

**RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO
DE INCIDENTE
EXSUDAÇÃO E SUBSIDÊNCIA OCORRIDA NO
CAMPO DE FRADE**



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

**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



Sumário

1. Sumário Executivo.....	4
2. Introdução.....	8
2.1. Características e histórico do Campo de Frade	8
2.2. FPSO Frade.....	14
2.3. Poço Injetor 9-FR-45D-RJS.....	17
3. O Incidente	18
3.1. Histórico dos Acontecimentos.....	18
3.2. Consequências do Incidente.....	23
4. Investigação conduzida pela ANP.	25
5. Análise de hipóteses.....	26
5.1. Origem do óleo.....	27
5.2. Barreiras que falharam.....	29
6. Fatores causais e causas raiz do acidente	330
7. Conclusão.....	348



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 canhoneado¹ 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.

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



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

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*² na profundidade próxima ao topo do reservatório e os canhoneados estão localizados à apenas 22,3 metros abaixo do topo do reservatório.

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 6m³.

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

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



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

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 20m² na região central da anomalia.

Por serem incidentes ocorridos em datas próximas, verificaram-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 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 estabelece a responsabilidade do operador 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*³ ocorrido no poço 9-FR-50DP-RJS em novembro de 2011, na Área 1.

³ Fluxo não controlado de fluidos do poço para uma formação por este perpassada.



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

A filosofia da injeção de fluidos no Campo de Frade deve ser revista em função de a 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.

2. Introdução

2.1. Características e Histórico do Campo de Frade

O Campo de Frade está localizado na porção noroeste da bacia de Campos, a 108 km da costa, em lâmina d'água que varia de 700 a 1500 m, em uma região onde o movimento do sal cria trapas estruturais na seção pós-sal sobrejacente. Janelas na camada de sal e nos falhamentos proporcionam caminhos para o petróleo do pré-sal migrar para as trapas mais rasas. Areias turbidíticas de idade Terciária formam os reservatórios do Campo de Frade.

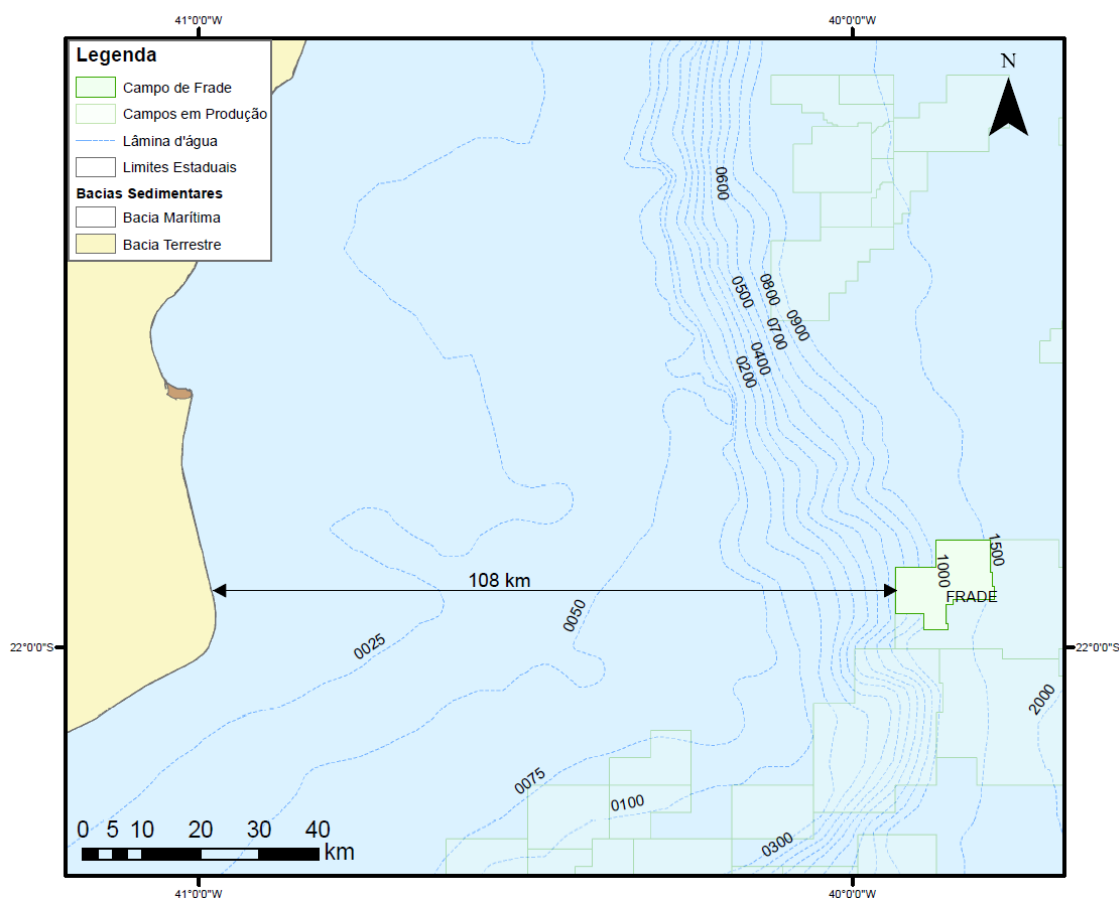


Figura 1: Localização do Campo de Frade.

2.1.1. Análise Estratigráfica e Ambiente Depositional do Campo

Os reservatórios do Campo de Frade foram depositados como areias de canais turbidíticos em um ambiente deposicional de *canyon* de talude perto da paleo-encosta (Figura 2). Embora o ambiente deposicional seja caracterizado pelo *bypass* de sedimentos, os reservatórios do Campo de Frade demonstram um elevado grau de amalgamamento, resultando em razoável conectividade lateral e vertical. Uma representação generalizada de um complexo de reservatórios de *canyon* de talude do Campo de Frade está mostrada abaixo na Figura 3.

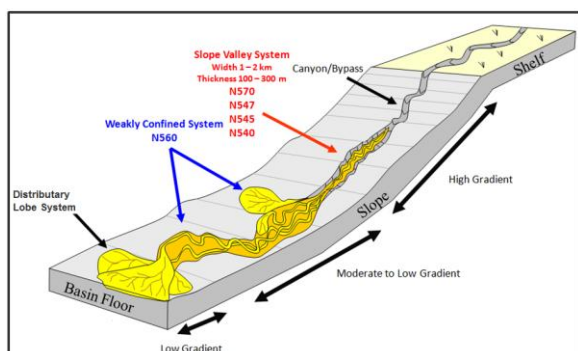


Figura 2: Diagrama conceitual de um sistema de *Canyon* de Talude

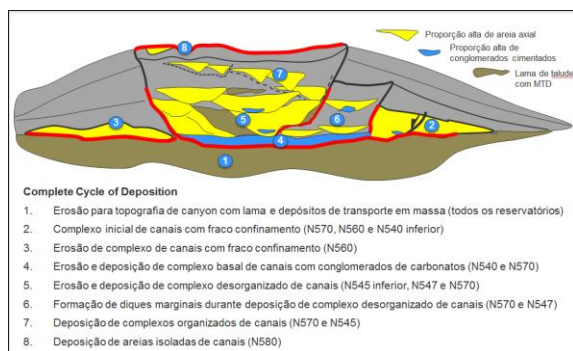


Figura 3: Ilustração generalizada do complexo de reservatório de *canyon* de talude no Campo de Frade

O Campo de Frade é formado por três complexos principais de reservatórios que variam em idade do Mioceno Inferior (N580/N570, N560, N547 e N545 superior) até o Oligoceno (N545 inferior e N540), como mostrado na Figura 4. Para fins de conveniência, o complexo de reservatórios N580/N570 é referido simplesmente como reservatório N570 (que tem a maior parte dos recursos no local) e o complexo de reservatórios diacrônicos N547/N545/N540 é denominado simplesmente N54X.

