

INVESTIGAÇÃO DO INCIDENTE DE VAZAMENTO DE PETRÓLEO NO CAMPO DE FRADE

RELATÓRIO FINAL



SUPERINTENDÊNCIA DE SEGURANÇA OPERACIONAL E MEIO AMBIENTE

JULHO DE 2012

ELABORADO POR:	CARLOS AGENOR ONOFRE CABRAL	Especialista em Regulação
	LUCIANO DA SILVA PINTO TEIXEIRA	Especialista em Regulação
REVISADO POR:	RAPHAEL NEVES MOURA	Superintendente de Segurança e Meio Ambiente
APROVADO POR:	MAGDA CHAMBRIARD	Diretora-Geral



Resumo Executivo

Vazamento de petróleo durante a perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, Campo de Frade

Um acidente é resultado do alinhamento de falhas operacionais, decisões gerenciais inadequadas e barreiras de segurança degradadas, que passam a ser denominados fatores causais, quando do estabelecimento de um processo investigativo para determinar a sequência de eventos que culminaram com a concretização de um dano. No caso da realização de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, cabe ao agente regulado o emprego de métodos e processos que assegurem a prevenção de acidentes operacionais e a adoção de tecnologias e procedimentos associados à prevenção de acidentes, visando a evitar o alinhamento de fatores causais que resultem na materialização de um evento danoso, além da mitigação de danos ambientais que porventura possam vir a ocorrer.

Internacionalmente, as entidades que regulam a atividade de E&P e adotam uma gestão de segurança operacional contemporânea, tal como ocorre com a ANP no Brasil, entendem que o operador da concessão é o ente responsável por avaliar permanentemente suas atividades e tomar decisões no sentido de manter o nível de risco de suas operações o mais baixo possível. Por este motivo, a regulamentação em vigor nesses países confere às empresas operadoras maior autonomia decisória dentro das boas práticas da indústria, no entanto, com maior responsabilidade.

Assim, os agentes da indústria do petróleo, em especial aqueles envolvidos com atividades de perfuração, devem analisar detalhadamente o conteúdo deste documento, adotando toda e qualquer medida que vise a minimizar a possibilidade de recorrência de evento similar.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

O presente relatório apresenta os resultados da apuração, integralmente executada pelo corpo técnico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, do *blowout* ocorrido em novembro de 2011 no Campo de Frade, decorrente da atividade de perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, operado pela Concessionária Chevron Brasil Upstream Frade Ltda.

A equipe da ANP buscou identificar os fatores causais do *blowout*, especificando as decisões gerenciais e as ações da Chevron que deram causa e/ou agravaram o acidente em questão. As informações obtidas durante a investigação são baseadas em fatos constatados e registros apreendidos na sede da Chevron Brasil, a bordo do FPSO Frade e na sonda Sedco 706, esta última de propriedade da empresa Transocean do Brasil Ltda., que executava a perfuração do poço no momento do acidente. Após se apropriar destes documentos durante a investigação, a ANP pôde analisar detalhadamente os fatos ocorridos e identificar as causas que deram origem ao vazamento, conforme exposto a seguir.

Portanto, este documento intenta dar pleno conhecimento dos fatos à sociedade brasileira, a partir da descrição detalhada dos acontecimentos que culminaram no vazamento de cerca de 3.700 barris de petróleo cru para o mar, a uma distância de cerca de 120 km da costa do Estado do Rio de Janeiro.

Os elementos avaliados e descritos neste relatório demonstram, detalhadamente, que o acidente poderia ter sido evitado, caso a Chevron Brasil Upstream Frade Ltda. tivesse conduzido suas operações em plena aderência à regulamentação, em conformidade com as boas práticas da indústria do petróleo e com seu próprio manual de procedimentos.

Em síntese, a Concessionária Chevron Brasil Upstream Frade Ltda., durante a perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, ao atingir o trecho superior do reservatório N560,



que se encontrava sobrepresurizado devido à injeção de água realizada na área pela própria Concessionária, deu causa ao *kick*, evento iniciador do incidente poluidor.

Constatado o *kick* a bordo, foi realizado o fechamento do BOP (conjunto de válvulas que impedem que haja influxo de fluidos pela cabeça de poço para a superfície) e as paredes do poço foram submetidas a pressões superiores ao seu limite de resistência. Uma região frágil, onde o projeto da Chevron não previa revestimento (trecho de poço aberto), logo abaixo da última sapata, não resistiu à pressurização e fraturou, causando um *underground blowout* (quando ocorre fluxo de fluidos da formação de uma zona para outra). A partir de então, o petróleo passou a fluir do reservatório N560, percorrendo o poço até a profundidade de cerca de 700 metros do leito marinho, de onde migrava pela formação fraturada durante as operações da concessionária.

Como a Chevron assentou a última sapata com pouca profundidade (apenas 600 metros do leito marinho), o fluido do *underground blowout* migrou até atingir o leito marinho.

A Chevron não foi capaz de detectar o *underground blowout*, apesar de haver fortes indícios de sua existência, tais como o comportamento das pressões durante o fechamento do BOP; as severas perdas de lama ocorridas durante as primeiras tentativas de controlar o *kick* e o aparecimento de mancha de óleo de origem desconhecida no mar, algumas horas após o fechamento do poço. Tivesse a Chevron identificado o *underground blowout* de imediato, o volume de óleo liberado no mar teria sido significativamente menor.

A ocorrência destes três fatores causais - *kick*; fratura em poço aberto; e migração do óleo até o fundo do mar - levaram ao vazamento de petróleo ocorrido no Campo de Frade. Identificou-se, durante a investigação, que a Chevron cometeu erros de projeto e operacionais decisivos para a ocorrência do acidente e determinantes para seu agravamento. O acidente poderia ter sido evitado, caso a empresa tivesse adotado uma



conduta mais segura, seguindo seu próprio manual de procedimentos e a regulamentação da ANP.

Apesar de 62 (sessenta e dois) poços terem sido perfurados no Campo de Frade, 19 (dezenove) deles atravessando o reservatório por ela sobrepresurizado, a Chevron demonstrou desconhecer a geologia e a fluidodinâmica local, alegando, inclusive, que uma das causas do evento teria sido a imprevisibilidade das características geológicas locais. Tal desconhecimento fez com que a empresa estimasse equivocadamente uma pressão de 3.700 psi (9,4 ppg) em seus modelos, quando, na realidade, as pressões estavam entre 4.003 psi (10,16 ppg) e 4.176 psi (10,6 ppg). O presente relatório demonstra, de forma clara e inequívoca, que a empresa dispunha de dados e informações suficientes para concluir que a classificação do risco das operações, na forma em que foram executadas, era intolerável.

Quando da preparação de um projeto de poço, haja vista o elevado grau de incerteza atinente aos estudos geológicos, todos os dados disponíveis devem ser considerados para que se garanta a segurança das operações, uma vez que não é incomum haver certa margem de erro nas simulações de reservatório. Dados provenientes de todos os outros poços perfurados na mesma região, conhecidos como poços de correlação, são as mais importantes fontes de informação sobre as formações que serão perfuradas.

Durante as investigações realizadas pela ANP, com dados coletados na sede da concessionária e nas plataformas, identificou-se que, quando da elaboração do projeto do poço 9-FR-50DP-RJS, a Chevron desconsiderou informações vitais para minimizar o risco de fraturamento da formação durante a perfuração, o que de fato ocorreu e acabou por dar origem ao *blowout* seguido do vazamento no fundo no mar. A empresa ignorou os testes de resistência de formação de 3 (três) poços de correlação, perfurados no Campo de Frade em 2001, 2008 e 2009, que resultaram em gradientes de pressão entre 10,1 e 10,3 ppg.



Houvesse a Chevron bem utilizado a totalidade dos dados que dispunha para definir o critério de tolerância ao *kick*, a empresa teria, obrigatoriamente, que alterar o projeto desse poço, adotando salvaguardas suficientes para uma eficiente redução do risco (por exemplo, elevar a profundidade de assentamento da sapata ou aumentar o número de fases), o que fatalmente elevaria o tempo de operação e o custo do poço em prol da aplicação de um projeto mais seguro. Como o gradiente de pressão da formação que sofreu a fratura era de 10,23 ppg, a utilização de um projeto não confiável por parte da Chevron, que deixou de considerar premissas essenciais, elevou, de maneira absolutamente intolerável, o risco das operações, o que só poderia culminar na fratura da formação que de fato se observou.

Outra constatação que demonstra, de forma clara e inequívoca, a falha da Chevron na avaliação dos riscos de suas operações é o fato de a empresa ter se utilizado de uma incerteza de pressão de poros de apenas 0,3 ppg no caso em questão, valor que seria aplicável somente a poços de desenvolvimento, onde os riscos de um *kick* por sobrepressão do reservatório são reduzidos.

Ocorre que o poço 9-FR-50DP-RJS foi classificado pela Chevron como “especial”, ou seja, projetado pela companhia para investigar uma região do reservatório sobre a qual pairavam dúvidas geológicas. Além disso, este poço havia sido projetado para atravessar o reservatório N560 em um ponto onde a simulação do reservatório indicava uma sobrepressurização. A Chevron, apesar de ter declarado à ANP que iria perfurar um poço “9”, ou seja, especial, se utilizou do critério de tolerância de *kick* para um poço de desenvolvimento (*Development Project*), quando os fatos demonstraram que o mesmo deveria ter sido considerado um projeto de avaliação (*Appraisal Project*).

Caso a empresa tivesse adotado as devidas precauções, classificando corretamente o poço em questão, a incerteza da pressão dos poros a ser utilizada no critério de tolerância ao *kick* estaria entre 0,5 ppg e 1,0 ppg, o que, mais uma vez, ensejaria a obrigatoriedade de se alterar o projeto, aumentando a profundidade de assentamento da



sapata, elevando o número de fases ou adotando medidas complementares reduzir os riscos a níveis toleráveis.

Ademais, ao assentar a última sapata a apenas 600 (seiscentos) metros do leito marinho (o que não ocorreria, se a Chevron tivesse avaliado corretamente as premissas e adotado as devidas precauções), elevou-se o risco de se causar uma fratura até a superfície, no caso de confrontar uma situação de sobrepressão, vez que a literatura de controle de poço¹ alerta de forma enfática que, decorrendo um *underground blowout* em profundidade acima de 3.000 pés (914 metros), é muito provável que o fraturamento das formações atinja a superfície, principalmente em se tratando de leito marinho, de idade geológica muito recente.

Mesmo após identificar o influxo de hidrocarbonetos para o poço e a perda de circulação para formações adjacentes (em 7/11/2011), a Chevron demorou dois dias para perceber que se encontrava em uma situação de *underground blowout*. Mesmo o fato de a Petrobras ter visualizado uma mancha órfã entre as concessões de Roncador e Frade no dia 08/11 não foi suficiente para que a Chevron reconhecesse o cenário incidental fático. Com isso, os especialistas da *Wild Well Control Inc.* (WWCI), empresa especializada em controle de poço, foram contatados apenas em 10/11/2011, o que elevou para 6 (seis) dias o tempo necessário para controlar o *blowout* (13/11/2011), aumentando significativamente o volume exsudado.

O projeto utilizado pela concessionária para o poço 9-FR-50DP-RJS, associado às condições de operação, contribuiu para que a Chevron, por si só, não tivesse conseguido controlar o poço. As tentativas de bombear um fluido para fazer com que o fluxo de hidrocarboneto retornasse à formação (*bullheading*) foram ineficientes, uma vez que o poço estava com a sapata assentada a apenas 600 m do leito marinho, a seção de poço aberto era excessivamente longa (1.450 m), a coluna estava tomada de fluido do

¹ Grace, Robert D. - *Blowout and Well Control Handbook*. Cap. 8: *Underground Blowout*.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

reservatório (mais de 24 horas de fluxo do reservatório para o poço), o ponto de fratura da formação era desconhecido e, por fim, foi utilizada uma lama com densidade abaixo do gradiente de pressão do reservatório N560. Nessas condições, geradas, em maioria, por equívocos da própria concessionária, as chances de sucesso dos procedimentos tradicionais de controle de poço eram remotas.

A baixa percepção dos riscos no planejamento e na avaliação das operações demonstrou a insuficiência de uma cultura de segurança que privilegiasse a realização das atividades de forma segura e contribuiu significativamente para a sequência de eventos que culminou com o derramamento de óleo no mar.



Equipe de Investigação

Raphael Neves Moura	<i>Coordenador do Incidente</i>
Carlos Agenor Onofre Cabral	<i>Auditor Líder</i>
Nelson Ludwig	<i>Assessor Técnico</i>
Hugo Manoel Marcato Affonso	<i>Especialista em Regulação</i>
Luciano da Silva Pinto Teixeira	<i>Especialista em Regulação</i>
Marina Abelha Ferreira	<i>Especialista em Regulação</i>
Raphael Henriques Queiroz	<i>Especialista em Regulação</i>
Rodolpho Tenório Viana	<i>Especialista em Regulação</i>
Victor de Menezes Cesarino	<i>Especialista em Regulação</i>



Sumário

1. Introdução	1
1.1. O Campo de Frade.....	1
1.2. O Poço 9-FR-50DP-RJS.....	3
1.3. Descrição das instalações marítimas que operam no Campo de Frade	4
1.3.1. Sonda Sedco 706	4
1.3.2. FPSO Frade	5
1.4. Informações relevantes sobre as estruturas geológicas perfuradas pelo poço	7
2. Descrição do Incidente	10
2.1. Cronologia	10
2.2. Descrição dos Fatores Causais	14
3. Análise dos Fatores Causais	18
3.1. Fator Causal 1 – Ocorrência do <i>kick</i>	18
3.1.1. Estimativa da pressão do reservatório.....	23
3.1.2. Elevação da pressão do reservatório acima da pressão normal.....	28
3.2. Fator Causal 2 – <i>Blowout</i> - Fratura da Formação.....	31
3.2.2. Identificação do <i>underground blowout</i>	36
3.2.3. Localização da fratura	39
3.3. Fator Causal 3 – Caminho do Fluxo de Fluidos entre a fratura e o leito marinho	41
4. Projeto do poço.....	44
5. Conclusões.....	52

Índice de Figuras

Figura 1 – Localização do Campo de Frade	2
Figura 2 – Sonda Sedco 706, operada pela Transocean.....	4
Figura 3 – FPSO Frade.	6
Figura 4 – <i>Xline</i> 1516 do levantamento sísmico da região no entorno do reservatório N560.	8
Figura 5 – Visão de topo da estrutura do reservatório N-560, indicando a distância entre o ponto em que o poço 9-FR-50DP-RJS (MUP1-P-ST2) perfurou este reservatório e os poços produtores 7-FR-34HP-RJS (ODP3) e 7-FR-15HP-RJS (N5P1), além do poço injetor 8-FR-29D-RJS (N5I1).....	9
Figura 6 – Árvore de falhas da exsudação de óleo para o leito marinho.....	14
Figura 7 – Barreiras de segurança de poço e migração pelas formações geológicas.	15
Figura 8 – Evidência da carta do <i>mud-logger</i> no momento do <i>flow check</i>	16
Figura 9 – Dados do acompanhamento do <i>Mud-Logger</i> ilustrando que, após o início do <i>Downlink</i> , tem-se um aumento no volume de tanque ativo (indicativo de <i>kick</i>).	19
Figura 10 – Gráfico do critério de tolerância ao <i>kick</i> para cálculo da pressão do reservatório..	26
Figura 11 – Pressão do injetor 8-FR-29D-RJS ao longo do tempo.....	29
Figura 12 – Mapa indicando os poços que atingiram o reservatório N-560 após o início da injeção.....	30
Figura 13 – Esquema de perfuração dos poços especiais em cujo último <i>sidetrack</i> (9-FR-50DP-RJS) ocorreu o <i>kick</i> na <i>x-line</i> 1516 do levantamento sísmico da região.	31
Figura 14– Ilustração esquemática do perfil do poço.....	34
Figura 15 – LWD dos poços 9-FR-46D-RJS e 9-FR-49D-RJS.....	35
Figura 16 – Monitoramento de pressão no anular do BOP.	36
Figura 17 – Dados de diferença de temperatura ao longo do poço evidenciando a região de saída de fluidos do poço para formações adjacentes.....	40
Figura 18 – Perfil nos locais onde se possa ter conseguido isolamento hidráulico por meio da cimentação.....	42



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

Figura 19 – Mapas batimétricos do leito oceânico, mostrando o local da exsudação.	42
Figura 20 – Ampliação da x-line 1475 do levantamento sísmico da região, perpendicular à falha principal de Frade.....	47
Figura 21 – Ampliação da x-line 1399 do levantamento sísmico da região, faceando a falha principal de Frade.....	47
Figura 22 – Tabela extraída do documento “ <i>Drilling Well Control Guide</i> ”, da Chevron.	50



Termos e Definições

ANP : Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;

Ballooning: Perda de lama para a formação e, após redução na pressão do poço, o fluido retorna para a plataforma, assemelhando-se a um *kick*;

BAP: Base Adaptadora da Produção – Equipamento instalado na cabeça do poço para a conexão do BOP ou da árvore de natal;

bb1 : Barril de petróleo, equivalente a 158.9873 litros;

BHA : *Bottom Hole Assembly* – configuração e componentes do final da coluna de perfuração;

Blowout: Saída descontrolada do fluido invasor para a superfície, solo marinho ou outra formação;

BOP: *Blowout Preventer* - conjunto de válvulas que impedem que haja influxo pela cabeça de poço para a superfície;

Bullheading: Técnica convencional de controle de poço que consiste em bombear a lama, pela coluna de perfuração ou pelo anular, para forçar o fluido do kick de volta para a formação;

CBL: *Cement Bounding Log* - avaliação da cimentação realizada no poço;

Downlink: Procedimento automático em que um pressurizador negativo emite oscilações de pressão por meio da lama, para comunicação com a ferramenta direcional no BHA;

DWT: *Deadweight tonnage* - Toneladas métricas (peso bruto);

ECD: *Equivalent Circulation Density* - Densidade equivalente de circulação – Peso de lama equivalente exercido no fundo do poço. É uma função do peso de lama e da perda de carga no anular durante a circulação da lama;

EMW: *Equivalent Mud Weight* - Peso de lama equivalente (ppg);

Ferramenta de caliper: Instrumento utilizado para medir a largura do poço em função da profundidade;

FIT: *Formation Integrity Test* - Teste de pressão da formação e da sapata;

Float valve: Válvula de segurança que impede a subida de fluido por dentro da coluna de perfuração;

Flow check: Teste de fluxo, realizado para verificar se o poço está fluindo mesmo com as bombas de lama desligadas. É utilizado para a confirmação de um *kick*;



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

FP**SO**: Unidades Flutuantes de Produção, Armazenamento e Descarga de Petróleo;

gpm: Galões por minuto – vazão de perfuração;

Kick: Influxo indesejado de fluido da formação para o poço;

KOP: *kick off point* – Ganho de ângulo de um poço direcional;

gpm: Unidade de vazão – galão por minuto;

Lâmina d'água: Profundidade vertical entre o leito oceânico e a superfície do mar;

LCM: *Loss Circulation Materials* – Material utilizado para combate a perdas de fluidos durante uma perfuração;

Linha de kill: Tubulação de alta pressão que interliga o BOP, na cabeça do poço, aos equipamentos de bombeamento na sonda, usada para injetar fluido de perfuração na cabeça do poço durante o controle do *kick*;

Linha de choke: Tubulação de alta pressão ligada ao BOP stack, utilizada para fazer a circulação dos fluidos do *kick* até a superfície para o controlar o poço;

LOT : *Leak Off Test* - Teste de resistência da formação e da sapata até o início da fratura;

LWD : *Logging while drilling* – Ferramenta utilizada no BHA para fazer a perfilagem do poço durante a perfuração;

MD: Profundidade medida ao longo do poço, a partir da mesa rotativa da sonda de perfuração;

Mud Tank: tanque utilizado para armazenar fluidos circulados durante a perfuração, fabricar ou armazenar fluidos de perfuração ou completação.

