

# **Sumário Executivo do Relatório de Investigação do Incidente de Exsudação e Subsidência Ocorrida no Campo de Frade**



**Superintendência de Segurança Operacional e  
Meio Ambiente (SSM)**

JULHO/2016



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

**Diretora Geral**

Magda Maria de Regina Chambriard

**Diretores**

Aurélio Cesar Nogueira Amaral

José Gutman

Waldyr Martins Barroso

**Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente**

Marcelo Mafra Borges de Macedo

**Superintendente adjunto de Segurança Operacional e Meio Ambiente**

Carlos Agenor Onofre Cabral

**Equipe de Investigação de Incidentes**

Luciano da Silva Pinto Teixeira – Investigador Líder

Alhan José dos Santos

Beatriz de Rezende Alves

Vitor José Campos Bourbon

## **1. Sumário Executivo**

Este documento refere-se ao incidente de subsidência e exsudação de óleo ocorrido no campo de Frade e identificado em março de 2012. O campo, operado pela Chevron, está localizado a 108 km da costa, na bacia de Campos, onde a lâmina d'água fica em torno de 1.000 metros de profundidade. Em termos médios, em 2011 sua produção diária era pouco superior a 70 mil barris de óleo e 800 mil metros cúbicos de gás, oriundos de um conjunto de reservatórios isolados entre si.

Em 4 de março de 2012 foram observadas manchas de óleo no campo de Frade, cuja origem foi identificada como exsudação através de uma subsidência de 1.110 metros de comprimento, chegando a 80 cm de desnivelamento do leito oceânico. Embora o temor inicial tivesse recaído na possibilidade desta exsudação ser uma continuação ou consequência do acidente ocorrido em novembro de 2011 no mesmo campo (Área 1), os dados coletados e estudos realizados indicaram que não houve qualquer correlação entre os dois incidentes.

Pelas análises apresentadas pela Chevron, identificou-se que o óleo exsudado, originava-se do reservatório N570U e alcançava o leito marinho por meio de uma anomalia vertical com início no topo do reservatório, na posição onde está localizado o canhoneado<sup>1</sup> do poço injetor 9-FR-45D-RJS.

Após o incidente da Área 2, a Chevron encaminhou à ANP a solicitação de interrupção da produção do Campo de Frade, que deferiu o pleito em 16 de março de 2012, até que houvesse um melhor entendimento sobre a correlação entre os incidentes ocorridos no Campo de Frade.

Em 20 de março de 2012 foi criado o Comitê de Avaliação, constituído pela ANP, Ministério de Minas e Energia, Chevron, Petrobras e Frade do Brasil. Este Comitê teve sua última reunião em 29 de agosto de 2012. Diversas demandas de ordem técnica foram realizadas neste período, dentre estas, destacam-se o levantamento sísmico multi-azimute 4D (MAZ 4D), levantamento sísmico 3D com nódulo de fundo de mar (OBN 3D), dados de perfilagem petrofísica e de testemunho dos poços geotécnicos, cujas conclusões somente puderam ser apresentadas pela Chevron em junho de 2015, portanto, alguns anos após a ocorrência do incidente, dada a complexidade de tais atividades. Após o recebimento destes últimos dados demandados pelo Comitê de Avaliação, foi constituída equipe de investigação do incidente da Área 2 por parte da ANP.

As evidências apontam para o fato de que a operadora alterou o ponto de injeção previsto em projeto, em função das condições do reservatório, de modo a otimizar a injeção de água. Nesta mudança colocou-se o *packer*<sup>2</sup> na profundidade próxima ao topo do reservatório e os canhoneados estão localizados à apenas 22,3 metros abaixo do topo do reservatório.

---

<sup>1</sup> Perfurações laterais ao poço que avançam alguns metros na rocha e aumentam a eficiência de injeção.

<sup>2</sup> Equipamento destinado a criar isolamento entre a região pressurizada pela injeção e o restante do poço.

Com esta alteração do projeto do poço e com um gradiente de pressão de injeção em torno de 13,5ppg em uma região do reservatório que apresentou indícios de comportamento não isotrópico (motivação para a troca da profundidade do canhoneado), a sobrepressão alcançou o gradiente de fratura da rocha selante. Portanto, houve a ruptura da rocha, seja por ausência de transmissão de pressão para as demais áreas do reservatório, seja por falha da estrutura do poço logo abaixo do *packer*. Neste contexto, foi utilizada pressão de injeção excessiva em região próxima da rocha selante.

Uma vez que a pressão de injeção ultrapassou gradiente de fratura da rocha selante (estimado em 11,0ppg), o seu rompimento foi inevitável. Com a continuidade da injeção, o fraturamento se propagou no sentido de menor resistência da rocha selante, abrindo uma anomalia vertical até a superfície, erodindo e trazendo sedimentos para o leito marinho. Através desta fratura, a água de injeção migrou carreando pouca quantidade de óleo, impossibilitando sua pronta detecção.