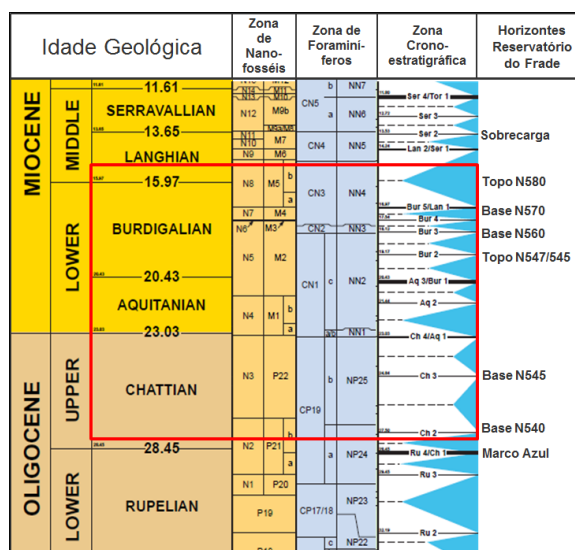


Figura 4: Estrutura cronostratigráfica do Campo de Frade

A convenção de nomenclatura para os reservatórios do Campo de Frade inclui o zoneamento cronostratigráfico (por exemplo, N560) e uma letra para indicar se um reservatório está no bloco de falha superior (U) ou no bloco de falha inferior (D).

2.1.2. Análise Estrutural do Campo

O Campo de Frade é uma anticlinal de fechamento de quatro lados sotoposto a um domo de sal linear de orientação noroeste-sudeste. Uma zona de falha extensional induzida pelo movimento do sal se sobrepõe paralelamente à crista do sal subjacente como mostra a Figura 5.

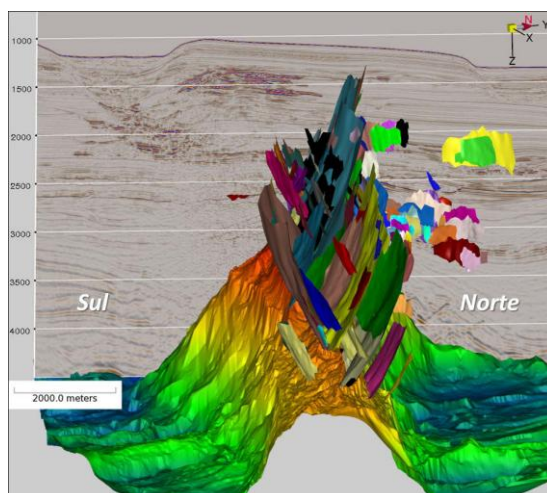


Figura 5: Vista tridimensional do sudeste do Campo de Frade mostrando o núcleo de sal e as falhas associadas

O campo é dividido em blocos de falha superior e inferior pelo sistema de falhas normais com mergulho predominante para o sudoeste (Figura 6). Embora existam muitas pequenas falhas sintéticas e antitéticas na estrutura, tais falhas não deslocam suficientemente os reservatórios do Campo de Frade de tal modo a causar a compartimentação. O bloco de falha superior está estruturalmente dividido em três regiões delimitadas por falhas sintéticas com fechamento lateral e vertical. O reservatório N560D só está presente no bloco de falha inferior e não está comunicado hidraulicamente com nenhum reservatório superior. Os reservatórios N54X constituem acumulações hidraulicamente isoladas.

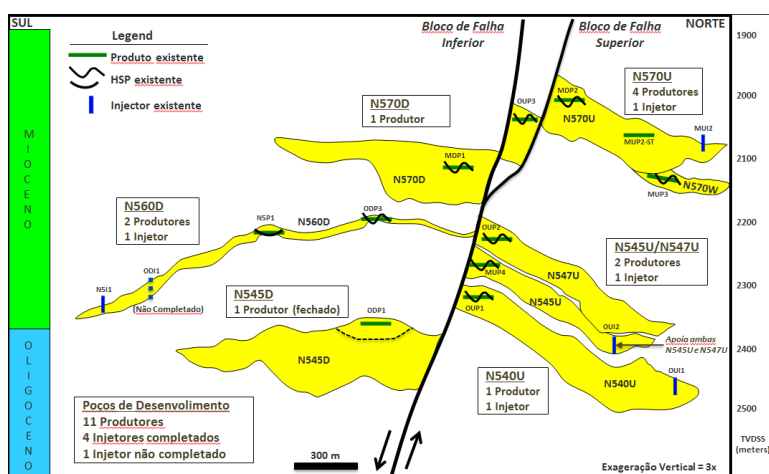


Figura 6: Seção esquemática do Campo de Frade

A zona de falha principal que delinea os blocos superior e inferior se estende até cerca de 100 m do assoalho marinho, indicando movimento estrutural recente. Os dados sísmicos indicam que o falhamento principal da estrutura do Campo de Frade ocorreu principalmente entre o tempo Messiniano (6 Ma) e o Serravalliano (12,5 Ma), conforme evidenciado pelo espessamento da seção no lado inferior da zona de falha principal (Figura 7).

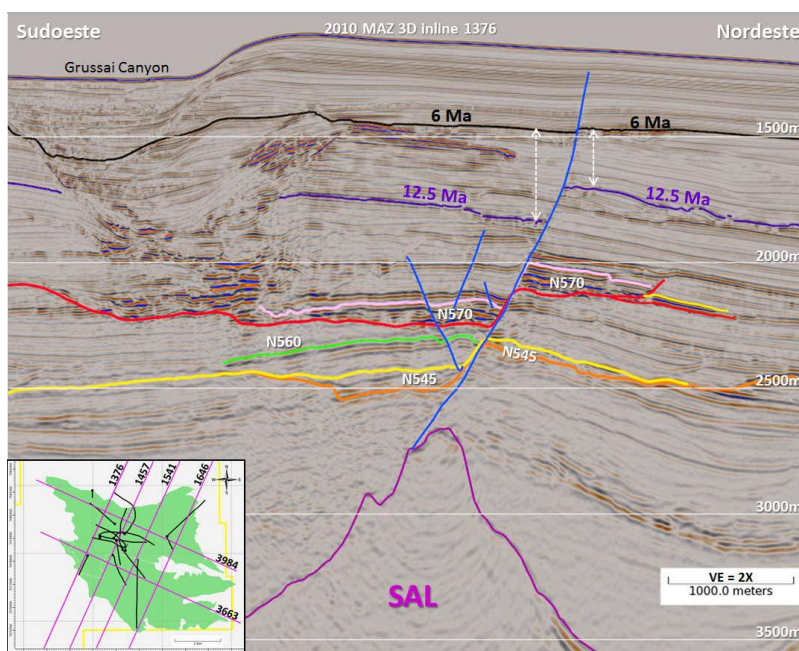


Figura 7: Seção sísmica 3D mostrando o falhamento pós-deposicional, com idade estimada entre 6 e 12.5 Ma.

2.1.3. Sistema Petrolífero da Área

Rochas Geradoras:

A Formação Lagoa Feia (folhelhos Buracica/Jiquia) é reconhecida como a rocha geradora primária na Bacia de Campos. O teor de Carbono Orgânico Total (TOC) atingiu um máximo de 5,0%. O rendimento potencial de hidrocarbonetos varia entre 7 e 50 kg de hidrocarbonetos por tonelada de rocha. Predomina o querogênio Tipo II.

Geração:

Os sedimentos da Formação Lagoa Feia atingiram a janela de geração de óleo no Eoceno e ainda permanecem dentro desta zona.

Migração e acumulação:

As rochas geradoras são separadas dos reservatórios do Terciário por uma camada de sal. A migração do óleo da rocha geradora para os reservatórios ocorre por meio do afinamento da camada de sal e/ou ao longo de falhas (Figura 8). O Campo de Frade está localizado em um alto de sal proeminente que

cria uma grande área de acumulação. Dois possíveis caminhos de migração do óleo para os reservatórios do Campo de Frade são: (1) ao longo das falhas principais; e (2) através de areias do Cretáceo para o Oeste.