MW: *Mud Weight* - Peso de lama (ppg);

MWD: *Measurement while drilling* - Ferramenta utilizada no BHA para fazer a avaliação de parâmetros geométricos do poço (profundidade, inclinação e azimute) e suas propriedades físicas durante a perfuração;

Poços exploratórios: Poços cujo principal objetivo é a extração do petróleo;

Poços pioneiros: Poços cuja função é estudar as formações por ele perfuradas;

ppg: Unidade de medida da densidade - libras por galão;

PWD Stethoscope: Ferramenta que mede as pressões durante a perfuração do poço;

ROV: Veículo submarino operado remotamente;

Sapata: Porção final e cimentada de cada revestimento;



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

Shut in: Fechamento do poço por meio do BOP;

Sidetrack: Desvio lateral em um poço já perfurado, geralmente para a construção de um poço direcional;

SICP: Pressão de fechamento do anular;

SIDPP: Pressão de fechamento da coluna de perfuração;

Space out: Procedimento utilizado para deixar a coluna de perfuração adequadamente posicionada para possível cisalhamento pelo BOP;

spm: *Strokes per minute* – Cursos por minutos – unidade de vazão das bombas de lama;

TOC: *Top of cement* – Topo de cimento encontrado após uma operação de cimentação;

Tractor: Equipamento utilizado para conduzir as ferramentas de medida de pressão e temperatura no interior do tubo de perfuração;

Trip Tank: Tanque utilizado para verificar a perda ou ganho de fluidos durante a manobra da coluna de perfuração. Também é usado para verificar se o poço está com ganho de lama durante o *flow check* e, com isto, a existência de um *kick*;

TVD: *Total vertical depth* – profundidade vertical a partir da mesa rotativa da sonda de perfuração;

Underground blowout: Saída descontrolada do fluido invasor para outra formação;

VLCC: *Very Large Crude Carrier* – Petroleiro com peso bruto entre 200 e 300 mil DWT;

Washout: Região do poço com diâmetro ampliado, resultado de lavagem em seção de poço aberto;

Xline (crossline): Corte vertical de um levantamento sísmico, mostrando o respectivo plano de corte; e

ΔP_{anular} : Perda de carga no anular.



1. Introdução

Em 7/11/2011, durante a perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS pela Sonda Sedco 706, operada pela Transocean, houve um incidente de perda do controle do poço, conhecido na indústria como *kick* (influxo indesejado de fluido da formação para o poço), seguido de um *blowout* (saída descontrolada do fluido invasor para a superfície, solo marinho ou outra formação). Posteriormente, ocorreu a migração de hidrocarbonetos através da formação, ocasionando a exsudação de petróleo no leito marinho, numa distância de cerca de 120 km da costa do Estado do Rio de Janeiro, na Bacia de Campos. A sonda de perfuração estava a serviço da Chevron Brasil Upstream Frade Ltda., operadora da Concessão de Frade.

A ANP calcula que o volume de óleo derramado no mar tenha atingido cerca 3.700 barris, embora ainda se observe a exsudação de volumes reduzidos de petróleo para o mar, no momento de encerramento do presente relatório.

1.1. O Campo de Frade

O Contrato de Concessão nº 48000.0038969720, referente ao Campo de Frade, tem atualmente como concessionários a Chevron Brasil Upstream Frade Ltda., operador da concessão, com 51,7% das cotas de participação no consórcio, a Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras) com 30% e Frade Japão Petróleo Ltda. com os 18,3% restantes.

O Campo de Frade foi descoberto em dezembro de 1986, pela Petrobras, com a perfuração do poço 1-RJS-366. Um subsequente poço de avaliação, 3-RJS-416, foi perfurado em 1989. Em outubro de 1996, o poço pioneiro 1-RJS-511 descobriu uma acumulação de petróleo adicional à sudoeste da estrutura principal. A partir da instituição do regime de concessões no Brasil, houve cessões dos direitos emergentes

dos contratos de exploração e produção, até que a configuração atual do consórcio fosse atingida. O início da produção se deu em 20/6/2009, com término previsto para 2025.

O Campo de Frade se situa na Bacia de Campos, Estado do Rio de Janeiro, confrontando-se a leste com o Campo de Roncador, sob concessão da Petrobras. A distância até o litoral do Município de Campos dos Goytacazes é de aproximadamente 113 km. A lâmina d'água é em torno de 1.100 metros e a área atual do campo é de 154,1 km².

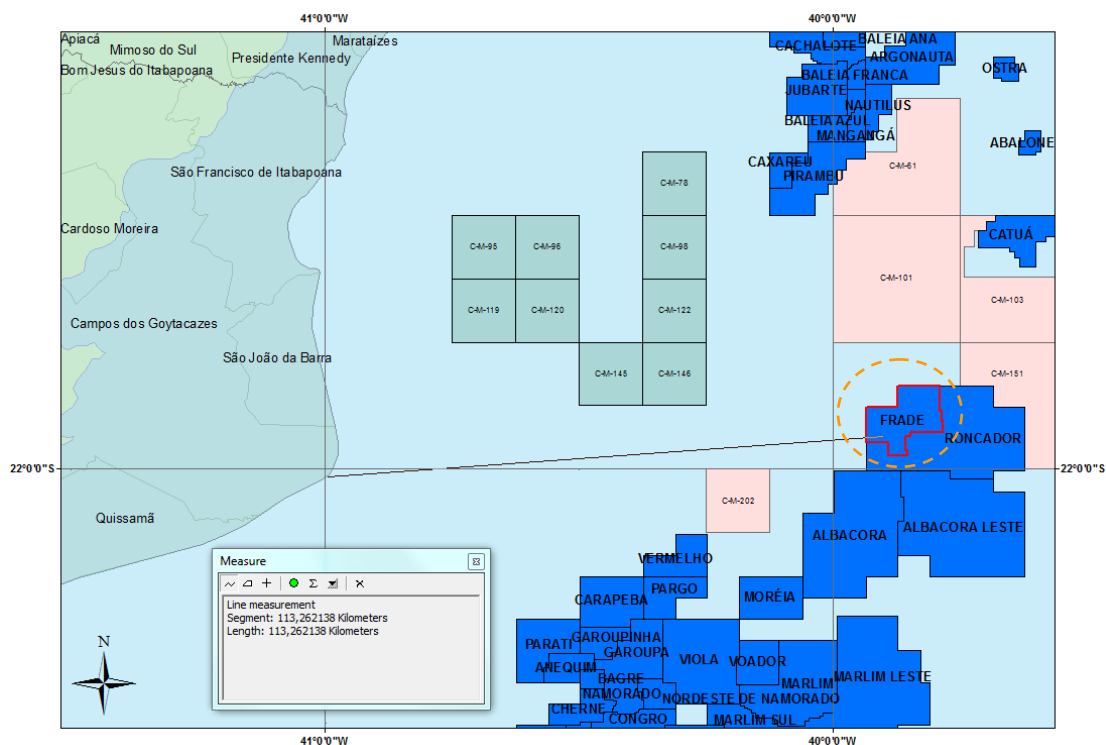


Figura 1 – Localização do Campo de Frade

Atualmente, há 62 poços perfurados no campo, entre pioneiros, de extensão e pioneiros adjacentes (exploratórios), de produção e de injeção (explotatórios) e especiais. Na data do acidente (07/11/2011) havia 11 poços produtores (10 em operação), além de 4 poços injetores de água, sendo que um deles, justamente o poço injetor do reservatório N560, foi fechado por problemas operacionais, há apenas 3 dias antes do início da perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS. A produção média diária nessa data estava assim distribuída:



11.170 m³/dia ou 70.258 bbl/dia de petróleo; 860 Mm³/dia de gás; e 2.035 m³/dia ou 12.800 bbl/dia de água. O petróleo produzido tem, em média, 20°API.

1.2. O Poço 9-FR-50DP-RJS

O poço 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, 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) (2.550,0 m TVD), que não foi atingida devido ao acidente.

Dentre todos os poços já perfurados na área, o 9-FR-50DP-RJS atravessaria o reservatório N560 no ponto mais próximo do poço injetor deste reservatório, em região presumivelmente sobrepressurizada em virtude da injeção de água efetuada pela própria Chevron.

1.3. Descrição das instalações marítimas que operam no Campo de Frade

1.3.1. Sonda Sedco 706

A sonda que perfurava o poço 9-FR-50DP-RJS era a SEDCO 706 (figura 2), operada pela empresa Transocean do Brasil Ltda. A sonda é uma unidade de segunda geração, do tipo semi-submersível, com posicionamento dinâmico.

O poço 9-FR-50DP-RJS era o 43º perfurado por esta sonda em águas jurisdicionais brasileiras. A unidade foi construída em 1976, convertida em 1994 e modernizada em 2007. Pode operar em lâmina d'água de até 1.980 metros, e tem capacidade de perfuração máxima de 6.600 metros.



Figura 2 – Sonda Sedco 706, operada pela Transocean.



O *Blowout Preventer* (BOP), equipamento de segurança instalado na cabeça do poço, é do fabricante Cameron, tipo “U”, com dimensão interna de 18 ¾” e capacidade de suporte de pressão máxima de 10.000 psi. Conta com 4 gavetas: a superior é cega cisalhante de 5”, seguida de uma gaveta variável de 3 ½” a 5 ½”, abaixo desta uma gaveta de tubo de 9 5/8” seguida de outra gaveta variável de 3 ½” a 5 ½”.

1.3.2. FPSO Frade

O FPSO Frade foi desenvolvido para o processamento completo de óleo, gás e água do Campo de Frade. Sua construção foi realizada a partir do navio tanque 273,567 DWT VLCC “Lu San”, que foi convertido a partir da refabricação das estruturas existentes e pela construção de módulos acima da linha de flutuação, além da adição de sistema interno de ancoragem por torre e outros equipamentos marinhos. Este FPSO foi classificado pela *American Bureau of Shipping* como categoria A1 – Sistema flutuante de produção, armazenamento e transferência, RFL (20) – 2028, Bacia de Campos, Brasil, *MAS, UWILD.

O arranjo a seguir mostra a disposição geral do FPSO. A embarcação consiste principalmente de tanque de estocagem de óleo bruto, ponto de conexão de transferência, acomodações, heliponto, serviços e utilidades.

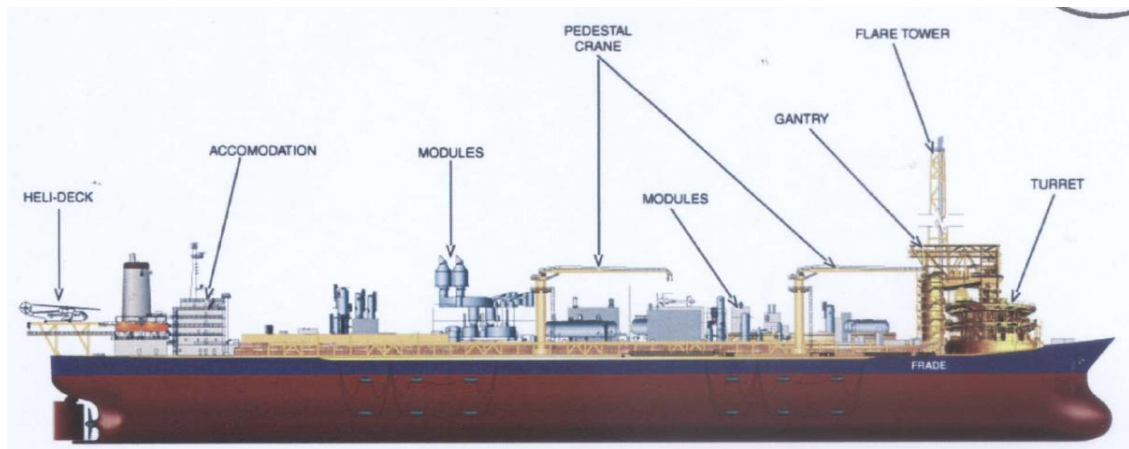


Figura 3 – FPSO Frade.

As principais características do FPSO Frade são: comprimento total de 337 metros; boca moldada de 54,5 metros; pontal moldado de 27 metros; calado de 21,04 metros; peso morto de 273.567 t; peso leve de 39.405 t; casco do tipo lado único-fundo único; capacidade de estoque de material bruto fora de especificação de 100.000 barris; capacidade de armazenamento de água produzida de 100.000 barris.

O FPSO foi projetado para dezoito anos de utilização e classificado para serviço ininterrupto durante todo o período. Avaliações de campo são realizadas com a finalidade de manter esta classificação.

1.4. Informações relevantes sobre as estruturas geológicas perfuradas pelo poço

Uma falha normal pós-deposicional divide o Campo de Frade em dois blocos falhados isolados principais (setor superior e setor inferior). O modelo de falhamento, gerado pela movimentação da seção salina subjacente, torna natural a existência de falhas secundárias. O campo possui quatro reservatórios verticalmente empilhados das épocas Oligoceno e Mioceno, denominados N570, N560, N545/N547 e N540, contendo arenitos arcósicos, inconsolidados, mal selecionados, com porosidade moderada e alta permeabilidade.

O reservatório N560 é um corpo estreito de cerca de 2 km de comprimento e 40 metros de espessura. No momento do incidente, o reservatório estava produzindo através dos poços 7-FR-15HP-RJS (Nomenclatura Chevron N5P1) e 7-FR-34HP-RJS (Nomenclatura Chevron ODP3). A pressão do reservatório era mantida por meio de injeção no poço 8-FR-29D-RJS (Nomenclatura Chevron 8-FR-29D-RJS-N560), com gradiente de pressão de injeção em torno de 13,4 ppg. A injeção de água foi suspensa no dia 3/11/2011, por problemas operacionais no sistema de injeção deste poço, no FPSO Frade.

Acima do reservatório N560 existem, como rochas selantes, folhelhos oligo-miocênicos com 60 a 120 metros de espessura, separando os reservatórios N560 e o já depletado N570. As rochas situadas acima do reservatório N570 apresentam falhas e estruturas com gradientes de fratura que podem chegar a valores mínimos de 10,3 ppg. Os reservatórios do campo de Frade apresentavam, originalmente, gradiente de pressão de poros normal (8,6 ppg).

A figura 4 apresenta a interpretação, baseada em dados sísmicos processados, do comportamento geológico das formações próximas ao reservatório N560. Já a figura 5 apresenta a interpretação do topo da estrutura do reservatório N560, em seção sísmica recolhida em ação de fiscalização na Chevron, indicando o ponto em que o poço 9-FR-

50DP-RJS (MUP1-P-ST2) perfurou este reservatório e a distância deste para os poços produtores 7-FR-34HP-RJS (ODP3) e 7-FR-15HP-RJS (N5P1) e para o poço injetor 8-FR-29D-RJS (N5I1).

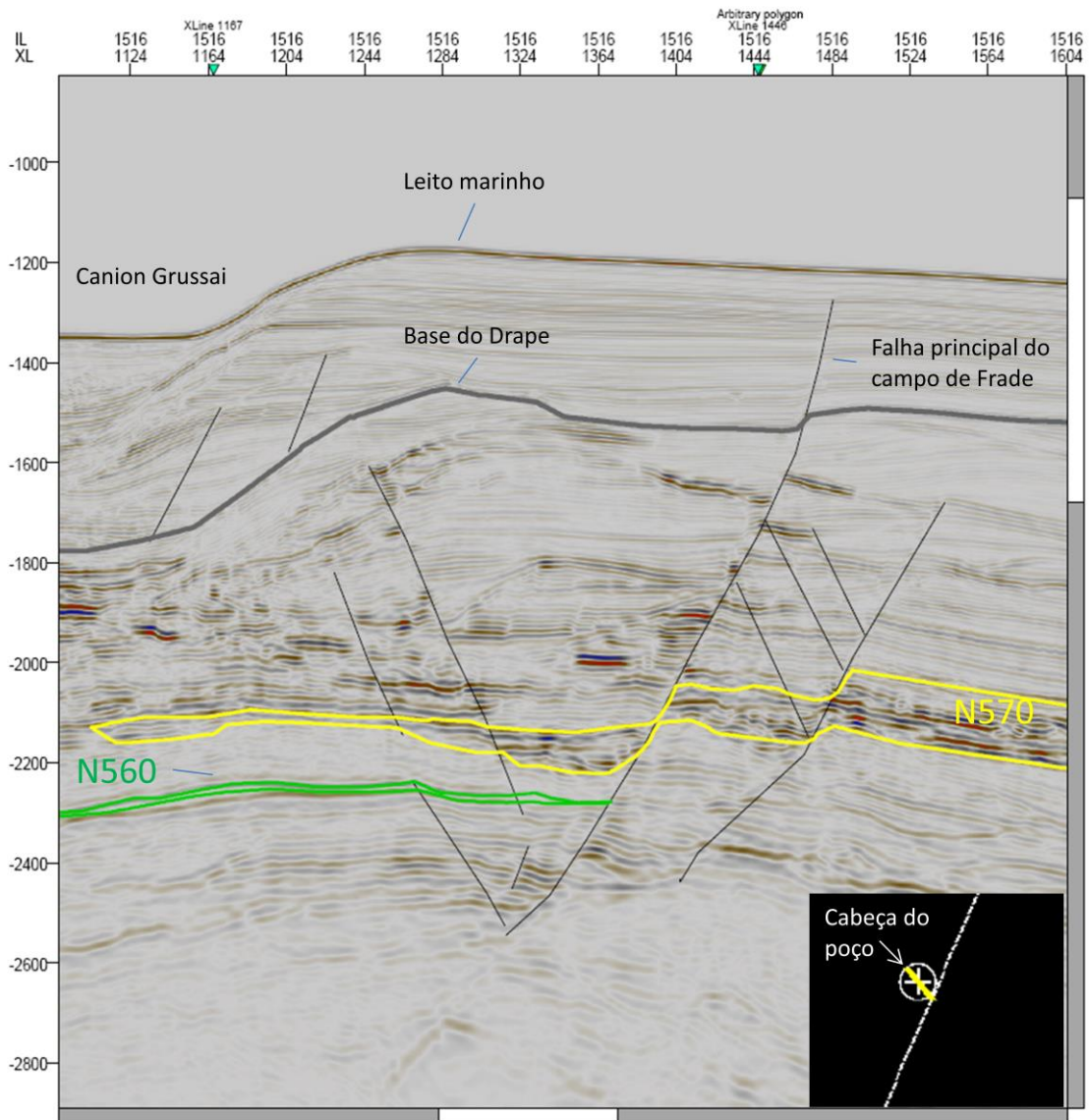


Figura 4 – Xline 1516 do levantamento sísmico da região no entorno do reservatório N560.