O início da injeção no reservatório N570U ocorreu em agosto de 2011. Porém, o momento exato da fratura não pôde ser determinado com clareza, mas trabalha-se com as hipóteses não excludentes de: (i) zona de injeção isolada do restante do reservatório; (ii) falha no revestimento abaixo do *packer*; e (iii) pressão de injeção excessiva.

Com a interrupção da operação de injeção em 21 de novembro de 2011, aos poucos a água injetada remanescente foi sendo drenada do reservatório e sua pressão foi retornando ao valor original, fato que ocorreu em 20 de fevereiro de 2012. Durante o período de despressurização do reservatório, mas antes do fechamento da fratura, ocorreu a migração de pequena quantidade de óleo para as formações mais superficiais. Este volume alcançou a superfície do mar por volta de 4 de março de 2012, 14 dias após a data definida como retorno do reservatório à pressão original. O volume total contabilizado exsudado de óleo até a presente data é de aproximadamente 6m<sup>3</sup>.

Observa-se que a exsudação pode ter se iniciado antes, em quantidades menores que não vieram para a superfície ou cujas manchas não foram identificadas. Reforça neste cenário o fato de que as primeiras imagens obtidas através de ROV são de vulcões com predomínio de água e com um volume secundário de óleo que variava de acordo com a posição na fenda, concentrando-se numa área de cerca de 20m<sup>2</sup> na região central da anomalia.

Por serem incidentes ocorridos em datas próximas, verificou-se falhas comuns da gestão de segurança operacional da Chevron que possibilitaram a ocorrência dos incidentes das Áreas 1 e 2. Tais deficiências relacionam-se a gestão de mudanças durante as fases de projeto e construção dos poços injetores, da ausência de análise de riscos e da reduzida percepção de riscos por parte da operadora.

Foram identificadas três causas raiz e três fatores causais para este incidente que levaram ao fraturamento da rocha selante e conseqüentemente a ocorrência da subsidência e da exsudação, a saber: Causa raiz 01- ausência de gestão de mudanças; Causa raiz 02 - inexistência de análise de riscos no tratamento da profundidade do canhoneado, de valores de pressão de injeção nas proximidades da rocha selante; e Causa raiz 03 - baixa percepção de riscos. Fator causal 01 – local de injeção; Fator



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

**Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM**

causal 02 – falha do revestimento; e Fator causal 03 – pressão de injeção excessiva. Os detalhes da investigação, assim como, as causas raiz, fatores causais e recomendações apontados pela ANP podem ser verificados no Relatório de Investigação do Incidente da Área 2, disponibilizado na página da ANP na internet.

Observa-se que normas reconhecidas internacionalmente como a NORSOK D-010 (Rev.4) corroboram tais afirmações quando destacam que operações de injeção acima da pressão de reservatório devem ter cuidados extras quanto à integridade do selo. Tal precaução não foi evidenciada pela Chevron durante a operação de injeção do poço 9-FR-45D-RJS.

A resolução ANP nº 43/2007 prevê que o operador é responsável pela integridade das estruturas envolvidas na exploração e produção de petróleo e gás natural, tendo em vista a manutenção da adequada gestão da segurança operacional, que inclui a gestão de mudanças e análise de riscos, dentro de um aceitável grau de percepção de riscos. Acrescenta-se ainda que as três falhas causadoras do incidente aqui investigado já haviam sido apontadas no incidente de *underground blowout*<sup>3</sup> ocorrido no poço 9-FR-50DP-RJS em novembro de 2011, na Área 1.

A filosofia da injeção de fluidos no Campo de Frade deve ser revista em função da mesma ter sido o evento iniciador do incidente. O retorno da injeção no Campo de Frade deverá ser efetuado com extrema cautela, evitando-se pressões elevadas de injeção e pressurização dos trechos do reservatório, onde ocorreu o incidente, cujo selo apresenta-se fragilizado. Dessa forma, evitando a reabertura da fratura e, conseqüentemente, a ocorrência de nova exsudação de óleo no leito marinho.

Como consequência natural do processo de investigação e com a conclusão do relatório do incidente da Área 2 de Frade, será encaminhado à Chevron o respectivo documento de fiscalização, contendo as infrações relacionadas ao incidente. A empresa terá amplo direito de defesa e do contraditório antes da formulação da decisão de 1ª instância, para a qual ainda caberá recurso à Diretoria Colegiada da ANP.

---

<sup>3</sup> Fluxo não controlado de fluidos do poço para uma formação por este perpassada.