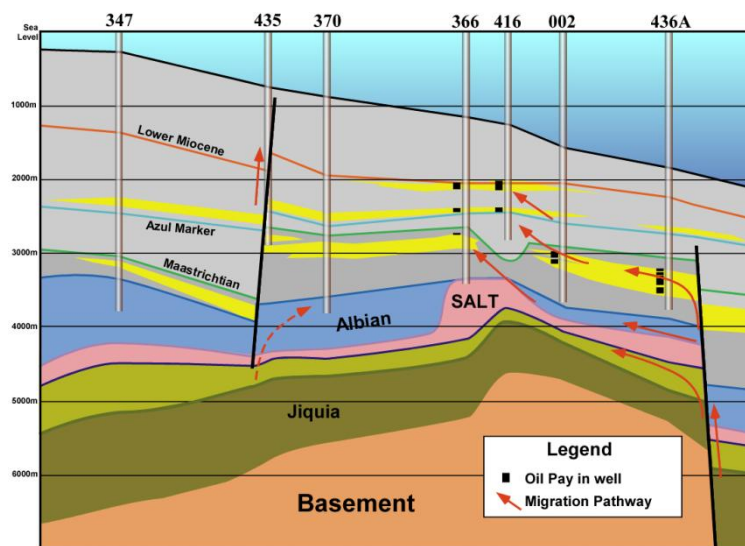


Figura 8: Migração de Hidrocarbonetos na área do Campo de Frade

2.1.4. Características do Óleo:

Os óleos do Campo de Frade são biodegradados na faixa de 16-23,9 graus API, têm viscosidade moderada (4,1-27,7 cP) e RGO na faixa de 40-88 m³/m³.

O Campo de Frade consiste de três reservatórios principais (Mioceno N570, Mioceno N560 e Oligo-Mioceno N540-N545-N547) com diferentes propriedades de óleo.

2.1.5. Características do Reservatório N570

O reservatório N570 está estruturalmente separado em dois grandes compartimentos pelo sistema de falha principal do campo: o reservatório N570D inferior e o reservatório N570U superior (vide Figura 2).

O reservatório N570 é composto por depósitos de areias turbidíticas canalizadas e fácies argilosas não-reservatório em um sistema de *canyon* de talude. A base do *canyon* de talude é marcada



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

por significativa erosão e deposição de uma unidade amalgamada, composta por arenitos intercalados e conglomerados cimentados contendo bioclastos.

O reservatório superior N570U tem um contato óleo-água (OWC) confirmado por dados de perfilagem a uma profundidade de -2.232 m. O reservatório inferior N570D tem contato óleo/água confirmado a -2.212 m.

A qualidade do reservatório N570U é muito boa, com uma média de razão de espessura efetiva para espessura total (NTG) de 49%, porosidade média de 31% e permeabilidade média de 1.177 mD. A qualidade de reservatório melhora ligeiramente no reservatório N570D, que tem uma NTG média de 61%, PHIT média de 31% e permeabilidade média de 1.552 mD.

2.2. FPSO Frade

O FPSO Frade é uma unidade flutuante de produção, processamento, armazenagem e transferência (*Floating Production, Storage and Offloading*) de petróleo, operada pela Chevron Brasil Upstream Frade Ltda. (“Chevron”) no Campo de Frade, sob concessão da própria Chevron. Localiza-se no perímetro noroeste do sistema submarino da concessão. A profundidade média da lâmina d’água no local é de aproximadamente 1.080m, variando entre 700m e 1.500m dentro do Campo de Frade.

O FPSO é um navio de classe (VLCC) em inglês, *Very Large Crude Carrier*, com capacidade de estocagem de 1,5 milhões de barris, capacidade de processamento de 150.000 barris de óleo por dia e 130.000 barris de água produzida por dia, capacidade compressão de gás diária de 106 MMCF e capacidade de injeção de água de 150.000 barris por dia.

Nas instalações de *topsides*, os fluidos dos poços produzidos por *gas lift* são recebidos através de risers individuais de poço que passam por um *turret* conectado à FPSO. Um tanque separador para testes é utilizado para que poços individuais sejam testados. Os fluidos dos poços individuais são desviados para instalações de produção ou de testes por meio de *manifolds* específicos. Os fluidos produzidos dos poços são pré-aquecidos para reduzir sua viscosidade e melhorar a separação gás-líquido.

O petróleo do Campo de Frade requer dessalinização para cumprir com as especificações sobre salinidade máxima do petróleo para exportação, por meio da diluição com água doce gerada pela estação de tratamento de água do mar bem como de um processo de desidratação. A separação

petróleo/água consiste de um processo bifásico de tratamento de desidratação e dessalinização onde a água e o óleo cru recuperam o calor gasto no processo através da troca da água do desidratador pelos fluidos a montante do separador de produção e de um permutador de óleo.

A produção de óleo média no FPSO Frade era de 71.482,95 barris de óleo por dia (bbl/d) e de 850,66 mil metros cúbicos por dia (Mm³/d). Nos dois primeiros meses de 2012, anteriores ao incidente na Área 2 de Frade, a média de produção diária da concessão era de 59.636,92bbl/d de óleo e 778,42Mm³/d de gás natural associado. Nesse período, a razão gás-óleo média era de 82,09m³/m³ e o BSW (*basic sediment and water*) era de 4,26%. A Figura 9 apresenta o mapa dos poços do campo de Frade.

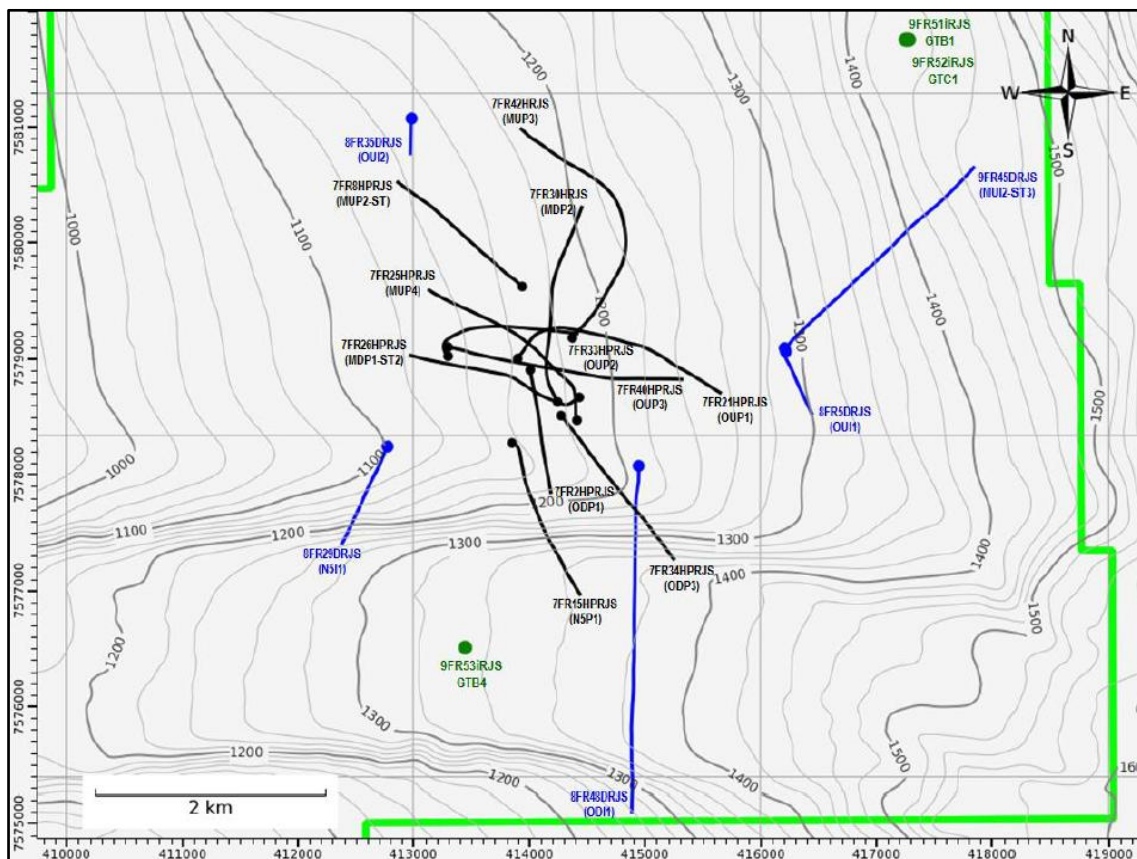


Figura 9: Mapa dos Poços de Desenvolvimento e os Poços Geotécnicos do Campo de Frade (*datum* SIRGAS 2000)



2.2.1. Tratamento de Água Produzida

Conforme informado na Documentação de Segurança Operacional (DSO) da unidade, em meados de 2011, a água produzida era direcionada para hidrociclones⁴ e depois para a célula de flutuação de óleo onde era desgaseificada e tratada, sendo bombeada para o sistema de injeção de água pelas bombas auxiliares de água produzida. O resquício de óleo seguia para o dreno fechado enquanto a água fora de especificação era enviada para tanque próprio e de lá reprocessada através do separador da produção. Atualmente, o descarte final da água é feito no mar, seguindo a legislação ambiental específica.