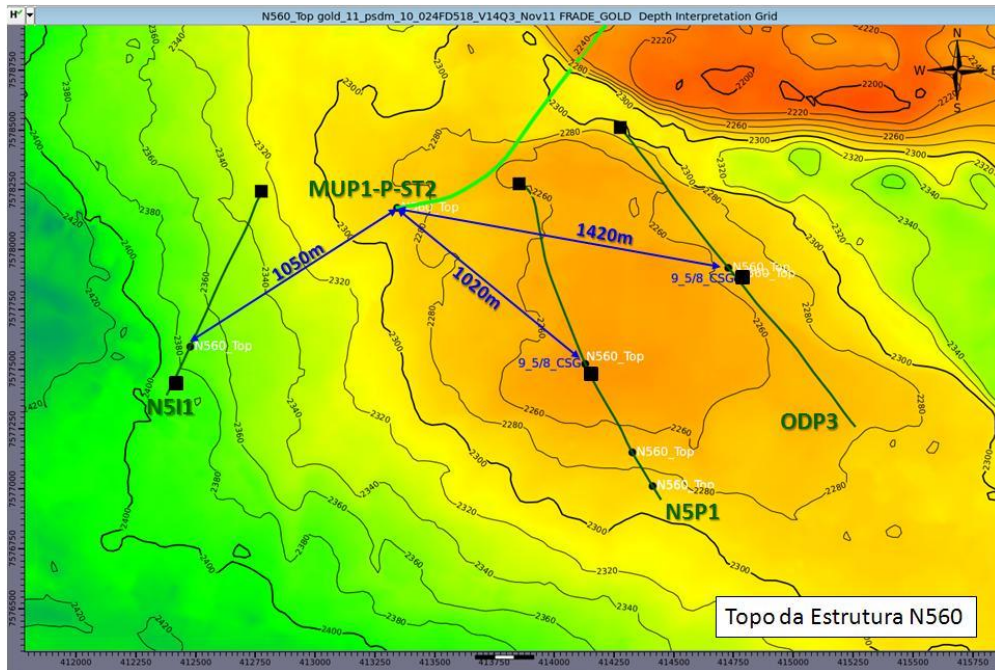


Figura 5 – Visão de topo da estrutura do reservatório N-560, indicando a distância entre o ponto em que o poço 9-FR-50DP-RJS (MUP1-P-ST2) perfurou este reservatório e os poços produtores 7-FR-34HP-RJS (ODP3) e 7-FR-15HP-RJS (N5P1), além do poço injetor 8-FR-29D-RJS (N511).

2. Descrição do Incidente

2.1. Cronologia

São descritos a seguir os fatos apontados pela investigação como significativos para o entendimento dos fatores que determinaram a ocorrência do incidente de 7 de novembro de 2011. Os acontecimentos foram divididos nas duas seqüências de eventos, conforme abaixo:

- Período anterior ao incidente; e
- Período posterior ao início do incidente.

As informações que compuseram a cronologia foram coletadas a partir de registros e informações apreendidos a bordo da Sedco 706, do FPSO Frade e no escritório da Chevron, no Rio de Janeiro, durante as ações de fiscalização da ANP.

Tabela I – Cronologia do incidente.

Período anterior ao incidente		
Data	Horário	Ocorrência
03/08/2011	-	Iniciada a perfuração do poço 9-FR-46D-RJS.
07/08/2011	-	Concluída a descida do revestimento de 13 3/8" e cimentação com retorno até o leito marinho. A sonda deixou a locação, retornando em 16/09/2011.
09/10/2011	01h30	Iniciada a descida do BOP.
12/10/2011	07h00	Verificada a posição do topo do cimento (TOC) a 1.818 m (MD).
13/10/2011	04h30	Perfurada a cimentação da sapata e mais 6 metros de formação, entre 1.830 e 1.850 metros (MD), com broca de 8 1/2".
13/10/2011	07h00	Realizado o <i>Leak Off Test</i> (LOT) e encontrado o valor de 10,6 ppg.
13/10/2011	20h30	Após penetrar região dura a 2.111 metros (MD) e após realizar a conexão de uma nova seção a 2.123 m (MD), não foi possível restabelecer a circulação. Foram perdidos 61 bbl para a formação durante a tentativa de recircular e adicionados 40 bbl de LCM (<i>Loss Circulation Materials</i>). Nos dias seguintes, perdeu-se cerca de 100 bbl/dia para a formação, até o término da perfuração deste primeiro poço.

Período anterior ao incidente		
Data	Horário	Ocorrência
22/10/2011		Iniciado o procedimento de abandono do poço 9-FR-46D-RJS, com a colocação dos tampões de cimento de nºs 1, 2 e 3.
22/10/2011	23h00	Observada uma perda de 28 bbl seguida de ganho de 8 bbl. <i>Flow check</i> identificou ganho de 7 bbl em 5 min. O poço foi fechado às 23h20 e foi identificado o <i>ballooning</i> .
23/10/2011	-	Instalados os tampões de cimento de nº 4 e 5, projetado para topo do cimento (TOC) em 2.040 m (MD) e tampão do <i>Kick Off Point</i> (KOP) entre 2.040 e 1.784 m (MD).
24/10/2011	11h00	Foi identificado que o topo do cimento (TOC) para o <i>Kick Off Point</i> ficou em 1.958 m (MD). (TOC previsto para 1.784m (MD)).
24/10/2011	13h00	Iniciada a perfuração do poço 9-FR-49D-RJS, primeiro <i>sidetrack</i> do poço 9-FR-46D-RJS de 1.850 a 1.859 m (MD), sem a realização da cimentação até o TOC previsto de 1.784 m (MD).
25/10/2011	-	Reentrada até 1.859m (MD), quando foi encontrada obstrução no poço. Retirada a coluna de perfuração até 1.845 m (MD) e baixada a coluna lentamente, conseguindo chegar em 1.880 m (MD). No entanto, verificou-se que estavam no <i>sidetrack</i> errado, retornando a 1.850 m e buscando o <i>sidetrack</i> desejado. Perfurou-se até 2.519 m (MD). Após a conexão da próxima seção, não foi obtida circulação da lama de perfuração, sendo a coluna trabalhada acima da região problemática e normalizada a circulação da lama. Perdeu-se 56 bbl de lama nas últimas 24 horas.
26/10/2011	-	Continuada a perfuração do poço 9-FR-49D-RJS, perdidos cerca de 240 bbbs de lama por dia. O combate às perdas foi realizado por meio de 40 ou 50 bbl de LCM (<i>Loss Circulation Materials</i>), quando as mesmas eram identificadas. Durante o abandono deste poço, também foram observadas perdas de lama para a formação em torno de 50 bbl.
06/11/2011	10h30	Início da perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, o segundo <i>sidetrack</i> do poço 9-FR-46D-RJS. Perda de 40 bbl em 24 horas.

Período após início do incidente		
Data	Horário	Ocorrência
07/11/2011	13h30	Primeira observação de <i>kick</i> : observação de ganho de 4 bbl durante perfuração da seção sinusoidal de 8 1/2" do poço. (3.329 m (MD), após 272 m perfurados neste poço). Após desligamento das bombas e realização de teste de fluxo, verificou-se um ganho de 14 bbl em 4 min. O poço foi fechado no preventor anular do BOP. Densidade da lama era de 9,5 ppg.
07/11/2011	14h30	Tentativa de circular o <i>kick</i> por meio do método do sondador. Bombeados 115 bbl e recebidos de volta apenas 3 bbl (perda de 112 bbl - Indícios de fratura da formação).
08/11/2011	10h00	Petrobras (ativo de Roncador) observou mancha de óleo de origem desconhecida.
08/11/2011	15h30	Após 3 tentativas de matar o poço sem sucesso, pelo método do sondador, aumentou-se o peso da lama para 10,1 ppg.
08/11/2011	17h30	Foi tomada a decisão de iniciar procedimento de <i>bullheading</i> no poço.
08/11/2011	19h00	Iniciado o <i>bullheading</i> a 30 spm (<i>strokes per minute</i>). Total de 2 <i>bullheading</i> com duração de 2,5 horas cada e perda de 850 bbl para a formação nas últimas 24 horas.
09/11/2011	03h30	Realizado o terceiro procedimento de <i>bullheading</i> , completando a operação planejada. Pressões monitoradas.
09/11/2011	10h00	Durante circulação da linha de <i>kill</i> para a linha de <i>choke</i> , foram encontrados traços de óleo no <i>mud tank</i> , indicando que o poço ainda não estava amortecido.
09/11/2011	14h00	Chevron identificou, por meio de ROV, fluxo de óleo no fundo do oceano, próximo ao poço 9-FR-50DP-RJS.
09/11/2011	18h30	O poço foi aberto e monitorado no <i>trip trunk</i> . Observada a perda de 120 bbl em 1 hora.
10/11/2011	-	Monitorando o poço, completando o poço com fluido de perfuração (perda para a formação). Perda de 97 bbl nas últimas 24 h.
10/11/2011	madrugada	Wild Well Control, empresa especializada em controle de poço, é contactada pela Chevron.

Período após início do incidente		
Data	Horário	Ocorrência
11/11/2011	0h00 até 24h00	Monitorando o poço, completando o poço com fluido de perfuração (perda para a formação). Perda de 84 bbl nas últimas 24 h.
12/11/2011	-	Monitorando o poço, completando o poço com fluido de perfuração (perda para a formação). Perda de 79 bbl nas últimas 24 h.
12/11/2011	manhã	Equipe da Wild Well Control chega ao escritório da Chevron.
13/11/2011	01h30	Final da corrida do primeiro perfil de temperatura e pressão, efetuada para verificar o ponto de fratura do poço.
13/11/2011	18h30	Início do procedimento de <i>dynamic kill</i> . Equipe da WWCI na sonda às 17:00.
14/11/2011	-	Realizada uma nova perfilagem de pressão e temperatura após o <i>dynamic kill</i> , indicando que o influxo do reservatório N560 para o poço foi controlado.
16/11/2011	01h00	Continuou-se completando o anular com lama de 10,1 ppg e a coluna com lama de 13,9 ppg. Schlumberger identificou nível do fluido no <i>drill pipe</i> em 382 m (na avaliação anterior foi identificado em 428 m).
17/11/2011	-	Chevron bombeia o cimento do primeiro tampão e aguarda a pega.
19/11/2011	15h00	Descida do <i>tractor</i> Welltec com ferramenta de caliper e temperatura da Schlumberger até 3.155 m (MD). O perfil de temperatura apresenta, mais uma vez, indícios de amortecimento do poço.

A avaliação da qualidade e dos procedimentos técnicos de abandono definitivo do poço 9-FR-50DP-RJS, o qual foi concluído apenas em 12/02/2012, é objeto de Processo Administrativo independente, não fazendo parte do escopo da investigação do acidente.

2.2. Descrição dos Fatores Causais

A árvore de falhas, ilustrada na figura 6 abaixo, foi elaborada pela equipe de investigação com base no caminho percolado pelo fluido nas estruturas existentes entre o reservatório N560 e o leito marinho. Desta forma, observa-se os seguintes caminhos e interfaces para o fluxo do óleo: ponto de penetração da broca no N560; porção não revestida do poço 9-FR-50DP-RJS; local da fratura na parede do poço; estruturas adjacentes à fratura e/ou lateral da cimentação de 13 3/8"; formações geológicas superficiais e leito marinho.

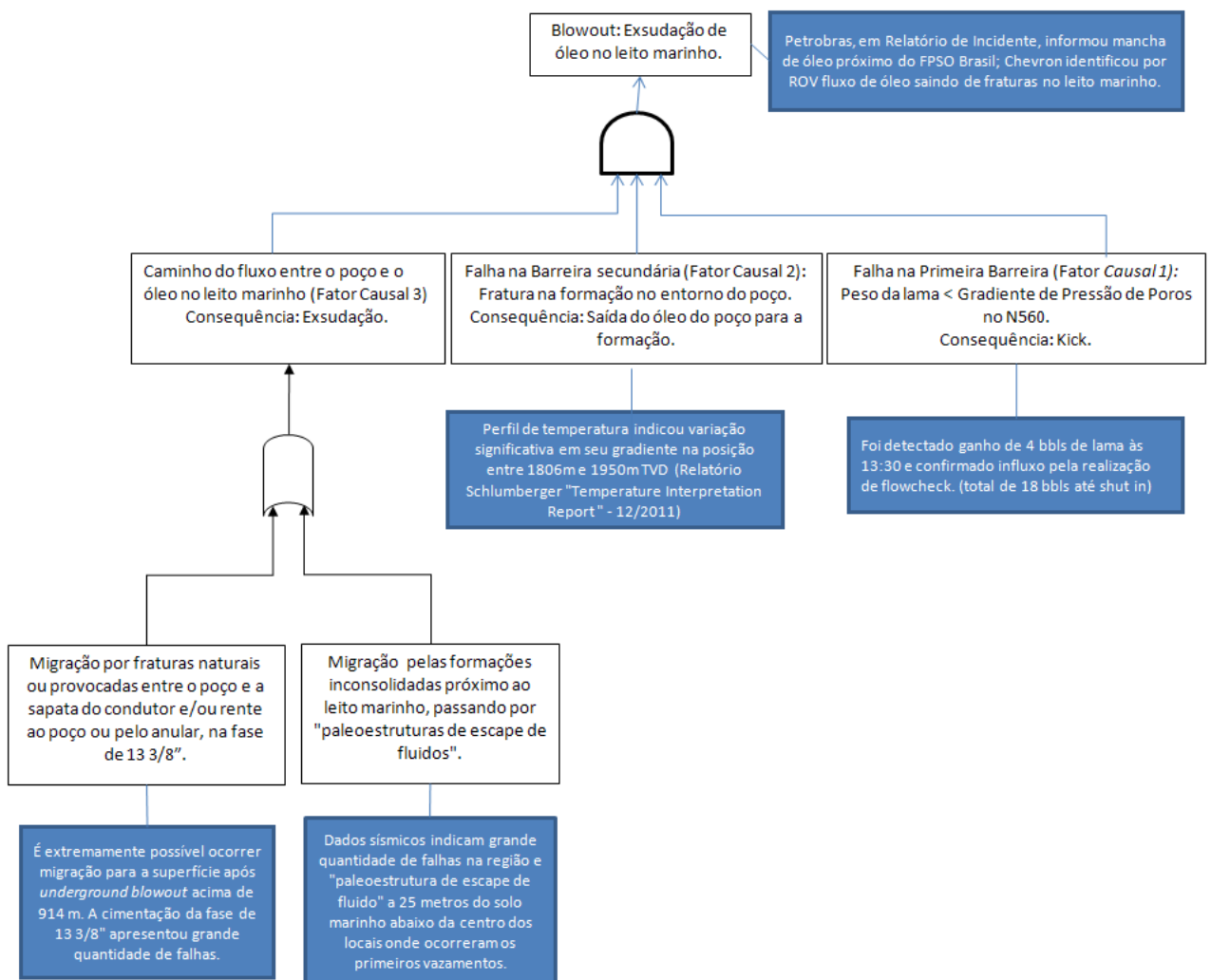


Figura 6 – Árvore de falhas da exsudação de óleo para o leito marinho.

A investigação teve seus limites físicos definidos pela região contida entre o reservatório N560, inclusive, e o leito marinho, nos locais onde ocorreu a exsudação. A linha da investigação foi baseada nas falhas das barreiras primária e secundária e no agravamento do incidente, relacionados à migração do fluido das formações adjacentes à fratura até o leito marinho, conforme pode ser visualizado na figura 7 abaixo.

