro poço de alívio interceptou o blowout, foi iniciada a injeção de água do mar com taxa média de 50bbl/min. Apesar do efeito positivo na quantidade de óleo produzida, não amorteceu o poço. Taxas de 100 bbl/min foram atingidas, mas não puderam ser mantidas por causa do mar agitado. Dois meses depois, o segundo poço interceptou o blowout. Tentativas foram feitas de amortecer o blowout bombeando a partir dos dois poços de alívio com densidade de lama de 1.8 SG (specific gravity), mas sem sucesso. Gradualmente, o corte de água na produção aumentou. O contínuo bombeamento de água do mar, possivelmente combinado com o corte de água no poço, finalmente matou o blowout
Enchovação de Campos Brasil	EN-19D	1988	380	7.000	8,6 lbm/gal	-	No canhoneio, ocorreu invasão de gás não percebido pela equipe. Falha humana após troca de turnas	Sonda pegou fogo e foi evacuada. Perda de produção de 80mil b/d, 15% da produção da Petrobras na época. Prejuízo calculado em US\$ 500M.	143 bbl/min	2	1 mês	Formação Carapebus era reservatório de gás de arenito poroso e friável.	Devido à diminuição do volume de óleo o poço foi abandonado no trecho da formação Macaé, para ser recompletado mais acima na formação Carapebus. Como não havia sido prevista a presença do arenito, sua perfuração foi feita com broca de 17,5". O revestimento de 13" foi assentado próximo ao arenito. O topo do cimento foi calculado para estar 100 metros acima do tubo de 13 3/8", mas estava localizado 95 metros abaixo deste, logo a cimentação do revestimento não isolou o arenito como deveria. Isto causou contaminações de gás no espaço anular abaixo do obturador. Em 24 de Abril, realiza-se o canhoneio para permitir a circulação e a recimentação do anular. Invasão de gás para o interior do poço ocorrem sem que a equipe perceba. Há perda de circulação de 6 bbl/hr. Logo após a troca de turma, o gás chega à superfície. O sondador pensa ter no poço 3 tubos ao invés de 3 seções, puxa a coluna até o limite da torre e o sistema limitador da catarina paralisa o guincho. O packer é desenroscado e a situação se agrava. A coluna sobre com a força do gás. A gaveta cega faz a coluna parar de sair. Tenta-se matar o poço pela kill line. A situação fica fora de controle. O sistema de produção é paralisado e a plataforma começa a ser abandonada.
Lago aracaibo, Venezuela	SLB-5-4X	1986	95	14.313	-	-	Corte de gás durante a perfuração, após redução do peso da lama para retirada de equipamento preso.	A sonda e o derrick pegaram fogo e colapsaram para dentro do lago. Estimativa de fluxo de perda de 7.000 b/d de 38 API e 40 MMcf/d de gás natural.	-	1	12 meses	Formação relativamente macia e facilmente perfurável até 10.000 ft. Após esta profundidade, formações duras e com taxa de penetração menor que 5 ft/hr. Ventos predominantes e correntes regulares. Ponte suspensa causou maior tempo para chegada da sonda para perfuração do poço de	Em 15 de Dezembro de 1986 a operação simultânea pela superfície obteve sucesso em matar o blowout. O poço de alívio estava a uma profundidade de 14313 ft (4364 m) e o tempo estimado para atingir o kill point era de 11 semanas. A partir deste ponto o SLB-54A continuou como poço exploratório até a profundidade de 18647 ft (5685 m). O poço de alívio possuía diversas complicações como a quente temperatura do fundo do poço tornando o controle direcional e a perfilagem difíceis, a formação dura aumentava o tempo de perfuração e aumentava a chance de complicações associadas a doglegs, estabilidade do poço e alto torque. Por o reservatório ser fraturado de carbonato, o poço de alívio tinha que estar dentro de alguns metros do poço em blowout para atingir adequadamente a comunicação hidráulica para matar.

												alívio.	
Formação e colário Asmari, Dubai	Fateh L-3	1975	-	-	-	7 1/2	-	Métodos de controle de kick foram abandonados e a sonda foi evacuada quando o gás alcançou a sapata de 20 in e borbulhou abaixo da plataforma. Oito dias depois da ignição do gás, a sonda e a plataforma desapareceram do Golfo Pérsico	230 bbl/min	4	7 meses	Formação vuggy (poros dilatados normalmente revestidos com mineral precipitado) e fraturada, com permeabilidade de muitas centenas de md.	Considerando a pressão do poço, seria necessária uma taxa de mais de 700 bbl/min e 6 poços de alívio para matar o blowout. Porém, o <i>drillstring</i> foi deixado no poço, o que deu maior resistência para conter o fluxo. O fluxo não estava diretamente para a superfície mas a aproximadamente 20 in do revestimento da sapata. Fluidos pesados poderiam ser usados para reduzir a taxa requerida. Uma análise mais refinada considerando estes fatores indicou uma taxa de aproximadamente 300 bbl/min de água do mar.
Indonésia	Mobil Arun C II 2	1980	-	-	7.100 psi	9 5/8	-	Alta vazão de gás leve de 0.6 SG pelo anular. Considerado o maior blowout de gás de todos os tempos.	126 bbl/min	1	-	Reservatório de altíssima permeabilidade.	A taxa de bombeamento de lama calculada para matar o blowout era de 80 bbl/min, porém foi necessária taxa 126 bbl/min. Este fato pode ser atribuído à permeabilidade muito alta do reservatório entre o poço de alívio e o poço em blowout. Por causa desse fator, apenas uma parte do fluido usado estava de fato fluindo para dentro do poço em blowout.
Norueguesa	2/4-14	1989	-	15.500	10.000 psi	9 5/8	-	Apenas uma pequena quantidade de óleo e gás foi solta para o ambiente	-	1	15 meses	Formação de arenito a aproximadamente 840 – 890 metros de profundidade	Para fechar o poço, uma quantidade significativa de tubos (drillpipe/coiled tubing) teriam que ser removidas do poço. De outra forma as partes profundas do poço poderiam não ser corretamente seladas. A operação de fishing no poço em blowout foi realizada diversas vezes durante e após a perfuração do poço de alívio. O uso de simuladores de dynamic kill proveram uma ferramenta de grande valor no planejamento e interpretação da operação de dynamic kill.
Bahrain, Oriente Médio	159	1994	-	1.897	-	5	Corrosão externa e interna do tubo de produção e revestimento causando vazamento	Contaminação do aquífero contido na região	-	1	14 meses	Presença de aquífero no intervalo de 300 a 700ft	Após a contenção do blowout, o poço de alívio serviu como substituto para o poço cimentado, se tornando em um poço produtor.