O tanque de estocagem de petróleo e água produzida fora de especificação (*off-spec*), localizado no FPSO Frade, possui aproximadamente 15.900 m³ de capacidade. Caso o processo de tratamento da água produzida não atinja a especificação esperada, o descarte a partir da bomba recicladora de água produzida é desviado para o tanque *off-spec* e onde poderá ser reprocessado por meio do separador de produção.

A água oleosa proveniente dos hidrociclones e o material colhido na célula de flutuação são direcionados através de um sistema de drenagem isolado para reprocessamento no separador de produção. No FPSO Frade, em 2011, a água de injeção era a própria água produzida misturada com água salgada tratada. Em caso de queda na água produzida, a água salgada entrava no sistema enquanto o vaso de injeção de água mantinha a pressão constante para as bombas de injeção, impedindo qualquer oscilação no fluxo de água produzida.

A injeção de água é necessária para manter as pressões do reservatório e assegurar o aproveitamento máximo do mesmo.

A água salgada captada é filtrada, desoxigenada e tratada com biocida e sequestrante de oxigênio, a fim de evitar a geração de um ambiente acidificado, corrosão e crescimento de bactérias. Filtros “grossos” são empregados para retirar partículas sólidas maiores que 50 microns e um sistema

⁴ Um hidrociclone contém conjuntos de revestimentos, que cria uma ação circular em alta velocidade, estabelecendo grande força centrípeta, fazendo com que a água mais densa mova-se para as extremidades enquanto que o óleo menos denso forma um núcleo no centro. A água limpa sai de uma das extremidades do hidrociclone, enquanto que uma pressão traseira aplicada sobre a saída de água força a água oleosa a reverter o fluxo e sair pela outra extremidade do equipamento, pelo orifício de rejeição.

de retrolavagem promove a limpeza periodicamente destes filtros através do controle de um temporizador automático.

2.3. Poço Injetor 9-FR-45D-RJS

O poço 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3) foi perfurado a partir do poço piloto 8-FR-28D-RJS (MUI2), o qual serviu como base para outros dois poços – 8FR28DARJS (MUI2-ST1) e 9FR44DRJS (MUI2-ST2), teve profundidade medida equivalente a 4.225,00m (MD) e profundidade final em cota de -2.198,80m (TVD).

A perfuração teve início em 04/05/2011 e término em 25/05/2011, em lâmina d'água de 1.288,60m. O poço tinha por objetivo injetar água para recuperação secundária do reservatório produtor N570U. O poço possui três fases: 36", até 1.365,0m (TVD); 17^{1/2}", 1.963,0m (TVD); e, 14^{1/4}", 2.219,0m (TVD). Os revestimentos são: 36", 1.365,0m (TVD); 13^{3/8}", 1.958,0m (TVD); e, 9^{5/8}", 2.347,3m (TVD). O poço foi concluído no dia 02/08/2011.

O poço identificou o topo do reservatório N570U em -2.200,2m (TVD) e a base em -2.290,6m (TVD), embora a previsão para topo e base indicassem -2.198,0m (TVD) e -2.285,0m (TVD), respectivamente (Figura 10).

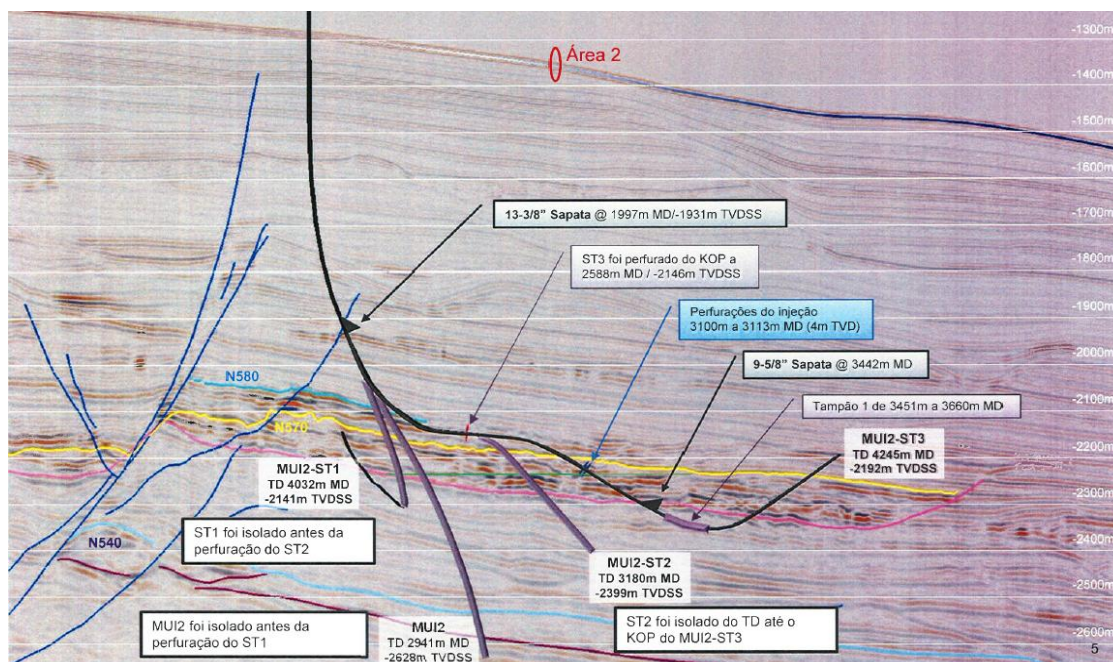


Figura 10: Perfil sísmico da região do poço 8-FR-28D-RJS e sidetracks, incluindo o 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3)



3. O Incidente

3.1. Histórico dos acontecimentos

No dia 07/11/2011, a Concessionária Chevron Brasil Upstream Frade Ltda. realizava 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, houve a ocorrência de um *kick*, sendo este o evento iniciador do primeiro incidente ocorrido no Campo de Frade. Este primeiro evento foi sucedido por um *underground blowout* (quando ocorre fluxo de fluidos da formação de uma zona para outra), que ocasionou a migração do fluido para uma formação fraturada, atingindo a superfície do leito marinho, causando a exsudação do petróleo para o mar.

No dia 04/03/2012, durante operação de sobrevoo realizado para monitoramento da exsudação ocasionada pelo primeiro incidente no Campo, a Concessionária constatou a presença de mancha de óleo na superfície do mar, em área distinta ao local do primeiro evento. O volume de óleo presente no mar foi estimado em 24 litros.

Entre os dias 04 e 08/03/2012, a Chevron realizou monitoramento das manchas de óleo e das direções de corrente marítimas, além de uma análise vetorial, visando estimar uma ou mais áreas do Campo que estariam originando as manchas. Os resultados dessa análise apontaram três potenciais áreas-fonte, denominadas pela Concessionária por malhas, e direcionou um programa de levantamento do leito marinho, por meio de ROV, a ser iniciado pela malha 1.

Entre os dias 09 e 12/03/2012, a Concessionária realizou levantamento do leito marinho por meio de ROV para a malha 1, não observando nenhuma condição anormal ou descargas de óleo, o que levou a uma reavaliação da análise vetorial em 12/03/2012. Esta nova análise concluiu pelo direcionamento da operação de levantamento do leito marinho para a malha 3.

Os levantamentos realizados por ROV, à zero hora dos dias 12 e 13, identificaram um conjunto de fraturas no leito marinho, com 824 metros de extensão, localizado entre as malhas 2 e 3, e com pontos de afloramento de óleo concentrados em uma região de 20m² desse sistema de fraturas. Tal sistema de fraturas encontra-se a 3 quilômetros, na direção leste-noroeste, da localização da cabeça do poço 9-FR-50DP-RJS.