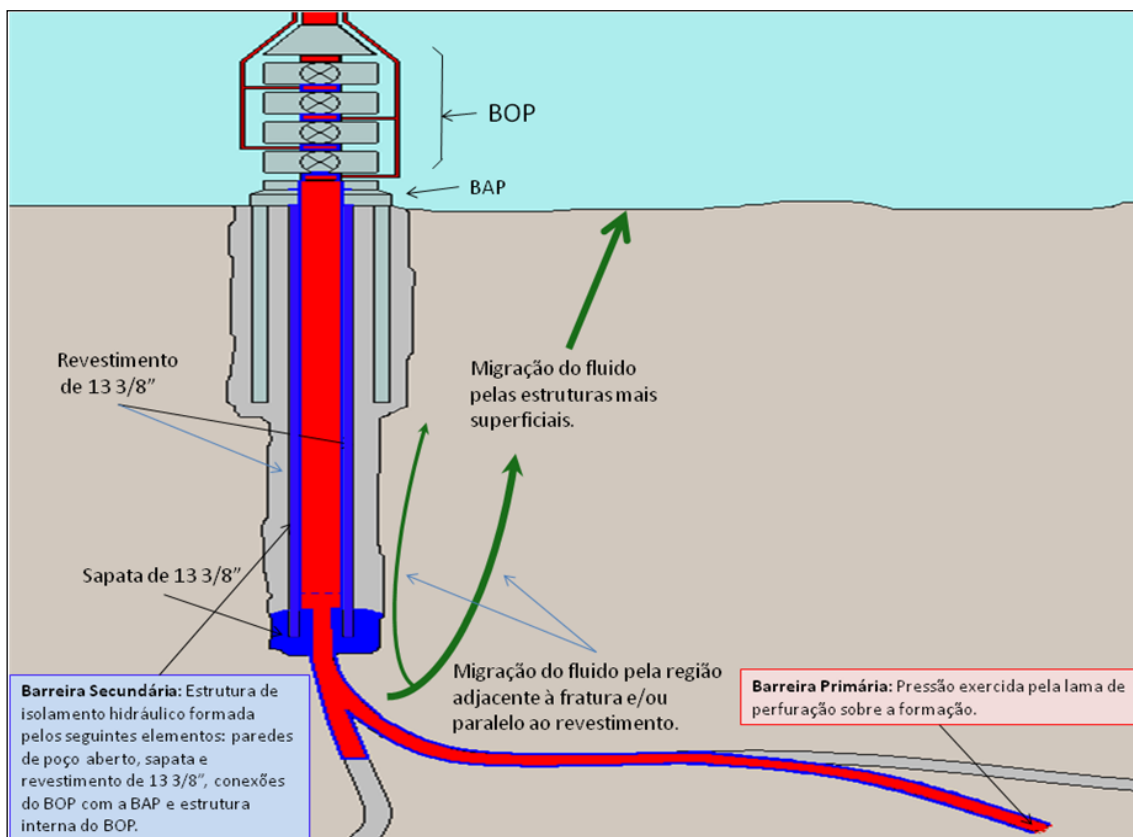


Figura 7 – Barreiras de segurança de poço e migração pelas formações geológicas.

Durante a perfuração do poço *9-FR-50DP-RJS*, quando a broca atingiu o reservatório N560, foi encontrado gradiente de pressão de poros superior ao peso de lama equivalente. Neste momento, a barreira primária, formada pela hidrostática do peso da lama de perfuração falhou, permitindo que os fluidos da formação penetrassem no poço (*kick*), sendo este o primeiro fator causal do acidente.

A afirmação acima foi confirmada por volta de 13h30 do dia 7 de novembro de 2011, quando foi identificado ganho de 4 barris no tanque de lama ativo. As bombas foram

desligadas e realizou-se o *flow check*. Observou-se então ganho de mais 14 barris no *trip tank* em 4 minutos, conforme ilustrado na figura 8 abaixo, fato que confirmou o *kick* e que deu causa ao fechamento do BOP.

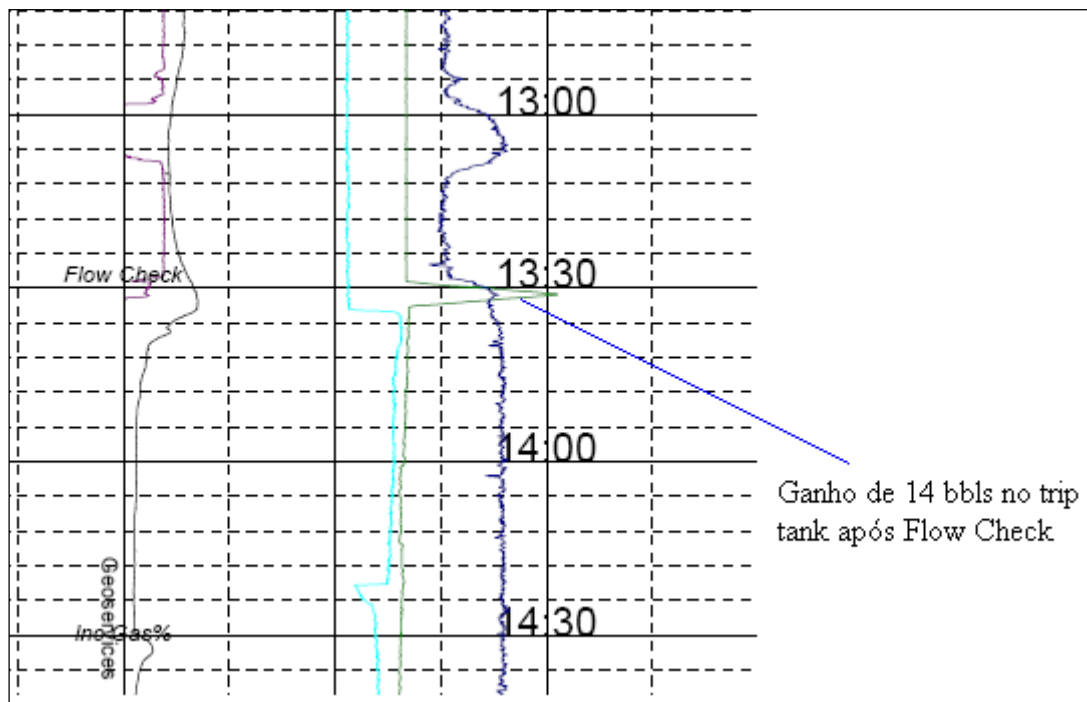


Figura 8 – Evidência da carta do *mud-logger* no momento do *flow check*.

O segundo fator causal foi a falha na barreira secundária, no caso constituída pelas paredes de poço aberto, sapata de 13 3/8” e revestimento de 13 3/8”, que permitiu que o fluido do reservatório N560 migrasse do poço 9-FR-50DP-RJS para formações adjacentes ao mesmo.

A afirmação acima foi confirmada pela medição do perfil de temperatura realizada ao longo do poço, através da corrida de uma ferramenta por dentro da coluna de perfuração, em 13/11/2011, conforme detalhadamente descrito no item 3.2.2. Pôde-se constatar que o trecho entre 1.830 e 1.960 m (TVD), na região de poço aberto logo



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

abaixo da sapata de 13 3/8", era o de maior gradiente de temperatura. Esta evidência demonstra a ocorrência de um *underground blowout* neste trecho.

O terceiro fator causal é o caminho percorrido pelos fluidos do local da fratura até o leito marinho. São apontadas duas hipóteses, que não são mutuamente excludentes: *a)* fluxo através de falhas na cimentação do revestimento de 13 3/8" até uma região próxima ao condutor e desta por estruturas não consolidadas; e/ou *b)* fluxo por fraturas causadas pela operação da Chevron, que conectaram o poço a falhas nas estruturas geológicas adjacentes, que foram ativadas pela pressurização do poço.



3. Análise dos Fatores Causais

3.1. Fator Causal 1 – Ocorrência do *kick*

A perfuração do 9-FR-50DP-RJS foi iniciada no dia 06/11/2011, com lama de densidade 9,2 ppg, sendo adensada até 9,5 ppg, para a perfuração do reservatório N-560. O *sidetrack* (desvio do poço 9-FR-49DP-RJS) foi efetuado de 2.664 a 2.687 m (MD), tendo-se iniciado a perfuração do trecho senoidal em seguida, utilizando uma broca de 8 ½". A última sapata era a do revestimento de 13 3/8", localizada a 1.834 m (MD) ou 1.806 m (TVD). O teste de absorção (LOT), utilizado para determinar a resistência ou a pressão de fratura de uma formação, foi efetuado a 1.850 m (MD), em 13/10/2011, quando da perfuração do poço 9-FR-46DP-RJS, apresentando gradiente de fratura de 10,57 ppg.

No dia 07/11/2011, continuando a perfuração no trecho senoidal, foram perfurados o topo e a base do reservatório N570 (2.968 m (MD) e 3.027 m (MD), respectivamente). A previsão da Chevron era que o mesmo estivesse depletado entre -600 e -300 psi.

Quando o reservatório N560 (topo previsto a 3.319 m MD) estava sendo perfurado, foi detectado na sonda um *kick* de 4 bbl. Esse trecho do reservatório tinha previsão de pressão de formação, conforme a modelagem da Chevron, de -100 psi (depletado) a +300 psi (peso de lama equivalente de 9,4 ppg). A seguir, foi efetuado o *flow check* (teste de fluxo), sendo detectado um ganho de aproximadamente 14 barris em 4 minutos, confirmando-se assim o *kick*, sendo o poço fechado no anular superior do BOP. Foram monitoradas as pressões de fechamento no anular (SICP) e na coluna de perfuração (SIDPP), necessárias para os cálculos de circulação do *kick*, além da pressão de fechamento do sensor de pressão instalado no BOP.

A análise das documentações coletadas durante as ações de fiscalização indica que, aproximadamente às 13h21 do dia 7/11/2011, iniciou-se o *downlink* da ferramenta direcional, ocasionando uma variação da vazão de lama de circulação e,

consequentemente, do ECD (*Equivalent Circulation Density*) durante a perfuração. Os registros de bordo indicam que, durante a execução deste *downlink*, houve um aumento no nível do tanque de lama ativo, indicio da ocorrência de um *kick*, conforme ilustrado na Figura 9 abaixo:

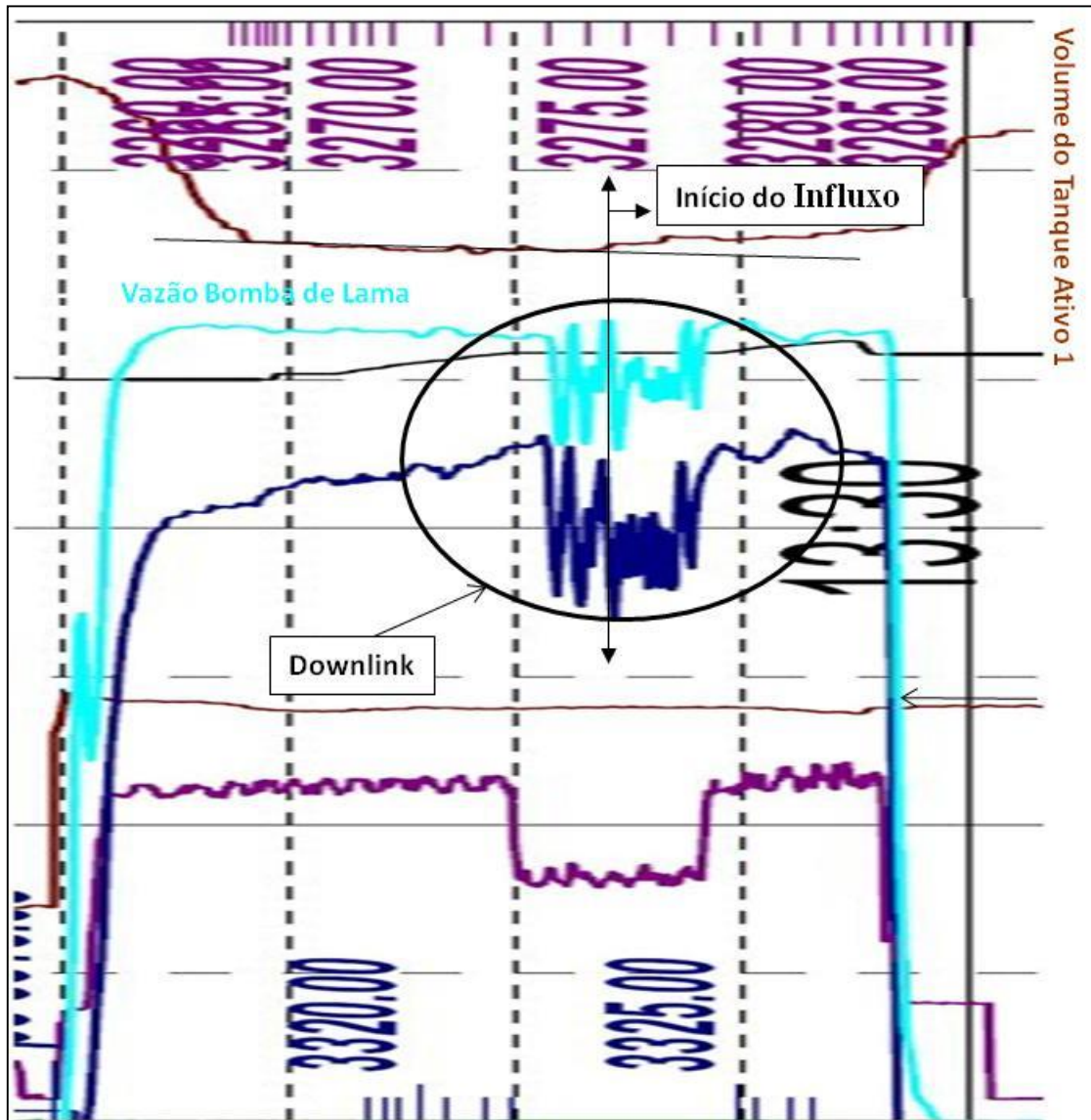


Figura 9 – Dados do acompanhamento do *Mud-Logger* ilustrando que, após o início do *Downlink*, tem-se um aumento no volume de tanque ativo (indicativo de *kick*).

Detectado um incremento de 4 bbl no tanque de lama ativo pelo sondador, iniciou-se o procedimento de fechamento de poço, sendo executado o posicionamento da coluna de perfuração no BOP (*space-out*). Em seguida, as bombas de lama foram desligadas e o fluxo foi direcionado para o *trip tank*, para a realização do teste de fluxo (*flow-check*), sendo observado um ganho de 14 bbl, totalizando 18 bbl de ganho de influxo, sendo o poço fechado pelo anular superior, usando o procedimento de *hard shut-in*.

A coluna de perfuração estava equipada com uma “*float-valve*” (válvula de retenção de fluxo), e as pressões de fechamento foram monitoradas. A tabela II abaixo apresenta o acompanhamento das pressões de fechamento.

Tabela II – Pressões de fechamento do anular (SICP) e da coluna de perfuração (SIDPP).

Hora	SIDPP (psi)	SICP (psi)
13:35	177	150
13:40	190	150
13:45	190	140
13:50	180	130
13:55	165	130
14:00	144	130
14:05	147	130
14:10	112	130
14:15	81	120
14:20	103	120
14:25	87	90
14:30	Bleed para 0 psi	90
14:35	0	90

Os registros destas pressões de fechamento mostram um comportamento atípico, em que a SICP é menor que a SIDPP. Este assunto será abordado no item 3.2.1.

Às 14h40, foi iniciada a primeira tentativa de circulação pelo método do sondador, que não obteve sucesso, pois praticamente não se observava retorno. Foram bombeados 110 barris de lama a uma vazão de 30 spm (3 bbl/min), com uma pressão inicial de circulação de 360 psi, retornando 5 bbl. A pressão do anular, quando da abertura em 1/8 da válvula da linha de *choke*, caiu de 90 psi para 20 psi, permanecendo constante para



qualquer alteração na abertura ou fechamento desta válvula. Foi tentada uma redução da vazão da bomba, também sem sucesso, na expectativa de obtenção de retorno na superfície.

No dia 8/11/2011, foram realizadas mais 3 (três) tentativas de circulação pelo método do sondador, todas sem sucesso. Às 3h30, a equipe de perfuração começou a aumentar o peso de lama para 10,1 ppg e a preparar as “pílulas” de alta viscosidade (Hi Vis) e LCM (*Loss Circulation Material*), para combate da perda de circulação. Às 17h30, houve a decisão de realizar o *bullheading* com peso de lama de 10,1 ppg. O procedimento para matar o poço por *bullheading* foi iniciado às 19h00 desse dia 8/11/2011 e finalizado às 3h30 do dia 09/11/2011.

Segundo o boletim diário de perfuração do dia 9/11/2011, às 10h00 foi feita uma circulação de 128 bbl de fluido de perfuração pela linha de *choke*, com densidade de 10,1 ppg, com retorno pela linha de *kill*, sendo identificados traços de óleo, o que seria um forte indício de que a operação de *bullheading* não obteve sucesso.

Anteriormente, no dia 08/11/2011, às 10h00, uma mancha órfã já havia sido identificada pela Petrobras, entre os Campos de Frade e de Roncador. **Entretanto, apesar dos sinais que se apresentavam, a exsudação no leito marinho somente foi confirmada pela Chevron às 14:00h do dia 09/11/2011, através da observação da filmagem submarina do ROV**, configurando o acidente como um *underground blowout*.

No dia 10/11/2011, a empresa Wild Well Control Inc.(WWCI), que detêm um contrato de prestação de serviço com a Chevron, o *Well Control Emergency Response Plan*, foi contatada para controlar o *underground blowout*. Esse documento estabelece que o *underground blowout* deva ser tratado como nível 3 de resposta e que **requer consulta e mobilização imediata da WWCI pela Chevron, evidentemente atrasada pela incapacidade de reconhecimento do cenário**. Em seguida, foi iniciado o planejamento para matar o poço usando a técnica de *dynamic kill*, e técnicos da WWCI foram



mobilizados para vir ao Brasil supervisionar as operações de controle do *underground blowout*.

No dia 12/11/2011, foi realizada uma corrida com ferramentas por dentro da coluna de perfuração para verificar os perfis de temperatura e pressão, sendo identificado a aproximadamente 1.860 m (TVD) o ponto de fratura da formação. Técnicos da WWCI chegaram ao Brasil nesta data. A operação de perfilagem da temperatura do poço foi concluída na madrugada do dia 13/11/2011.

O procedimento de *dynamic kill* foi iniciado no dia 13/11/2011, sendo bombeada lama com peso de 13,9 ppg pela coluna de perfuração, enquanto se mantinha o nível de lama de 10,1 ppg no anular, obtendo-se assim um peso de lama equivalente de 10,7 ppg no fundo do poço, sendo este peso de lama estabelecido pela Chevron. Anteriormente, a operação de *bullheading* havia sido executada com um peso de lama de 10,1 ppg.

As corridas com ferramentas para avaliar o perfil de temperatura, realizadas a partir do dia 13/11/2011 indicaram o sucesso do procedimento de *dynamic kill* para matar o poço.

Dessa forma, é possível resumir os fatos decorrentes do primeiro fator causal:

- 1) Houve um influxo para o poço (*kick*) – Ganhos no tanque ativo de lama e no *flow-check*;
- 2) O influxo inicial ocorreu quando da realização do *downlink*, que causou uma redução temporária na ECD (Densidade Equivalente de Circulação) suficiente para que esta ficasse menor que a pressão do reservatório, causando um influxo para o poço (*kick*);
- 3) A parada das bombas de lama expôs a pressão do reservatório apenas à pressão hidrostática da lama, e o resultado do *flow-check* evidenciou que esta era menor que a pressão do reservatório;



4) A intensidade do influxo (diferença entre a pressão do reservatório e a pressão hidrostática da lama) causou a fratura de uma formação adjacente ao poço quase imediatamente ao fechamento do BOP, estabelecendo uma rota de saída dos fluidos do reservatório N560, causando a perda de circulação de fluido de perfuração para a plataforma e tornando ineficaz todo e qualquer procedimento de tentativa de circulação do influxo para matar o poço pelo método do sondador;

5) Assim, configurou-se uma situação de *underground blowout*;

6) Segundo o *Well Control Emergency Response Plan*, o *underground blowout* é tratado como o nível 3 de resposta e que requer consulta e mobilização imediata da WWCI pela Chevron . O incidente teve início em 07/11/2011 e a WWCI somente foi contatada em 10/11/2011, indicando que a Chevron demorou a perceber que estava em uma situação de *underground blowout*; e

7) O influxo de fluido para o interior do poço (*kick*) era proveniente da formação N-560, indicando que a pressão do reservatório estava acima da prevista pela modelagem da Chevron. Neste ponto, a porção de poço aberto, após a sapata de 13 3/8", estava com extensão de 1.485 m (MD), passando, inclusive, pelo topo e pela base do reservatório N-570, depletado.

3.1.1. Estimativa da pressão do reservatório

A modelagem do reservatório executada pela Chevron apontava, erradamente, para um pior cenário de sobrepressão de 300 psi acima da pressão normal do reservatório, equivalente ao gradiente de pressão de 9,4 ppg. Confiando apenas na modelagem, naturalmente eivada de incertezas, a Chevron decidiu perfurar com uma lama de 9,5 ppg, o que deu causa ao influxo do reservatório para o poço, pois a pressão de poros era evidentemente superior ao peso de lama.



Abaixo serão descritas as três metodologias utilizadas durante a investigação do acidente, para avaliação da pressão do reservatório.

Método 1: Pressão trapeada na coluna de perfuração.

Quando de um evento de *kick*, as pressões de fechamento da coluna (SIDPP), ou a do anular (SICP) acrescida do volume do influxo, são suficientes para o cálculo da pressão do reservatório. Entretanto, em virtude do fraturamento da formação logo após o fechamento do poço, as informações do SIDPP e SICP foram comprometidas. No momento do fechamento do poço, a SIDPP apresentou uma leitura máxima de 190 psi, vindo a cair com o tempo, provavelmente em função da fratura de uma formação abaixo da sapata, estimada a 1.860 m (TVD). Dessa forma, foi estabelecido um fluxo dos fluidos do reservatório N560 até este ponto de fratura, colocando o poço em uma condição dinâmica de escoamento.

Tomando a pressão máxima no SIDPP como uma referência para a pressão mínima do reservatório:

$$\begin{aligned}\text{Pressão do reservatório} &= \text{Pressão Hidrostática} + \text{SIDPP} \\ &= \text{MW} \times 0,171 \times \text{TVD} + \text{SIDPP}\end{aligned}$$

Sendo,

$$\text{MW} = \text{Peso de lama (ppg)}$$

$$\text{TVD} = \text{Cota vertical da profundidade do influxo (m)}$$

$$\text{SIDPP} = \text{Pressão de fechamento da coluna de perfuração (psi)}$$

Desta forma:

$$\text{Pressão do reservatório} = 9,5 \times 0,171 \times 2.306 + 190 = 3.936 \text{ psi}$$

Transformando em peso de lama equivalente (EMW), teríamos:

$$\text{EMW} = \text{Pressão do reservatório}/(\text{TVD} \times 0,171) = 3.936/(2.306 \times 0,171) = 9,98 \text{ ppg.}$$



Método 2 – Critério de tolerância ao *kick*

Outra abordagem para o cálculo da pressão mínima do reservatório seria pela consideração do critério de tolerância ao *kick*, partindo-se da premissa que o influxo de 18 bbl no fundo do poço foi suficiente para a fratura da formação a 1.860 m (TVD). Como o provável ponto de ruptura estava abaixo do ponto de LOT, este não pode ser utilizado como gradiente de fratura. Para se avaliar o gradiente de fratura a 1.860 m (TVD), foi utilizada a pressão máxima do BOP quando do fechamento do poço (2.200 psi). A cota vertical do BOP até o ponto de ruptura foi estimado em 649 m (TVD).

Desta forma a pressão neste ponto de fratura seria:

Pressão no ponto de ruptura = Pressão fechamento do BOP + Pressão hidrostática do BOP ao ponto de fratura

Pressão no ponto de ruptura = 2.200 + peso de lama x 0,171x TVD do BOP ao ponto de fratura

Pressão no ponto de ruptura = 2.200 + peso de lama x 0,171x TVD do BOP ao ponto de fratura

Pressão no ponto de ruptura = 2.200 + 9,5 x 0,171 x 649

Pressão no ponto de ruptura = 3.254 psi ou

Pressão no ponto de ruptura = 3.254/(0,171 x 1860) = 10,23 ppg

O cálculo da tolerância ao *kick* para rompimento da formação a 1.860 m (TVD) para um influxo de 18 bbl de óleo, com gradiente de 0,4 psi/ft, e utilizando uma lama com densidade de 9,5 ppg, é ilustrado pela figura 10 abaixo:

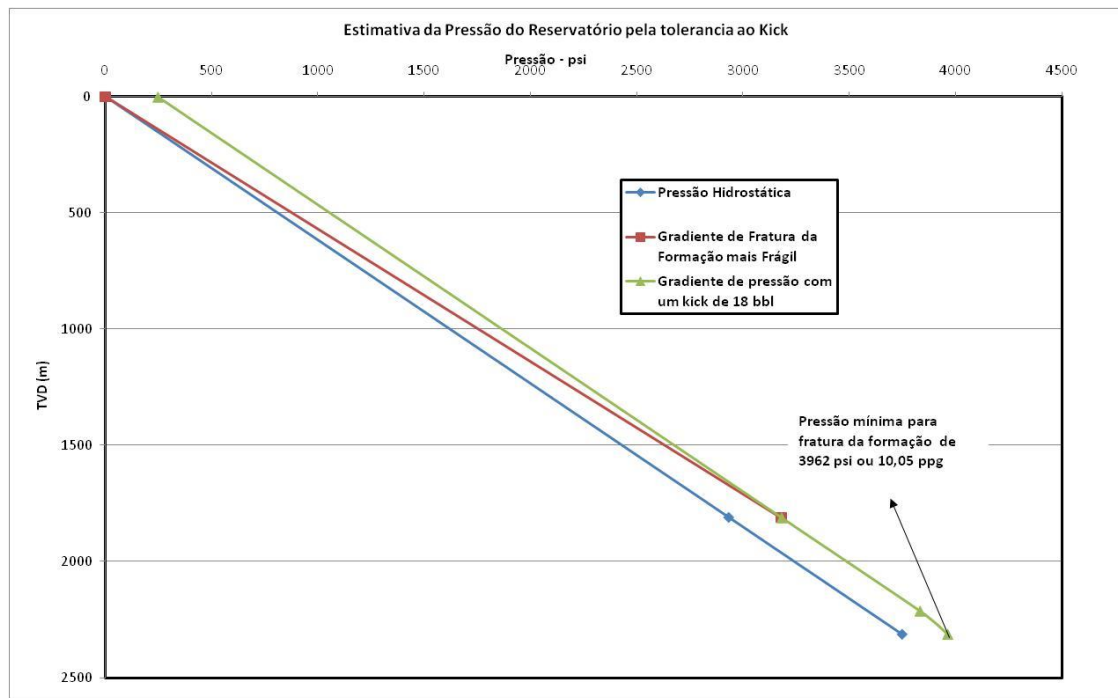


Figura 10 – Gráfico do critério de tolerância ao *kick* para cálculo da pressão do reservatório.

Portanto, seria necessária uma pressão de reservatório de 3.962 psi ou 10,05 ppg para se ter uma fratura da formação logo após o fechamento do BOP, para um influxo de 18 bbl de óleo. Esta se configura também como uma estimativa da pressão mínima do reservatório.



Método 3 – Redução da ECD durante o *downlink*

A terceira abordagem seria estimar a pressão do reservatório pela redução da ECD, quando da realização do *downlink* (comunicação da ferramenta direcional do fundo do poço para a superfície). Na Figura 9 acima, se percebe o incremento inicial do nível do tanque ativo de lama. A ECD estimada para uma vazão de 538 gpm (vazão de perfuração deste trecho) seria de 10,6 ppg. Tal valor foi obtido no Boletim Diário de Perfuração e reflete o range de ECD da ferramenta de PWD StethoScope, sendo adotado nesse cálculo o maior valor como referência.

No *downlink*, a media das vazões mínimas foi estimada em 417 gpm, o que reduziu a ECD no fundo do poço e causou o influxo. Portanto, a pressão mínima do reservatório seria a relativa a uma ECD para uma vazão de lama de 417 gpm.

A ECD é estimada pela seguinte equação:

$$ECD = MW + \Delta P_{\text{anular}} / (0,171 \times \text{TVD})$$

Sendo:

ECD – Densidade equivalente de circulação

MW – Peso de Lama (ppg)

ΔP_{anular} – Perda de carga no anular (psi)

TVD – Distância vertical até o ponto de perfuração (m)

Pela fórmula acima, calcula-se que a perda de carga no anular para a ECD de 10,6 ppg (vazão das bombas de lama de 538 gpm), TVD de 2.304 m e peso de lama de 9,5 ppg é de 432 psi.

No *downlink*, quando a vazão das bombas de lama para a circulação do poço oscila chegando a valores mínimos próximos a 417 gpm, a nova perda de carga no anular para esta vazão é calculada da seguinte forma:

$$\Delta P_{\text{anular}@417 \text{ gpm}} = \Delta P_{\text{anular}@538 \text{ gpm}} \times (417^2/538^2)$$

Ou seja,



$$\Delta P_{\text{Panular@417 gpm}} = 432 \times (417^2/538^2) = 259 \text{ psi.}$$

Desta forma a ECD quando da realização do downlink seria:

$$\text{ECD} = \text{MW} + \Delta P_{\text{Panular@417 gpm}} / (0,171 \times \text{TVD})$$

$$\text{ECD} = 9,5 + 259 / (0,171 \times 2.304) = 10,16 \text{ ppg}$$

Desta forma, **a menor pressão prevista do reservatório seria de 10,16 ppg**, ou, para a TVD de 2.304 m, 4003 psi.

Portanto, por meio das pressões de fechamento de poço e reduções do ECD ocorridos durante o *downlink*, pode-se afirmar que a pressão do reservatório estaria entre 10,16 ppg e 10,6 ppg.

3.1.2. Elevação da pressão do reservatório acima da pressão normal.

A causa apontada pela equipe de investigação para a sobrepresurização do reservatório N560, no trecho em que foi perfurado pelo poço 9-FR-50DP-RJS, para valores entre 10,16 ppg e 10,6 ppg, foi a injeção de água efetuada pelo poço injetor 8-FR-29D-RJS.

A injeção de água pelo poço 8-FR-29D-RJS iniciou-se em 12/07/2010. No dia 03/11/2011, por problemas operacionais, a injeção foi interrompida.

Cabe ressaltar que tal parada no sistema de injeção não era intenção da Chevron, e que a única menção feita pela operadora neste sentido, encontrada durante as investigações, foi uma orientação para que a equipe a bordo da Sedco 706 informasse ao FPSO Frade para suspender a injeção no N560, caso ocorresse um *kick*. Tal determinação, extremamente ineficaz, à medida que a interrupção da injeção se daria apenas após a iniciação do evento indesejável, foi dada quando o poço injetor já estava parado há três dias, demonstrando falha no gerenciamento das operações.

O acompanhamento da pressão do poço injetor é apresentado no gráfico abaixo:

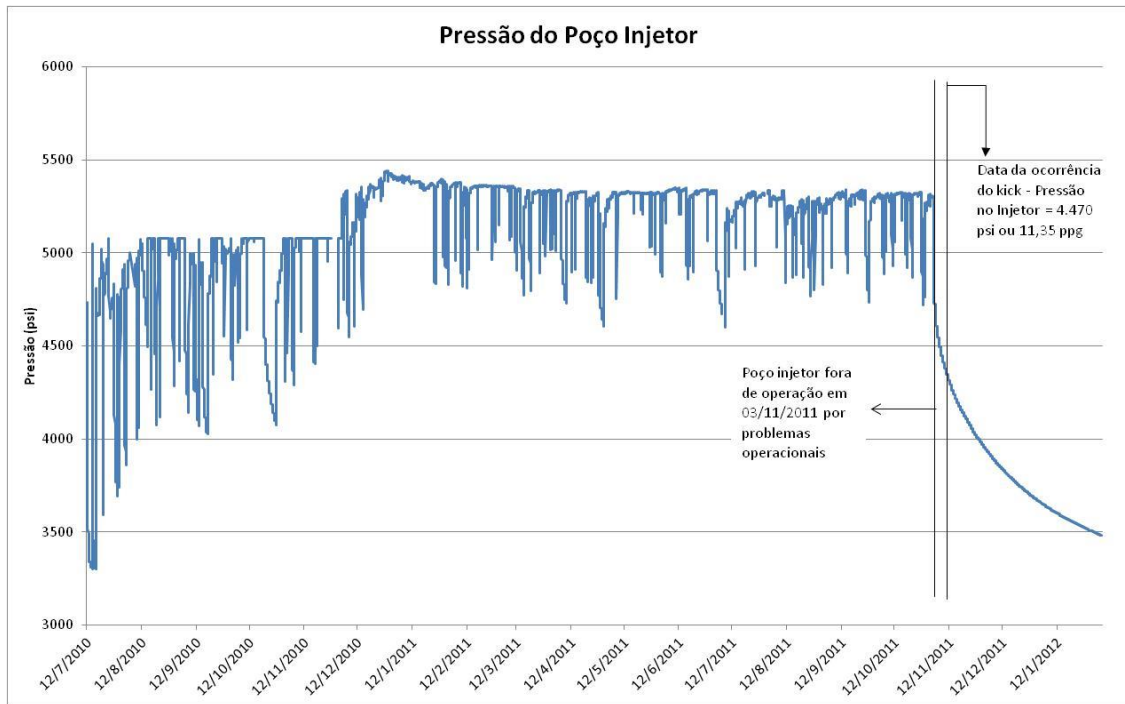


Figura 11 – Pressão do injetor 8-FR-29D-RJS ao longo do tempo.

O poço injetor era operado com uma pressão média em torno de 5.300 psi (13,4 ppg), entretanto quando da ocorrência do kick em 07/11/2011, a pressão do poço injetor estava em 4.470 psi (11,35 ppg), em função da interrupção da injeção de água.

A modelagem do reservatório efetuada pela Chevron apresentava um valor máximo de 3.700 psi (9,4 ppg) no ponto em que ocorreria a perfuração, com o poço injetor em sua pressão normal de operação. Entretanto, os cálculos da previsão da pressão do reservatório em 6.1.1 apontam para valores entre 4.003 psi (10,16 ppg) e 4.176 psi (10,6 ppg), bem superiores ao previsto pelo modelo. Acrescenta-se que, **quando da entrada no reservatório N560, o poço injetor estava desativado há 4 dias, por problemas operacionais, significando que, caso a injeção ainda estivesse sendo realizada, a pressão na região do kick estaria ainda maior e mais distante do previsto pelo modelo.** Após o início da injeção pelo poço 8-FR-29D-RJS, o reservatório N560 havia

sendo perfurado por três poços: 9-FR-41D-RJS, 9-FR-31D-RJS e 8-FR-48D-RJS, conforme apresenta o mapa a seguir (figura 12).

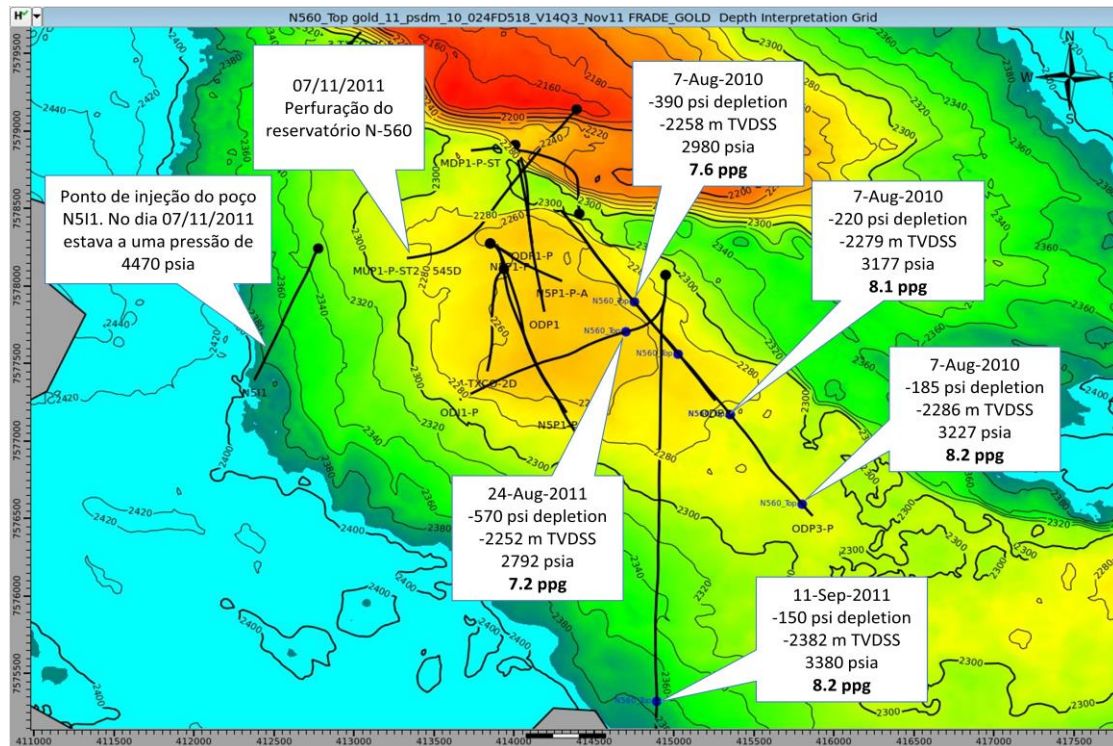


Figura 12 – Mapa indicando os poços que atingiram o reservatório N-560 após o início da injeção.