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

A partir da descoberta desse novo sistema de fraturas, passaram a ser considerados dois eventos ocorridos no Campo de Frade, denominados: incidente da Área 1, ocorrido em novembro de 2011, e incidente da Área 2, ocorrido em março de 2012, sendo este o objeto do presente relatório.

Em 13/03/2012, quando a deformação superficial do leito marinho foi identificada, a Chevron comunicou o incidente da Área 2 do Campo de Frade à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e à Marinha do Brasil, por meio de correio eletrônico. Neste mesmo dia, a Concessionária instalou 5 pequenos tanques denominados SCCT⁵, sobre os 5 pontos de afloramento identificados, visando conter e coletar o volume de óleo exsudado.

O levantamento do leito marinho realizado continuamente por ROV, entre os dias 13 e 14/03/2012, permitiu o mapeamento do sistema de fraturas identificado na Área 2, bem como a varredura da malha 2, não sendo identificadas descargas de óleo adicionais.

A partir de 14/03/2012, não foram observadas novas manchas de óleo na superfície do mar na Área 2 do Campo de Frade, devido à instalação dos SCCT. Neste dia, foram coletadas amostras de óleo acumulado nos SCCT S6 e S7.

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 20/03/2012 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. Nesta mesma data, a Concessionária instalou um tanque denominado CCT sobre um ponto de afloramento, visando conter e coletar o volume de óleo exsudado, funcionando como uma central de recebimento dos volumes de óleo coletados pelos outros SCCT instalados nos demais pontos existentes na Área 2.

A Concessionária apresentou estudo geoquímico das amostras de óleo coletadas das exsudações da Área 2 do Campo de Frade, em 14 e 20/03/2012. Os resultados desse estudo indicaram

⁵ O sistema de coleta e contenção submarino instalado na Área 2 é similar ao sistema de coleta e contenção utilizado na Área 1, compostos por tanques de coleta e contenção pequenos, os SCCT, e maiores, os CCT.

que o óleo exsudado durante este incidente apresentava características altamente semelhantes ao óleo presente no reservatório N570, mesmo apresentando condições mais degradadas, sendo necessárias análises complementares para confirmar esta informação. Além disso, constatou-se que as amostras de óleo não estavam contaminadas por fluido de perfuração, indicando que as exsudações deste incidente não estavam relacionadas ao incidente da Área 1 do Campo de Frade.

Entre os dias 26/03/2012 e 09/04/2012, foram realizados levantamentos de alta resolução da seção de leito marinho e do subsolo raso do Campo de Frade, através de Veículo Submarino Autônomo (AUV), incluindo levantamento 2D e dois microlevantamentos em 3D. Os dados desses últimos levantamentos foram usados para mapear a extensão da deformação da superfície do leito marinho encontrada na Área 2, demonstrada pela Figura 11. Concluiu-se que a subsidência formada possuía 1100 metros de comprimento, 80 metros de largura e até 1 metro de provisão vertical.

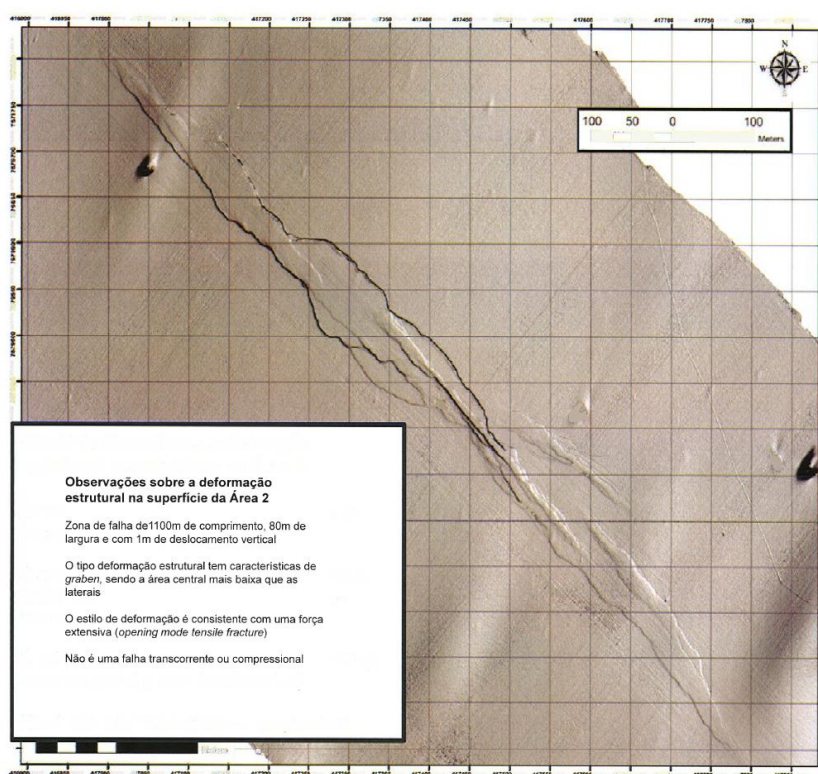


Figura 11: Deformação da superfície do leito marinho observada por ROV na Área 2 do Campo de Frade⁶.

⁶Imagem extraída da fl. 793 do Volume IV do Processo Administrativo nº 48610.004597/2012-51, de 17/04/2015, enviada pela Chevron, por meio da Carta FRA-INC-508/2012, de 31/10/2012.



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

Nos dias 15 e 20/04/2012, a Chevron coletou amostras de óleo acumulado nos SCCT instalados em 2 pontos (J3 e J4) de afloramento do leito marinho da Área 2 do Campo de Frade.

Em 01/05/2012, o Consórcio de Frade recebeu novos dados sísmicos em 3D, adquiridos poucas semanas após o incidente da Área 2, que indicaram uma anomalia sísmica que se estendia da deformação da superfície do leito marinho até o topo do reservatório N570 *Upthrown* (N570U). Esta anomalia não havia sido indicada em nenhum levantamento sísmico realizado no Campo de Frade anteriormente ao incidente em questão.

Em 17/09/2012, a Chevron realizou coleta de amostra das exsudações na Área 2 do Campo de Frade, a partir do óleo acumulado no CCT 17.

Em 30/10/2012, a Concessionária apresentou novo estudo geoquímico das amostras das exsudações na Área 2, coletadas nos pontos de afloramento do leito marinho, em abril e setembro de 2012. Os resultados desse novo estudo apontaram que essas amostras apresentavam características altamente semelhantes às amostras coletadas em março de 2012, indicando que o óleo exsudado na Área 2, ao longo dos 7 meses, é originado do mesmo reservatório. Além disso, o novo estudo também apontou que o óleo exsudado na Área 2 não contém n-parafinas, ou seja, as amostras não estavam contaminadas por fluido de perfuração, indicando novamente que as exsudações do novo incidente não estavam relacionadas ao incidente da Área 1 do Campo de Frade.

Em suma, a linha do tempo apresentada por meio da Figura , sintetiza os principais acontecimentos relacionados ao incidente da Área 2 do Campo de Frade, incluindo acontecimentos anteriores ao evento propriamente dito, que inclui a perfuração do poço injetor da Área 2 (8-FR-28-DRJS) e seus 3 *sidetracks*.