De todos os poços perfurados após o início da injeção de água (poço 8-FR-29D-RJS), o 9-FR-50DP-RJS, que deu causa ao acidente, foi o que entrou no reservatório N560 no ponto mais próximo do injetor e por último, quando a injeção tendia a ser mais efetiva.

Desta forma, fica evidente que uma das causas do *kick* foi a falta de conhecimento da geologia e da fluidodinâmica do reservatório por parte da Chevron, cujo poço injetor elevou artificialmente a pressão do trecho do reservatório perfurado pelo poço 9-FR-50DP-RJS para valores entre 4.003 psi e 4.176 psi.

3.2. Fator Causal 2 – *Blowout* - Fratura da Formação

O segundo fator causal são as condições que fizeram com que o *kick* evoluísse para um *blowout*. Das hipóteses levantadas para a ocorrência do *blowout*, fica evidente, pela análise dos fatos, que o caso específico foi de um *underground blowout*, conforme será discutido abaixo.

Previamente à perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, foram perfurados os poços 9-FR-46D-RJS e 9-FR-49D-RJS. Todos os poços utilizaram a mesma estrutura de revestimento até a última sapata de 13 3/8" assentada a 1.834 m (MD), conforme visualizado na figura 13 abaixo. A partir desta sapata, o diferencial dos poços seriam a trajetória e os objetivos definidos.

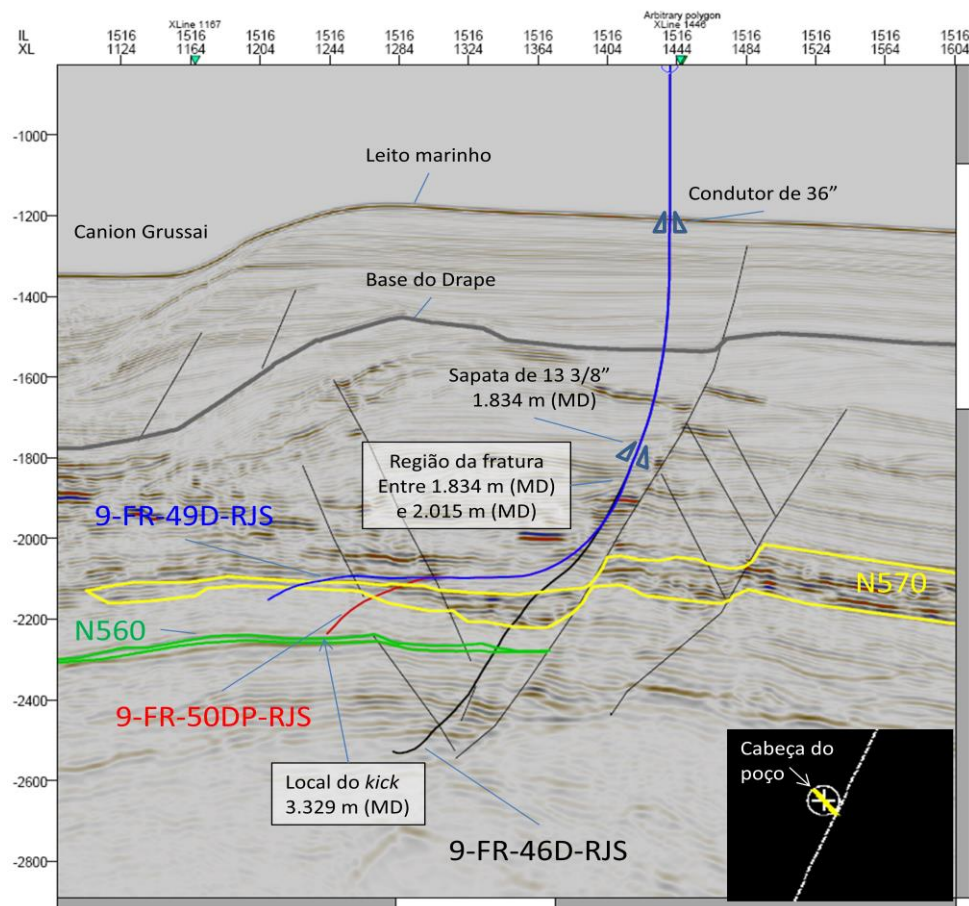


Figura 13 – Esquema de perfuração dos poços especiais em cujo último *sidetrack* (9-FR-50DP-RJS) ocorreu o *kick* na *x-line* 1516 do levantamento sísmico da região.



A perfuração do poço 9-FR-46D-RJS foi iniciada em 3/8/2011 e a sapata do revestimento de 13 3/8" foi assentada e cimentada no dia 7/8/2011. O poço foi abandonado e a sonda desmobilizada, retornando à locação em 11/10/2011.

No dia 12/10/2011, foi realizado o *leak off test* (LOT). O LOT foi conduzido após perfuração de 6 metros de poço aberto, entre as profundidades de 1.844 e 1.850m (MD). O resultado deste teste indicou que o gradiente de pressão de fratura da formação na profundidade de 1.850 m (MD) seria de 10,57 ppg.

Após penetrar região dura a 2.111 m (MD) e realizar conexão a 2.123 m (MD), em 13 de outubro, não foi possível estabelecer a circulação da lama. O procedimento utilizado para restabelecer a circulação causou perda de 61 barris de lama para a formação e, para combater esta perda, foram adicionados 40 bbl de LCM (*Lost Circulation Materials*).

Após esta data, no decorrer da perfuração, ocorreram perdas significativas de lama para a formação, as quais eram combatidas por meio de LCM, com o objetivo de cobrir fraturas eventualmente encontradas. Tais perdas, que chegaram a 280 barris no dia 27 de outubro, continuaram em uma média de 100 barris por dia, até que se completou a perfuração deste primeiro poço.

O abandono do poço 9-FR-46D-RJS, conforme planejado, consistia de 5 tampões de cimento, seguido de um tampão de cimento especial, de 16,5 ppg, que ficaria situado na profundidade do poço onde seria realizado o *kick off point* (*KOP – Ganho de ângulo de um poço direcional*) do poço 9-FR-49D-RJS.

Após a colocação do terceiro tampão de abandono, foi identificada a perda de 28 barris, seguido de ganho de 8 barris de lama. A sonda chegou a fechar o poço após *flow check* com ganho de mais 7 barris. Foi identificada a ocorrência de *ballooning*, quando a formação, após captar volume de lama de perfuração, retorna para o poço parte deste fluido, dando a impressão de se tratar de um *kick*.



O tampão de cimento projetado para a realização do *kick off point* (KOP) foi assentado em 23/10/2011. O topo deste tampão estava programado para ficar a 1.784 metros (MD), cerca de 50 metros acima da base da sapata. **O topo do cimento (TOC) nesta profundidade garantiria o completo isolamento do primeiro poço e o aumento da resistência na região onde seria realizado o KOP.**

No entanto, em 24 de outubro de 2011, por volta de 11 horas da manhã, quando foi realizado o teste da pega do cimento, **verificou-se que o TOC estava 175 metros abaixo do projetado**, na profundidade de 1.959 m (MD). A Chevron, mesmo tendo identificado a ausência do tampão de cimento na região do KOP, manteve o cronograma, iniciando, duas horas após identificar a posição do TOC, a perfuração do primeiro *sidetrack*, sem avaliar os riscos da mudança.

Como consequência, a configuração do poço aberto ficou com um perfil bifurcado, conforme ilustrado em verde, na figura 14 a seguir.

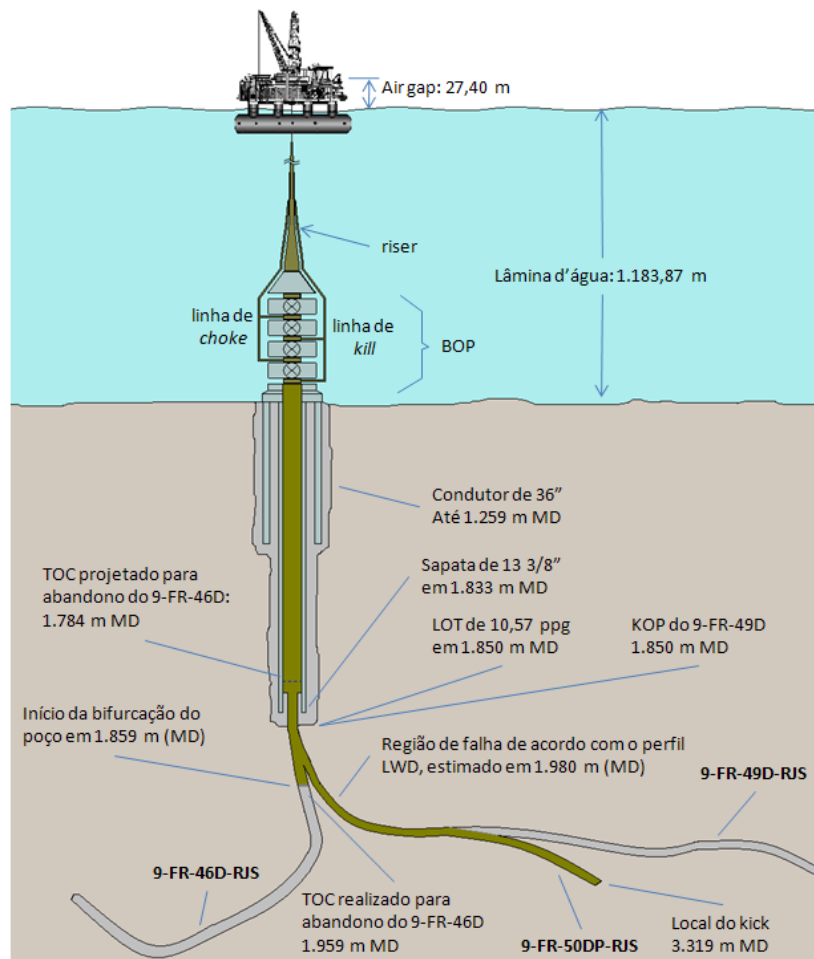


Figura 14– Ilustração esquemática do perfil do poço.

No trecho em poço aberto, que ficou entre o TOC e a sapata de 13 3/8", identificou-se uma descontinuidade na profundidade de 1.860 m (MD) com 3 metros de profundidade, encontrada apenas no poço 9-FR-46D-RJS. A figura 15 apresenta o LWD dos poços 9-FR-46D-RJS e 9-FR-49D-RJS, comparando a região onde foi identificada a anomalia no primeiro poço.

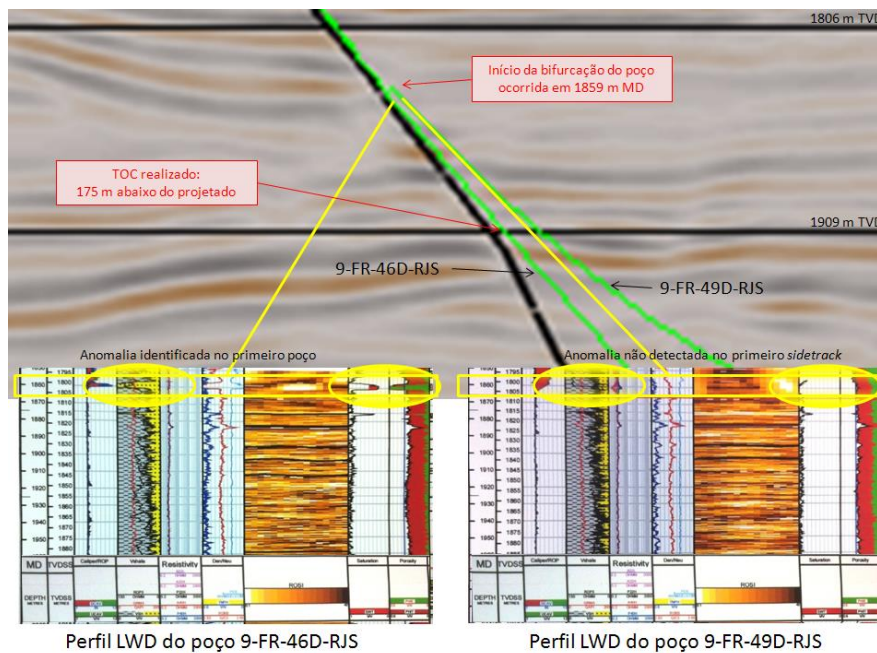


Figura 15 – LWD dos poços 9-FR-46D-RJS e 9-FR-49D-RJS.

O conhecimento da existência desta bifurcação por parte do Concessionário foi evidenciado no boletim diário do sondador do dia 25/10/2011, apreendido pela ANP na sonda Sedco 706 durante a investigação. Neste documento, é relatado que, durante a descida da coluna de perfuração, o BHA topou com uma obstrução em 1.859 m (MD) (profundidade da bifurcação) e, numa segunda tentativa, a ferramenta desceu até a profundidade de 1.880 m (MD), e as leituras indicaram que a ferramenta estava no *sidetrack* errado. Somente na terceira tentativa foi possível alcançar o *sidetrack* correto, no poço 9FR-49D-RJS. **Evidentemente, a existência da bifurcação já dificultava as operações no poço.**

As formações logo abaixo da sapata do revestimento de superfície são formações inconsolidadas e apresentam os menores gradientes de fratura no decorrer da perfuração. **O prosseguimento da perfuração do poço 9FR-49D-RJS, sem correção da cimentação dos 175 m de intervalo de poço aberto do poço 9-FR-46D-RJS, expôs dois trechos distintos à fratura no caso de um incidente de *kick*, tornando a operação como um todo mais arriscada. Ao não ter avaliado formalmente os riscos da mudança, a Chevron conduziu suas operações de maneira frontalmente**

contrária à regulamentação brasileira, elevando os riscos da perfuração do poço que deu origem ao acidente.

3.2.1. Identificação do *underground blowout*

Durante o fechamento do poço, conforme registros do sensor de pressão no BOP da sonda Sedco 706, ocorreu um aumento de pressão repentino até cerca de 2.200 psi, seguido de redução drástica na pressão, retornando para 2.100 psi, equivalente à pressão encontrada antes do fechamento do BOP. O gráfico é mostrado abaixo, na figura 16.

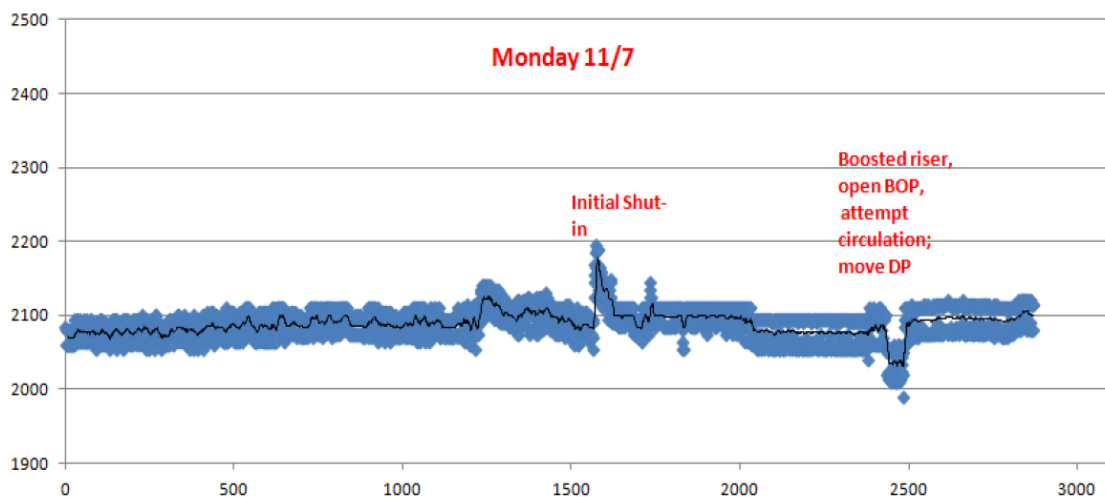


Figura 16 – Monitoramento de pressão no anular do BOP.

Nas anotações de pressão do fechamento do anular (SICP) e da coluna de perfuração (SIDPP), realizadas após o fechamento do BOP, foram observadas reduções significativas na pressão do anular, reduzidas de 150 psi até 90 psi, dando indícios de que teria havido uma fratura no interior do poço.

Além disso, como foi visto anteriormente na tabela II, os registros destas pressões de fechamento mostram um comportamento atípico, em que a SICP é menor que a SIDPP.



A literatura especializada² apresenta como a principal causa deste comportamento a ocorrência de um *underground blowout*.

Estas observações também indicam que as pressões nas proximidades do ponto de fratura já estavam próximas do limite da resistência da formação, uma vez que não foi observado grande aumento de pressão antes da redução brusca, tanto no anular quando nos manômetros do BOP. Os cálculos de pressão hidrostática apontam para um gradiente de fratura a 1.860 m (TVD) de 10,23 ppg, 50 m abaixo da sapata (ponto onde se estima que tenha ocorrido a fratura), conforme item 3.1.1.

Além do comportamento da pressão durante o fechamento do poço, a existência de um *underground blowout* também era identificável, pelos grandes volumes de perda de lama para a formação após o *kick*. Acrescenta-se a esta afirmação a evidência do Boletim Diário de Perfuração de que às 18:30 horas do dia 09/11/2011 foi feita a abertura do BOP. As variações de lama foram monitoradas por meio do *trip tank* e foi observada a perda para a formação de 120 bbl de lama em 1 hora.

Já na primeira tentativa de circular o *kick*, através do método do sondador, apenas 3 barris retornaram pela linha de *choke*, após injeção de 115 barris de lama pela coluna de perfuração. Em uma segunda tentativa, de 20 barris bombeados, apenas 2 retornaram.

Ainda houve um ganho de 20 barris após reabertura do anular, às 22:30. No entanto, quando se tentou circular a 1,3 bpm pela coluna, com retorno pela linha de *choke* a 530 psi, não houve nenhum retorno de lama.

As tentativas de circular o *kick* continuaram na madrugada do dia 8 de novembro e, apesar de conseguir algum retorno, este vinha com traços de óleo, ocorrendo perdas significativas. Entende-se que as dificuldades encontradas durante as primeiras tentativas de circular o *kick*, quando se observavam perdas de lama, associadas à

² Adams, Neal - *How to identify underground blowouts*. *World Oil*; Jan2008, Vol. 229 Issue 1, p3-3, 1p.



presença de óleo no retorno, **deveriam ter sido consideradas pela Chevron como mais um forte indício de *underground blowout*.**

Tal reconhecimento teria levado ao uso de técnicas de controle de poço avançadas e mais consistentes com o quadro apresentado. A própria Chevron, por entender que tais situações são demasiadamente complexas, possui contrato com a Wild Well Control (*Well Control Emergency Response Plan*), para atuação em situações de *underground blowout*.