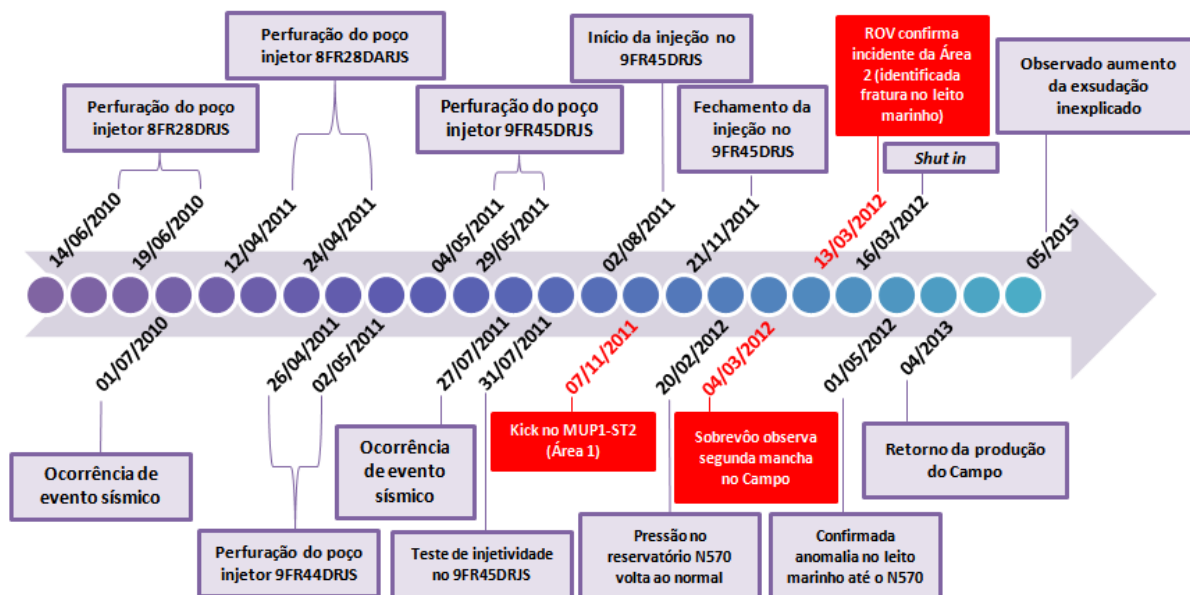


Figura 12: Linha do tempo da evolução dos principais acontecimentos relacionados ao incidente da Área 2 do Campo de Frade.

3.2. Consequências do incidente

O incidente da Área 2 do Campo de Frade teve como consequência a formação de uma fratura entre o reservatório N570U e o leito marinho, de aproximadamente 1 quilômetro de comprimento, que provocou a exsudação de óleo por meio de pontos de afloramento numa área de aproximadamente 20 metros quadrados, concentrados na região central da subsidência.

Até a implementação do sistema submarino de contenção (CCT e SCCT), houve um vazamento de aproximadamente 0,065m³ de óleo para a superfície do mar. Após a implementação do sistema submarinos de contenção, foram coletados cerca de 6,0m³ de óleo exsudado de março de 2012 até os dias atuais.

Em comparação ao primeiro incidente, o volume de exsudação da Área 2 foi muito inferior ao da Área 1, conforme observado por meio da Tabela 1.

Tabela 1: Volumes Exsudados no Campo de Frade⁷.

Área	Volume total (m ³)
ÁREA 1	605,4
ÁREA 2	5,9

⁷ Dados de volume extraídos do Relatório de Operações de Resposta ao Incidente, encaminhado à ANP em novembro de 2015, que apresenta os dados de volume observados durante o mês de outubro de 2015.

Do volume total de óleo exsudado na Área 1, mais de 500 m³ de óleo atingiram a superfície do mar, enquanto que cerca de 17 m³ foram coletados pelos tanques de contenção instalados pela Concessionária sobre os pontos de afloramento.

A exsudação no Campo de Frade, ao longo do tempo, é apresentada por meio do gráfico das Figura a e 13b, através dos dados volumétricos de óleo contido pelo sistema submarino de contenção. Por meio do referido gráfico, observa-se que, desde abril de 2012, a exsudação consta em declínio nas Áreas 1 e 2.

Desde março de 2012, todo o óleo exsudado vem sendo coletado por meio de Tanques de Captura e Contenção (CCT), distribuídos ao longo das fissuras onde foram detectados afloramentos. A situação da região é monitorada constantemente por meio de ROV⁸, de forma a se identificar rapidamente qualquer situação atípica, tanto nos tanques quanto nas fissuras ou leito marinho.

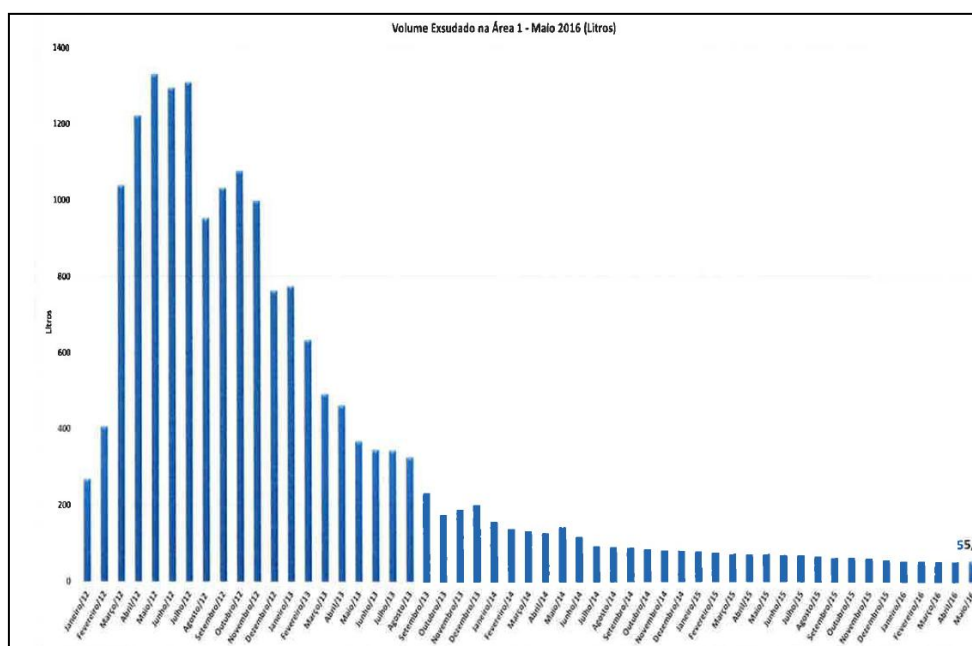


Figura 13a: Evolução do volume mensal de óleo exsudado na Área 1 do Campo de Frade ao longo do tempo.

⁸ Veículo Operado Remotamente utilizado para inspeções e pequenas manipulações em ambiente submarino.

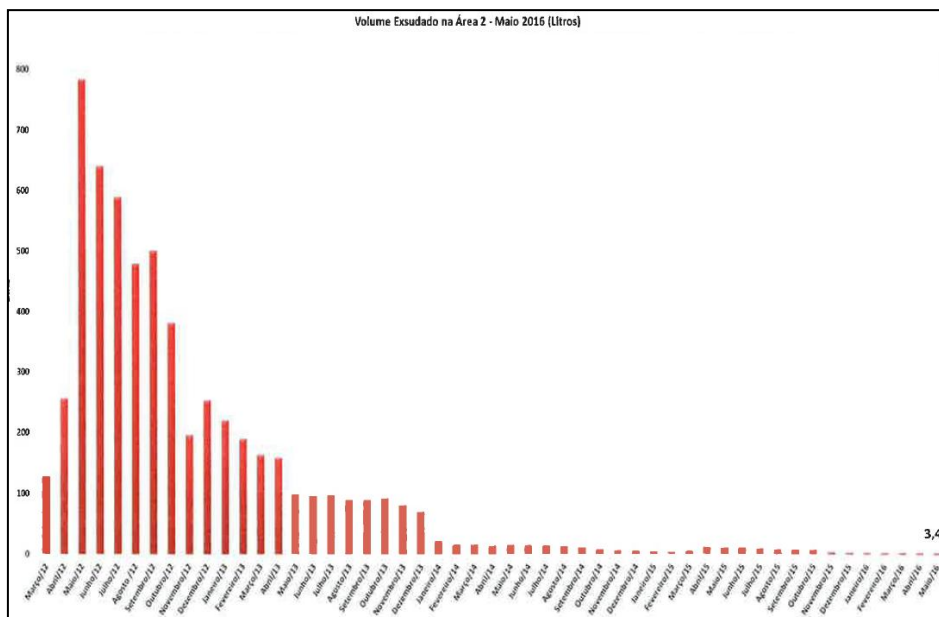


Figura 13b: Evolução do volume mensal de óleo exsudado na Área 2 do Campo de Frade ao longo do tempo.

4. Investigação conduzida pela ANP

Em 20 de março de 2012, como resposta ao segundo incidente de exsudação no campo de Frade, foi instituído um comitê técnico de avaliação formado por representantes da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Ministério de Minas e Energia (MME), Petrobras, Chevron e Frade do Brasil. Tal comitê possuía como escopo de trabalho, endereçar solicitações de estudos adicionais, aquisição de dados e modelagens, bem como, a avaliação do Relatório Detalhado do Incidente (RDI) encaminhado pela Chevron em 31/10/2012, em atendimento à Resolução ANP nº 44/2009. O cronograma das atividades realizadas em decorrência das demandas do comitê técnico está descritas na Figura 14.

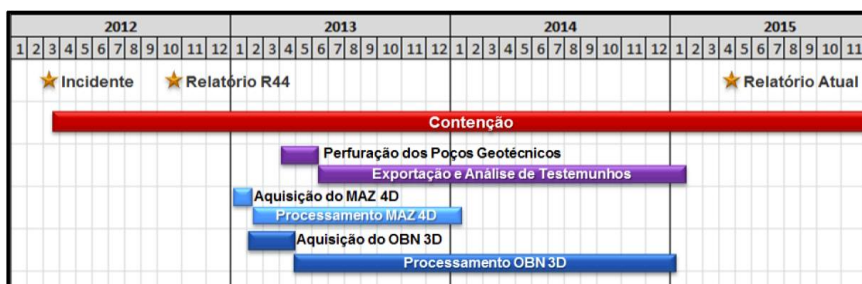


Figura 14: Cronograma das aquisições de dados/estudos realizados pela Chevron na Área 2 do campo de Frade.



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

Em 29/05/2015 a Chevron entregou à ANP o último relatório de acompanhamento que restava pendente. Neste, reavaliou-se a situação do reservatório e adjacências com base na análise conjunta do levantamento sísmico multi-azimute-4D (MAS-4D), levantamento sísmico 3D com nódulo de fundo do mar (OBN 3D) e todos os dados de perfilagem petrofísica e de testemunho de três poços geotécnicos. Conforme relatado pela Chevron, neste último relatório apresentado, não houve necessidade de atualização do RDI.

Com a entrega do último relatório técnico pela Chevron à ANP, esta constituiu sua equipe de investigação do incidente. O escopo de trabalho desta investigação independente conduzida pela Agência incluía a (i) avaliação do Relatório Detalhado do Incidente (RDI) apresentado pela Chevron; (ii) a análise da documentação produzida pelo Comitê Técnico de Avaliação; (iii) informações complementares fornecidas pela Chevron; e (iv) da revisão bibliográfica sobre os temas envolvidos no incidente.

5. Análise de Hipóteses

A fim de se determinar as causas raiz e fatores causais do incidente da Área 2 de Frade, foram levantadas algumas hipóteses a serem esclarecidas durante o processo de investigação, a saber: (i) origem do óleo exsudado; (ii) barreiras que falharam; e (iii) evento iniciador do incidente.

(i) Quanto à origem do óleo exsudado, foram formuladas as seguintes hipóteses:

1. **Reservatório N570D:** transpassado pelo poço 9-FR-50DP-RJS, envolvido no incidente da Área 1;
2. **Reservatório N570U:** região superior do N570, localizado verticalmente abaixo da região da subsidência e exsudação;
3. **Reservatório N560:** mais profundo que o N570, onde ocorreu o kick que levou ao *underground blowout* da Área 1;
4. **Reservatório N580:** reservatório surgente mais próximo ao leito marinho;
5. **Outros reservatórios de Frade:** N545U e/ou N547U; e
6. **Outras acumulações de óleo não identificadas.**



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

(ii) Quanto à quais barreiras poderiam ter falhado, foram formuladas as seguintes hipóteses:

1. **Dano ao selo de reservatório;**
2. **Falha de integridade de poço; e**
3. **Dano a selo do reservatório associada à falha de integridade do poço.**

(iii) A partir do conhecimento da origem do óleo exsudado e das barreiras que poderiam ter falhado, levantaram-se as seguintes hipóteses sobre os eventos iniciadores do incidente:

1. **Desdobramento do acidente ocorrido na Área 1 de Frade durante a perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS;**
2. **Falha de integridade do poço 9-FR-45D-RJS, que permitiria a fuga de fluidos do reservatório;**
3. **Reativação de falha ou danos a algum dos sistemas petrolíferos causado por abalo sísmico;**
4. **Depleção de reservatório causando subsidência e consequente dano ao selo, com liberação de fluidos; e**
5. **Rompimento do selo de reservatório por conta de injeção com pressão superior à de fratura do selo.**

5.1. Origem do Óleo:

A primeira suspeita para a origem da nova exsudação foi a hipótese de migração de óleo proveniente do reservatório N560. Porém, esta hipótese foi descartada em função da distância de três quilômetros existente entre os pontos de exsudação das Áreas 1 e 2.

Para determinação da origem do óleo exsudado na Área 2 a Chevron realizou uma investigação geoquímica abrangente envolvendo as amostras de óleo coletados nos containers das Áreas 1 e 2, e amostras dos óleos dos reservatório (N545U, N547U, N560D, N570U, N570U *Wedge*.) do Campo de Frade.

As análises foram realizadas pelo Laboratório IPEX, utilizando as técnicas de cromatografia gasosa (GC) para a assinatura do óleo (fingerprinting), cromatografia gasosa acoplada à espectrometria de massa (GCMS) para identificar os biomarcadores e, por fim, a análise dos isótopos de carbono.



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

As amostras de óleo coletadas da exsudação apresentaram características de composição e degradação compatíveis com os reservatórios N570U e N570U *Wedge*. A região de Frade, conforme apontado no relatório tem como característica a degradação do óleo das areias em função da profundidade, ou seja, quanto mais profundo, menos degradado. Assim, óleo que apresenta alto grau de degradação, como é o caso das amostras dos contêineres, deverá ter origem em áreas mais superficiais do reservatório. Após análise completa dos biomarcadores, chegou-se a uma estimativa com 80% de certeza que a origem do óleo da exsudação da Área 2 provém do reservatório N570U ou N570U *Wedge* (hipótese 2). Portanto, foram descartadas as hipóteses 1, 3, 4, 5 e 6 do item “origem do óleo exsudado”

Como os resultados das análises não apresentaram traços de fluidos de perfuração utilizados no poço 9-FR-50DP-RJS, conclui-se que o incidente da Área 2 não se correlaciona com o da Área 1.

As análises foram repetidas em outubro de 2012 e em outubro de 2014, sendo que em ambos os casos, as conclusões foram as mesmas apresentadas nos estudos iniciais.

5.2. Barreiras que falharam:

Uma vez identificada a origem do óleo exsudado como sendo proveniente do reservatório N570U ou N570U *Wedge*, foram levantadas as hipóteses para as falhas dos elementos de barreiras. As possibilidades levantadas foram:

1. Desdobramento do acidente ocorrido na Área 1 de Frade durante a perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS (hipótese descartada através do resultado da caracterização geoquímica do óleo exsudado);
2. Falha de integridade do poço 9-FR-45D-RJS, que permitiria a fuga de fluidos do reservatório. Durante a construção do poço, a cimentação teria sido ineficiente, causando perda de contenção, exsudação e, como consequência, as estruturas superficiais teriam cedido, causando a subsidência encontrada na região.
3. Reativação de falha ou danos aos sistemas petrolíferos causados por evento sísmico;
4. Depleção de reservatório causando subsidência e consequente dano ao selo, com liberação de fluidos.
5. Rompimento do selo de reservatório por conta de injeção com pressão superior à de fratura da rocha selante. Durante a injeção, a sobrepressão localizada teria superado a pressão de fratura e se propagou em direção à superfície, obedecendo ao gradiente de



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

fratura. Como consequência, as estruturas superficiais teriam cedido, causando a subsidência encontrada na região.

5.2.1. Evento sísmico:

A Chevron, durante reunião do comitê de investigação, informou que o único evento sísmico na região teria ocorrido em 1 de julho de 2010. Tendo em vista a distância temporal entre o sismo e a exsudação, as possibilidades de correlação seriam remotas. O evento em questão teria ocorrido na localidade (-22.430, -40.650), com intensidade de 3.8 M. A distância da cabeça do poço 9-FR-45D-RJS é de (105±50)km. A menor distância seria de 55 km, valor superior ao limite de sensibilidade ao sismo em questão, que é de no máximo 30 km.