Não reconhecendo que estava diante de uma situação de *underground blowout*, a Chevron optou por tentar utilizar a técnica de *bullheading* para controlar o poço. O *bullheading* é uma técnica que consiste em bombear a lama, pela coluna de perfuração ou pelo anular, para forçar o fluido do *kick* de volta para a formação.

As boas práticas de engenharia, refletidas, inclusive, no manual de controle de poço da própria Chevron, indicam que o *bullheading* deve ser utilizado com cautela, por conta dos riscos de fraturamento de uma seção de poço aberto. Sua aplicabilidade é voltada para casos em que há grande risco em permitir a subida do fluido do *kick* durante a circulação, tais como presença de H₂S, ou quando o excessivo volume de gás torna o risco de explosão a bordo intolerável, ou ainda quando a coluna de perfuração não está no poço.

Ademais, as recomendações para o uso do método indicam que o *bullheading* deve ser aplicado imediatamente após o fechamento do poço; **que ele não é indicado quando a última sapata é rasa; que sua aplicação em grandes extensões de poço aberto deve ser criteriosamente avaliada, considerando os riscos de fraturamento e a possibilidade de *underground blowout*.** Não há evidências de que a Chevron tenha efetuado tais avaliações.

Portanto, as características do *kick* no poço 9-FR-50DP-RJS não se enquadravam nas situações em que o *bullheading* é indicado, uma vez que havia longa extensão de poço



aberto (1.450 m) e a sapata de 13 3/8” estava situada a 600 metros do leito marinho (sapata rasa, considerando se tratar de região de águas profundas).

Após três tentativas de *bullheading*, além de se verificar que havia perda contínua de lama (110 bph) com o anular do BOP aberto, o poço ainda não estava amortecido, como era de se esperar no cenário que se apresentava. De forma a conter a perda contínua de lama para a formação, o poço foi mantido fechado e seu volume ficou sendo completado pela linha de *choke*.

Como a situação era de *underground blowout*, era provável que nenhuma das técnicas convencionais de controle de poço fosse capaz de eliminar o influxo do N560. Entretanto, como todas as evidências apontavam justamente para este cenário, a empresa deveria ter utilizado, de imediato, métodos auxiliares de investigação, como a obtenção do perfil de temperatura do poço.

A incapacidade da Chevron em identificar o *underground blowout* pelos indícios apresentados fez com que fosse utilizado o procedimento de *bullheading* de maneira ineficaz, o que atrasou a mobilização da equipe da WWCI e resultou, pelo menos, em dois dias a mais de vazamento.

3.2.2. Localização da fratura

A determinação do trecho do poço onde ocorreu a fratura da formação foi realizada através da descida pela coluna de perfuração de uma ferramenta a cabo, para medir o perfil de temperatura e pressão.

A corrida para avaliação do perfil de temperatura e pressão através do poço iniciou-se no dia 12/11/2011 (5 dias após a ocorrência do *kick*), às 20h00, e às 23h30 chegou na profundidade planejada de 2.230 metros (MD). A perfilagem do poço foi concluída em 13/11/2011.

A corrida de temperatura não atingiu a profundidade equivalente ao reservatório N570, impossibilitando a verificação da ocorrência de fluxo de óleo entre as formações N560 e N570.

O gradiente de temperatura na porção inferior do poço estava acima do gradiente geotérmico, significando que estava ocorrendo fluxo de fluido da formação N560 para regiões superiores do poço. A partir de 1.960 m (TVD) até 1.830 m (TVD), foi evidenciado um aumento do gradiente de temperatura, conforme ilustrado na figura 17, dando indícios de saída de fluidos do poço para formações adjacentes. A partir dos 1.830 m (TVD), inicia-se a redução gradual do gradiente de temperatura até valores pouco acima do gradiente geotérmico. Porém, foram encontradas temperaturas inferiores à temperatura geotérmica, o que é compatível com a descida de fluido mais frio pelo anular.

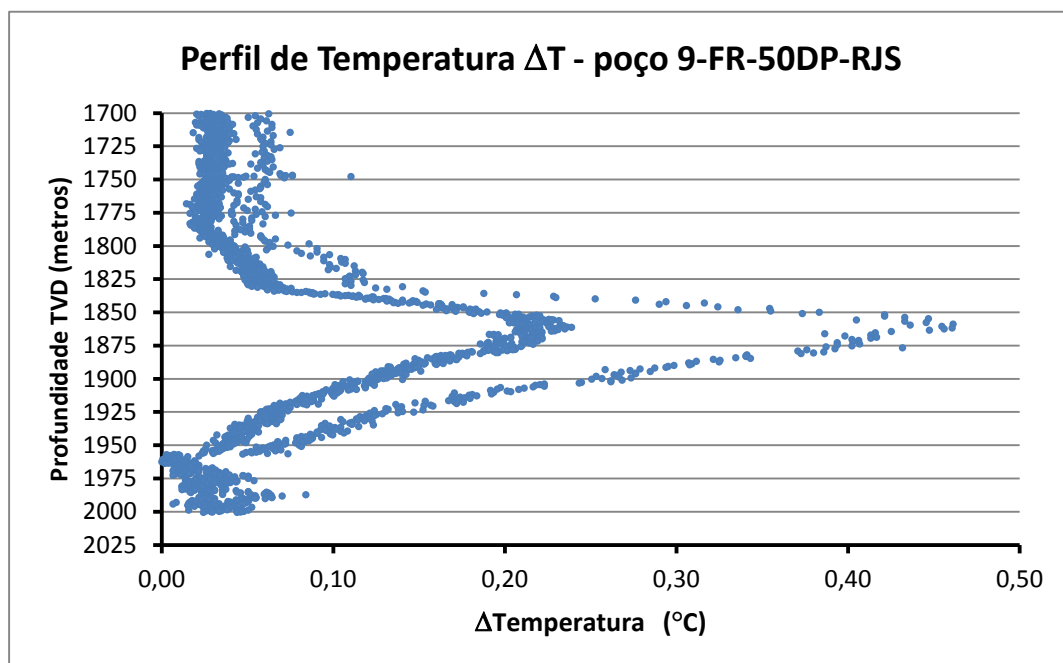


Figura 17 – Dados de diferença de temperatura ao longo do poço evidenciando a região de saída de fluidos do poço para formações adjacentes.



Desta forma, pode-se afirmar que **a fratura ocorreu em uma região entre 1.960 m (TVD) e 1.830 m (TVD)**. O ponto de maior troca térmica, localizado a aproximadamente 1.860 m (TVD), é apontado como o ponto provável de fratura da formação.

3.3. Fator Causal 3 – Caminho do Fluxo de Fluidos entre a fratura e o leito marinho

Uma vez ocorrida a fratura da formação em torno de 1.860 m (TVD), o fluido poderia ter percorrido fraturas provocadas pela sobrepressão oriunda do *kick*, fraturas induzidas que se conectaram a falhas naturais e/ou por falhas da cimentação dos revestimentos.

As boas práticas da indústria do petróleo³ indicam que, quando um *underground blowout* ocorre através de formações rasas (inferiores a 3.000 pés - aproximadamente 914 metros), é muito provável que tais formações fraturem até a superfície, principalmente em se tratando de leito marinho, onde as formações geológicas são muito recentes.

Existe também a possibilidade de falhas na cimentação terem facilitado a migração do fluido. Por meio de perfilagem CBL, realizada em 17 de janeiro de 2012, identificou-se que no intervalo cimentado entre a sapata de 13 3/8" e a sapata do condutor, foram encontrados apenas 5 pequenos trechos de cerca de 8 metros de espessura com condições de promover isolamento hidráulico, conforme apresentado na figura 18 a seguir.

³ Grace, Robert D. - *Blowout and Well Control Handbook*. Cap. 8: *Underground Blowout*.

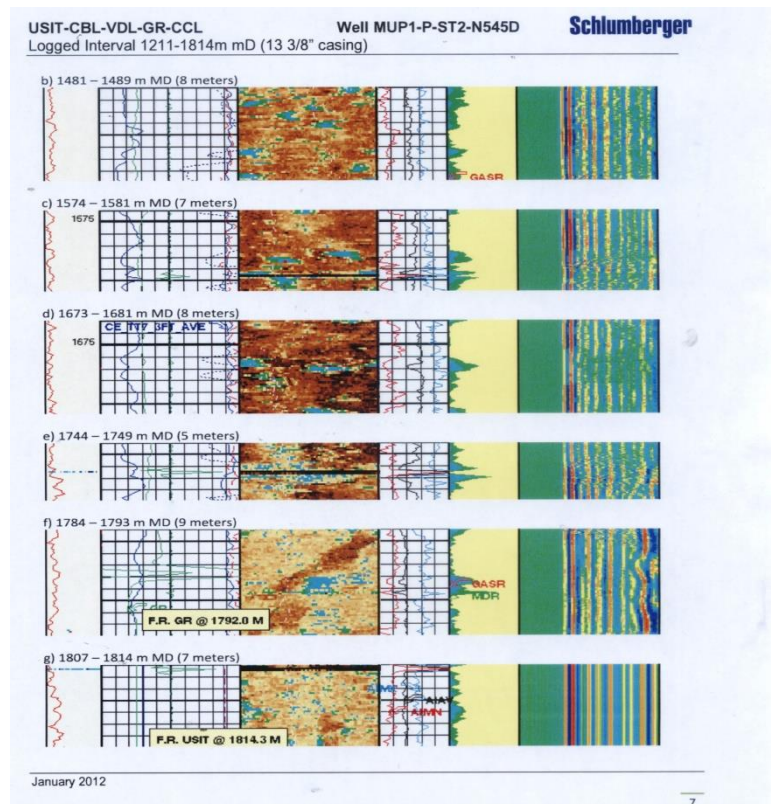


Figura 18 – Perfil nos locais onde se possa ter conseguido isolamento hidráulico por meio da cimentação.

Como as formações rasas na região são frágeis, existem grandes chances de que tais locais de possível isolamento hidráulico tenham sido contornados pelo fluido por meio de abertura de fraturas na formação. Tal comportamento explicaria a proximidade entre o local das primeiras exsudações e cabeça de poço, conforme ilustra a figura 19.

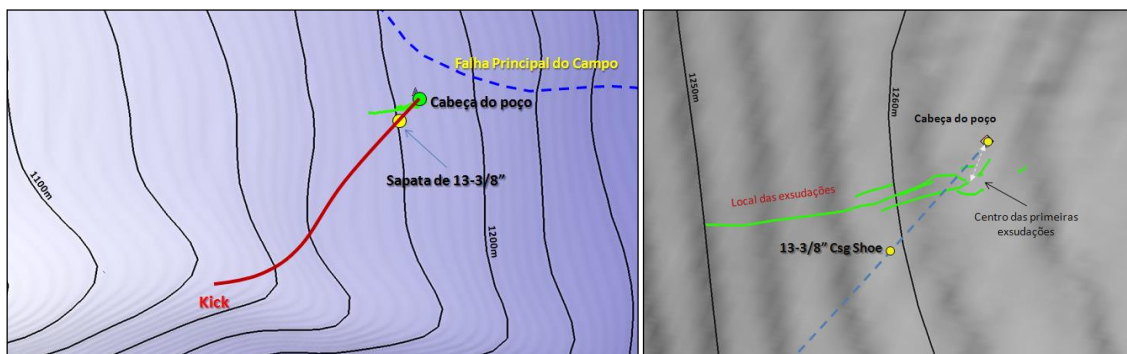


Figura 19 – Mapas batimétricos do leito oceânico, mostrando o local da exsudação.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

Sendo assim, pode-se considerar que **a migração do óleo da fratura para o leito marinho teve como causa-raiz o fato de a Chevron ter assentado a última sapata a 600 metros**, ou seja, 300 metros a menos do que o recomendado pela literatura internacional para se evitar fraturamento até a superfície, no caso de um *underground blowout*.



4. Projeto do poço

Não existem publicados padrões a nível nacional ou internacional para o projeto de construção de poços de petróleo. Os padrões mundialmente existentes se aplicam à fabricação e à especificação dos componentes, como por exemplo, revestimentos, colunas de produção e cabeças de poço. Os concessionários, responsáveis pela construção dos poços de petróleo, devem possuir manuais e procedimentos operacionais que indiquem como será todo o processo para o desenvolvimento do projeto, conformando-os com as boas práticas da engenharia e com a regulamentação vigente, baseada no risco, no caso do Brasil.

O projeto para a perfuração de um poço deve conter todas as informações necessárias a sua realização de maneira segura, devendo ser abordados, no mínimo, os requisitos referentes ao conhecimento da geologia, completação, trajetória, estabilidade do poço, fluidos de perfuração, programa de revestimentos, programa de cimentação, BHA, brocas e coluna de perfuração, hidráulica da perfuração e limpeza do poço e as especificações do BOP e da sonda a ser utilizada.

Conforme estabelecido na regulamentação brasileira, durante todo o processo de desenvolvimento de um projeto de poço, a gestão dos riscos deve sempre ser realizada, para se garantir que a perfuração esteja em um nível de riscos tolerável. Entretanto, o acidente expôs falhas graves na percepção dos riscos e gestão das incertezas durante o desenvolvimento do projeto, de inteira responsabilidade da Chevron.

Abaixo estão listados os documentos utilizados pela Chevron no desenvolvimento do projeto do poço 9-FR-50DP-RJS.

- *Well Constructions Basis of Design*. Aprovado em 03/01/2005 e atualizado em 21/2/2006 - O documento trata das premissas utilizadas para bases de construção dos poços do Projeto de Frade.



- *Fluids Program – Frade Block* – Emitido pela MI-SWACO, empresa contratada pela Chevron para o fornecimento e controle dos fluidos de perfuração.
- *MUP1-P-ST2-N545D Pilot 8 ½” Hole Section – Well Plan and Objectives Document* (WellPOD) de 4/11/2011. Contém as informações dos objetivos do poço, as instruções de *Mud Logging* e as instruções do MWD/LWD.
- Proposta técnica da Schlumberger de 04/11/2011 com o plano direcional do poço, a geometria do poço, o programa de avaliação (MWD), Design do BHA, Interferência estimada da coluna de perfuração, avaliação do *torque & drag* e análise de anti-colisão.
- Avaliação da tolerância ao *kick*.
- Procedimento padrão de operação CBBU_DC_001_001 SOP de 27/07/2010.
- Programa de perfuração do poço MUP1-P-ST2, de 05/11/2011.
- Manual de controle de poço da Chevron (*Drilling Well Control Guide*, revisado em março de 2006).

Na perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, iniciada em 6/11/2011, a Chevron deixou de realizar uma análise de riscos em conformidade com a regulamentação brasileira, ignorando seus próprios procedimentos de gestão de riscos (*Risk and Uncertainty Management Standard* (RUMS), de 26/7/2011, e o *Single Well CPDEP Roadmap*).

A menção à gestão de riscos se limitou aos documentos MUP1-P-ST2-N545D Pilot 8 ½” *Hole Section – Well Plan and Objectives Document* (WellPOD), de 04/11/2011, *item 1.8*, em que foi citado que existiria baixo risco de perdas para o reservatório depletado N570, e que no reservatório N560 seria estimada uma sobrepressão de até 300 psi (risco de influxo), além do *Integrated Harzad Identification Study (IHAZID)*, de julho de 2008, estudo genérico para todo campo de Frade.



A Chevron deveria ter realizado uma avaliação dos riscos estruturada, bem fundamentada e formal para a perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS. Ao não executar o estudo, a Chevron deixou de contemplar as especificidades da perfuração na qual ocorreu o acidente.

O segundo ponto a ser observado seriam os critérios utilizados para o assentamento das sapatas. A última sapata assentada foi a do revestimento de superfície de 13 3/8". A cimentação foi realizada do ponto de assentamento até a superfície do leito marinho, e neste revestimento foi assentado o BOP.

O projeto do poço desenvolvido pela Chevron previa que a última sapata seria assentada a uma profundidade de apenas 600m do leito marinho. Nesta profundidade, as formações não estão consolidadas, e um fraturamento nas proximidades da sapata, num evento de *kick* e *underground blowout*, tem grande probabilidade de iniciar um processo que conduziria os fluidos até o leito marinho, como de fato ocorreu.

Acrescenta-se ainda que a sapata foi assentada próxima à falha principal do Campo de Frade, tendo ocorrido, inclusive, sua perfuração em alguns trechos, conforme é evidenciado nas figuras 20 e 21 a seguir. **Os riscos do assentamento da sapata na região da falha também não foram avaliados pela Chevron.**

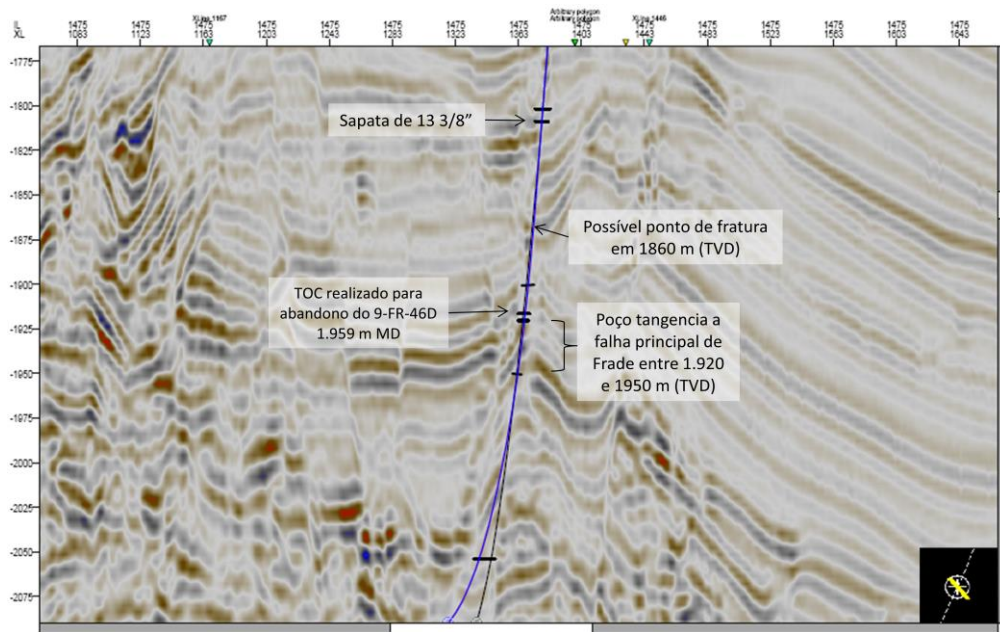


Figura 20 – Ampliação da x-line 1475 do levantamento sísmico da região, perpendicular à falha principal de Frade.

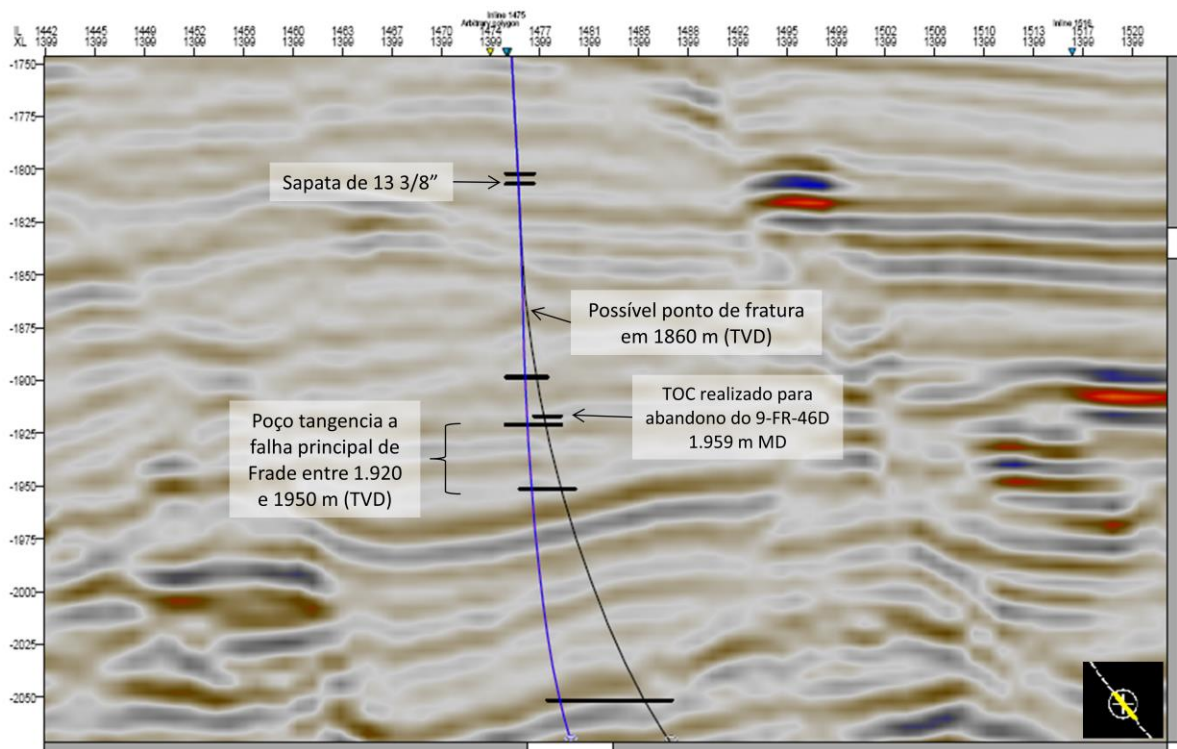


Figura 21 – Ampliação da x-line 1399 do levantamento sísmico da região, faceando a falha principal de Frade.



Com a última sapata assentada a 600 m do leito, o projeto de poço da Chevron previa a perfuração de três reservatórios: N570, N560 e N545. **De todos estes reservatórios, era sabido, conforme apontado no Programa de Perfuração do Poço MUP1-P-ST2 (9-FR-50DP-RJS), que o N560 poderia estar artificialmente sobrepressurizado, em virtude da injeção de água.**

A partir das previsões das pressões de poros e das pressões do gradiente de fraturas, são determinadas as profundidades de assentamento das sapatas e o peso de lama a ser utilizado para cada fase de perfuração. **Por se tratarem de previsões, as mesmas devem ser utilizadas com margem de segurança suficiente para manter o risco dentro de limites toleráveis.**

Um dos critérios utilizados pela Chevron para avaliação da adequação do assentamento da última sapata foi o critério de tolerância ao *kick*, utilizando-se as seguintes premissas para o poço 9-FR-50DP-RJS:

- Peso de lama: 9,5 ppg
- Incerteza da pressão de poros: 0,3 ppg
- Peso de Lama Equivalente Máximo (Gradiente de fratura): 10,6 ppg a 1817 m (TVD)
- Intensidade do *kick*: 0,3 ppg
- Fluido invasor: gás (0,1 psi/ft ou 0,328 psi/m)
- Critério de aceitação: volume de influxo para fratura da formação > 25 bbl.

A partir destes dados, o poço poderia receber um influxo de 27,9 bbl de gás, sem fraturar a formação no ponto frágil, localizado a 1.817 m (TVD). Tal resultado chamou a atenção desta Agência, porque o critério de tolerância ao *kick* apresentou um resultado muito próximo do critério de aceitação de 25 bbl e os parâmetros utilizados não



continham considerações sobre margem de segurança e incertezas condizentes com a situação da perfuração, que seria a de penetração em um trecho de reservatório com previsão de estar sobrepressurizado.

Entretanto, durante os eventos de *kick* e *blowout*, a pressão do reservatório era superior à prevista, o gradiente de fratura era menor que o previsto e estava a uma maior profundidade e o fluido invasor era petróleo.

As divergências entre os critérios da Chevron e a situação fática foram suficientes para a quebra da formação após um evento de *kick*, com um influxo de 18 bbl. Apesar do fluido invasor e o volume de influxo terem atuado como um atenuante dentro do critério de tolerância ao *kick*, **a pressão do reservatório N560 e o gradiente de fratura da formação, localizada em torno de 1.850 m (TVD), encontrados durante a perfuração foram de tal magnitude que causaram a fratura da formação desprotegida, em virtude da profundidade rasa da sapata assentada, permitindo assim o fluxo dos fluidos do reservatório N560 até a superfície do mar.**

A análise dos critérios de tolerância ao *kick* e dos documentos supracitados indicam que foi utilizado o gradiente de fratura de 10,57 ppg, obtido pelo LOT (*Leak Off Test*) do poço 9-FR-46DP-RJS. **Entretanto, os resultados de LOT dos poços de correlação 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) não foram levados em consideração pela Chevron.**

A heterogeneidade do reservatório e o assentamento da sapata a apenas 600 m do leito marinho deveriam ter sido elementos suficientes para a utilização de valores mais restritivos. **O trecho da formação que fraturou teve estimativa de gradiente de pressão de 10,23 ppg (vide item 3.1.1), indicando que os dados dos poços de correlação jamais poderiam ter sido desprezados.**

Se a Chevron tivesse utilizado os dados de LOT dos poço 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),

face às incertezas geológicas e ao assentamento da última sapata a 600 m do leito marinho, o resultado do critério de tolerância ao *kick* indicaria a necessidade de alteração da profundidade de assentamento desta sapata, do número de fases ou da adoção de outras medidas para tornar os riscos toleráveis neste projeto do poço.

Outro ponto a ser observado é a incerteza da pressão de poros de 0,3 ppg utilizada. Este fato era um indicativo de que a **Chevron considerou este como poço de um projeto de desenvolvimento, contrariando as boas práticas de engenharia, demonstrando a baixa percepção de riscos da companhia e descumprindo seus próprios manuais aprovados**, conforme pode ser evidenciado pela figura 22 abaixo, extraída do manual de controle de poços da Chevron.

Table 5.7.1

Pore Pressure Uncertainty in ppg	Application
Up to 0.5 ppg	Development projects
Between 0.5 ppg and 1.0 ppg	Appraisal projects
Greater than 1.0 ppg	Exploration projects

Figura 22 – Tabela extraída do documento “*Drilling Well Control Guide*”, da Chevron.

Projetos de desenvolvimento são constituídos por poços com elevado grau de conhecimento da geologia e da fluidodinâmica do reservatório, de forma que as possibilidades de um *kick* são reduzidas.

O fato de o 9-FR-50DP-RJS (i) ser um poço piloto e especial, de caráter investigativo; (ii) ser o mais próximo do poço injetor; e (iii) os resultados da simulação do reservatório apontarem para uma tendência de sobrepressurização neste trecho, constituíram elementos mais que suficientes para que a Chevron



tratasse a perfuração desse poço com a cautela necessária e o considerasse, no mínimo, como um poço de projeto de avaliação (*appraisal projects*).

Caso utilizasse as incertezas da pressão de poros na faixa dos poços de avaliação (*appraisal projects*), que seria de 0,5 ppg a 1,0 ppg, além do valor de 9,4 ppg como pior cenário para pressão de poros para o reservatório N560, a intensidade do *kick* a ser utilizada no critério de tolerância estaria entre 0,4 ppg e 0,9 ppg, o que faria com que o resultado de tolerância ao *kick* estivesse entre 22 bbl e 0 bbl.

Novamente, se a Chevron tivesse utilizado estes dados, o resultado do critério de tolerância ao *kick* indicaria a necessidade de alteração da profundidade de assentamento desta sapata, do número de fases ou de adoção de outras medidas para tornar os riscos toleráveis.

O fato de ter ignorado os dados dos poços de correlação, associado ao erro na classificação do poço quanto às incertezas da pressão de poros, conduziram a um critério de tolerância ao *kick* absolutamente inaceitável para este projeto, dando causa ao acidente.

5. Conclusões

A partir das análises contidas no presente documento, a equipe de investigação do acidente do poço 9-FR-50DP-RJS, ocorrido em 07/11/2011, no Campo de Frade, conclui que:

- **A Chevron não foi capaz de interpretar corretamente a geologia e a fluidodinâmica local**, apesar de já haver 62 poços perfurados no Campo de Frade. Com isso, deu causa ao *kick*, evento iniciador que culminou com a exsudação do óleo para o mar;
- O erro de interpretação da geologia e da fluidodinâmica do reservatório por parte da Chevron, principalmente no que se refere aos efeitos da injeção de água por ela realizada no Campo de Frade, levou a uma estimativa incorreta no modelo de pressão do reservatório N560 na região onde ocorreu o *kick*. A pressão equivocadamente prevista pela empresa era de 3.700 psi (9,4 ppg), conquanto, segundo os cálculos da ANP, situava-se entre 4.003 psi (10,16 ppg) e 4.176 psi (10,6 ppg);
- **A própria Chevron elevou artificialmente a pressão do trecho do reservatório N560 onde houve o *kick* para patamares entre 4.003 psi e 4.176 psi, através do poço injetor 8-FR-29D-RJS, criando assim as condições para que o acidente se concretizasse;**
- A Chevron desconsiderou, na elaboração do projeto do poço 9-FR-50DP-RJS, os dados de teste do poço 4-TXCO-2D-RJS, perfurado em 15/05/2001, que indicavam um LOT (*Leak Off Test*) de 10,3 ppg, bem como os FITs (*Formation Integrity Tests*) dos revestimentos de superfície dos poços 7-FR-2HP-RJS e 7-FR-21HP-RJS, perfurados em 2008 e 2009, que indicavam 10,19 ppg e 10,1 ppg, respectivamente. A estimativa de gradiente de pressão na formação que

fraturou, dando início ao *underground blowout*, apontou para um valor de 10,23 ppg, conforme item 3.1.1, indicando que estes dados de poços de correlação jamais poderiam ter sido desconsiderados;

- **Se a Chevron tivesse utilizado os dados disponíveis de poços de correlação, o projeto que foi utilizado para o poço 9-FR-50DP-RJS teria se mostrado inviável.** Necessariamente, uma maior profundidade de assentamento da sapata, o aumento do número de fases e/ou outras medidas para tornar os riscos aceitáveis deveriam ter sido adotadas para que o projeto passasse pelo processo de aceitação;
- O fato de o poço 9-FR-50DP-RJS ser piloto e especial, de caráter investigativo, ser o mais próximo do poço injetor após o início da injeção de água e os resultados da simulação do reservatório, executada previamente à perfuração, terem apontado para uma sobrepressurização artificial nesse trecho, deveriam ter sido elementos suficientes para que a Chevron considerasse o poço como um projeto de avaliação (*appraisal projects*). Dessa forma, os valores de incerteza da pressão dos poros a serem utilizados no critério de tolerância ao *kick* deveriam estar entre 0,5 ppg e 1 ppg. A Chevron utilizou, para cálculo de tolerância ao *kick*, uma incerteza de pressão de poros de 0,3 ppg, aplicável somente a poços de um projeto de desenvolvimento, em que os riscos de um *kick* por sobrepressão do reservatório são reduzidos;
- **Se a Chevron tivesse utilizado dados de incerteza da pressão dos poros compatíveis com um projeto de avaliação,** caso do poço 9-FR-50DP-RJS, classificado pela própria empresa como “especial”, **o resultado do critério de tolerância ao *kick* indicaria a necessidade de alteração da profundidade de assentamento desta sapata, do número de fases ou a adoção de outras medidas para tornar os riscos aceitáveis;**

- **A Chevron não efetuou a gestão da mudança do projeto de poço**, quando foi detectado que o topo do último tampão de cimento do abandono do poço 9-FR-46DP-RJS ficou 175 m abaixo do previsto. Dessa forma, a região logo abaixo da sapata de 13 3/8", onde seria efetuado o ganho de ângulo (KOP – *Kick Off Point*) do primeiro *sidetrack*, ficou sem cimento. As regiões imediatamente abaixo da sapata são, geralmente, as mais frágeis durante a perfuração. **A continuação da operação sem a realização de um processo de gestão de mudanças (MOC) evidencia a baixa percepção de riscos da empresa e o não atendimento da regulamentação da ANP, além de ferir as boas práticas da indústria do petróleo.**
- **Houve exsudação do óleo até a superfície do mar porque o ponto de fratura do poço ocorreu a cerca de 700 metros do leito marinho.** A literatura internacional reconhece que é muito provável que as formações fraturem até a superfície quando o *underground blowout* ocorre em região de até 3.000 pés (914 metros) abaixo do leito marinho, uma vez que as formações geológicas mais rasas são muito recentes. Portanto, **o assentamento da última sapata a apenas 600 m do leito marinho, caso do poço 9-FR-50DP-RJS, e a consequente exposição das formações entre 600 m e 914 m, aumentaram os riscos de exsudação de óleo até a superfície do mar;**
- *O kick e o blowout* não foram controlados em virtude da técnica de *bullheading*, aplicada pela Chevron na tentativa de matar o poço, ser claramente inadequada para a situação operacional que se apresentava, pois o poço estava com a sapata assentada a apenas 600 m do leito marinho, a seção de poço aberto era excessivamente longa (1.450 m), a coluna estava tomada de fluido do reservatório (o fluxo do reservatório para o poço já durava mais de 24 horas), o ponto de fratura da formação era desconhecido pela Chevron e foi utilizada uma lama com densidade abaixo do gradiente de pressão do reservatório N560;



- A Chevron levou dois dias para perceber que estava em uma situação de *underground blowout*. Os indícios de pressões de fechamento atípicas (a pressão de fechamento da coluna de perfuração era maior do que a pressão de fechamento do anular), a ocorrência de perdas de circulação severas durante as tentativas de circulação pelo método do sondador e o fato de a Petrobras ter identificado, em 8/11/2011, uma mancha órfã entre as concessões de Frade e Roncador constituem elementos suficientes para que a Chevron identificasse o *underground blowout*;
- A Chevron somente identificou a ocorrência do *underground blowout* em 09/11/2011, quando a exsudação foi visualizada pelo ROV. Com isso, os especialistas da Wild Well Control Inc.(WWCI) foram contatados apenas em 10/11/2011. O *underground blowout* deve ser tratado como nível 3 de resposta, requerendo consulta e mobilização imediata da WWCI pela Chevron;
- A Chevron levou 6 (seis) dias para matar o poço, o que aumentou o tempo de vazamento e, conseqüentemente, o volume exsudado; e
- Na perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, iniciada no dia 06/11/2011, a Chevron deixou de executar uma análise de riscos em conformidade com a regulamentação brasileira e ignorou seus próprios procedimentos de gestão de riscos (*Risk and Uncertainty Management Standard* e *Single Well CPDEP Roadmap*). **Ao não ter avaliado adequadamente os riscos do projeto, a Chevron deixou de contemplar as especificidades da perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, evidenciando deficiências na cultura de segurança, falhas na condução das operações e a acentuada debilidade na gestão de riscos por parte da empresa neste projeto.**

Dessa forma, não restam dúvidas de que, se a Chevron tivesse gerido corretamente as incertezas da geologia (trabalhado com margem de segurança), considerando os dados



dos poços de correlação (4-TXCO-2D-RJS, 7-FR-2HP-RJS e 7-FR-21HP-RJS) e utilizando a faixa de incerteza da pressão de poros correta para um projeto de avaliação (*appraisal project*), quando da avaliação da profundidade de assentamento da sapata pelo critério de tolerância ao *kick*, o acidente poderia ter sido evitado.

Ademais, ocorreram falhas na gestão dos riscos e das incertezas associadas às operações, ao projeto do poço 9-FR-50DP-RJS, à geologia e fluidodinâmica da região a ser perfurada, que era muito próxima ao injetor 8-FR-29D-RJS. Caso a empresa tivesse operado conforme a regulamentação, priorizando a segurança das operações, procedimentos preventivos básicos, tais como: (i) a descida de um revestimento até formações mais consolidadas; (ii) a suspensão da injeção de água até que a pressão da região a ser atingida pelo poço a ser perfurado estivesse em níveis aceitáveis; ou até mesmo (iii) a reavaliação do trajeto do poço, de forma a projetar a passagem pelo reservatório N560 em posição mais segura do ponto de vista da distribuição de pressões, poderiam ter impedido qualquer ocorrência que lesasse o meio ambiente ou que colocasse em risco a segurança dos trabalhadores.

Por fim, caso a Chevron tivesse identificado de imediato que estava em uma situação de *underground blowout* e dado início aos procedimentos para execução do *dynamic kill*, claramente indicado para o cenário que se apresentava, a mobilização dos recursos e dos especialistas poderia ter ocorrido mais rapidamente, minimizando o volume que acabou por vaziar para o mar.