O que não foi levantado por ocasião das reuniões do comitê de investigação foi que em 27 de julho de 2011, 2 dias antes dos testes de injetividade no campo, ocorreu um abalo sísmico de 3,2 M na locação (-22.18,-39.55). Este evento sísmico ocorreu numa distância de (42±50) km da cabeça do poço 9-FR-45D-RJS. Ou seja, a cabeça de poço está contida no círculo de erro das medições sismográficas.

Neste ponto, duas questões podem ser levantadas: O sismo teria sido consequência de um movimento geológico, acarretando danos ao sistema petrolífero. Ou, ao contrário, alguma ação da operadora teria provocado o dano ao selo e, por consequência, a subsidência gerada teria deslocado energia suficiente para ser detectada pela Rede Sismográfica Brasileira.

A hipótese de que um abalo sísmico ter sido o único evento iniciador do incidente na Área 2 é muito improvável, porém a dificuldade em reconstituir os fatos e as grandes margens de erro relacionadas com a detecção de sismos na plataforma continental. Levaram ao descarte desta hipótese.

5.2.2. Depleção do reservatório:

A hipótese de depleção do reservatório ter causado subsidência é remota, pois a diferença de pressão original do reservatório e a pressão atual do mesmo não seria suficiente para gerar tal subsidência (Figura 15). Portanto, a hipótese de subsidência por depleção do reservatório N570U foi descartada.

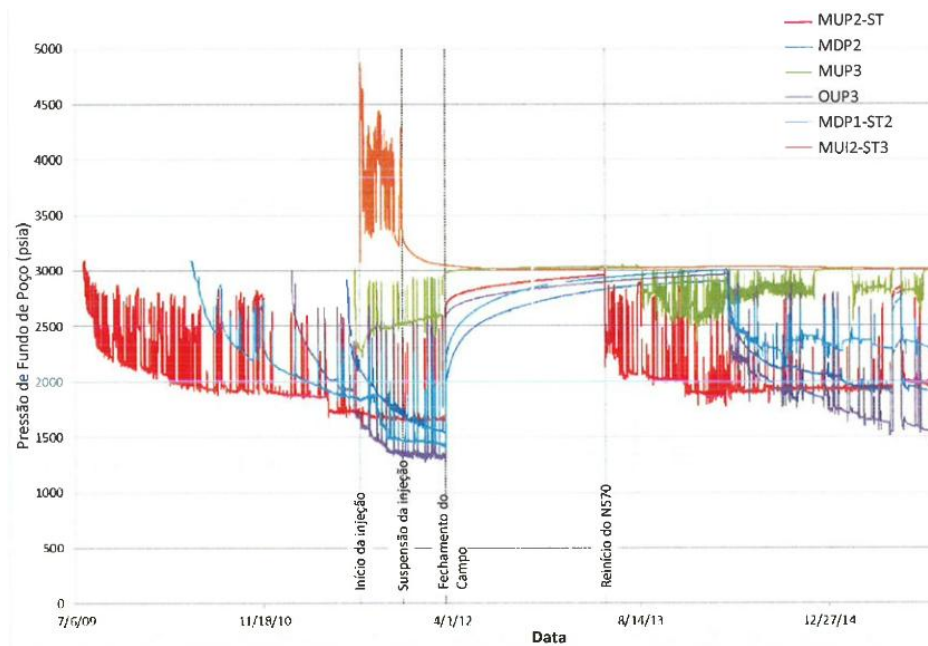


Figura 15: Gráfico de pressão de fundo de poço em função do tempo para todos os poços do reservatório N570U. Ao suspender a produção, as pressões de fundo do poço retornam a valores próximos de 3000 psi.

5.2.3. Falha de integridade do poço 9-FR-45D-RJS e Rompimento do selo de reservatório por conta de injeção com pressão superior à de fratura da rocha selante

Estas hipóteses associadas ou de maneira individual foram consideradas as mais prováveis para a ocorrência do incidente e serão detalhadas no capítulo a seguir.

6. Fatores Causais e Causas Raiz do incidente:

A partir do resultado das análises geoquímicas, restou evidenciado que a origem do óleo exsudado foi proveniente do reservatório N570U.

Perfis sísmicos mais recentes, apresentados no último estudo enviado pela Chevron, evidenciaram a existência de uma anomalia vertical conectando o reservatório N570U ao leito marinho. Tal fato, corrobora o resultado das análises geoquímicas sobre a origem do óleo exsudado, bem como fornece o caminho percorrido pelo óleo exsudado até o leito marinho (Figura 16).

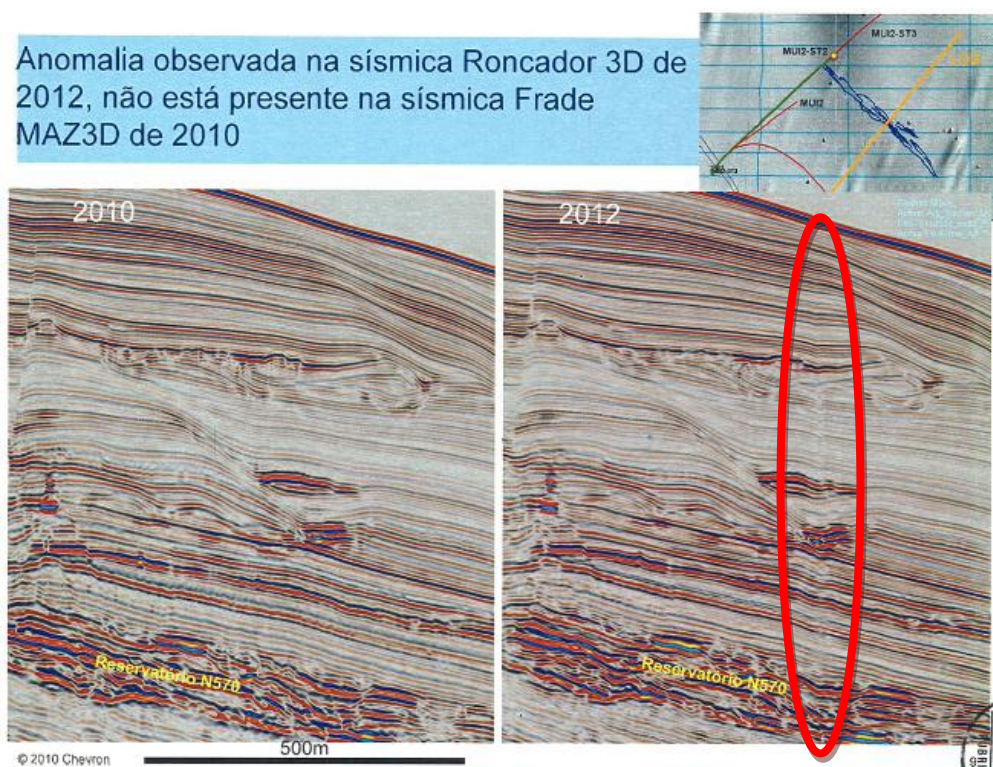


Figura 16. Comparativo entre a sísmica de 2010 e de 2012. Observa-se na imagem de 2012 a presença de uma anomalia vertical conectando o reservatório N570U ao leito marinho.

Uma vez identificada a origem do óleo exsudado e seu caminho até a superfície, a presente investigação buscou-se identificar os fatores causais e causas raiz para a subsidência e exsudação de óleo na Área 2.

Verificou-se diante de todas as evidências levantadas durante o processo de investigação que a injeção no poço 9-FR-45D-RJS teria sido o fator causal do incidente de subsidência e exsudação na Área 2 do campo de Frade.

O comportamento exponencial decrescente observado do óleo exsudado ao longo do tempo e da anomalia verificada no resultado da interpretação sísmica posterior ao incidente, fortalecem a hipótese da injeção no poço 9-FR-45D-RJS ser o fator causal do incidente.

É evidente a fratura da formação na região de injeção (Figura 17). Percebe-se que por volta do dia 15 de agosto de 2011 a pressão de fundo de poço decai para valores em torno de 4.000 psi, independente da pressão média de injeção ter permanecido inalterada.

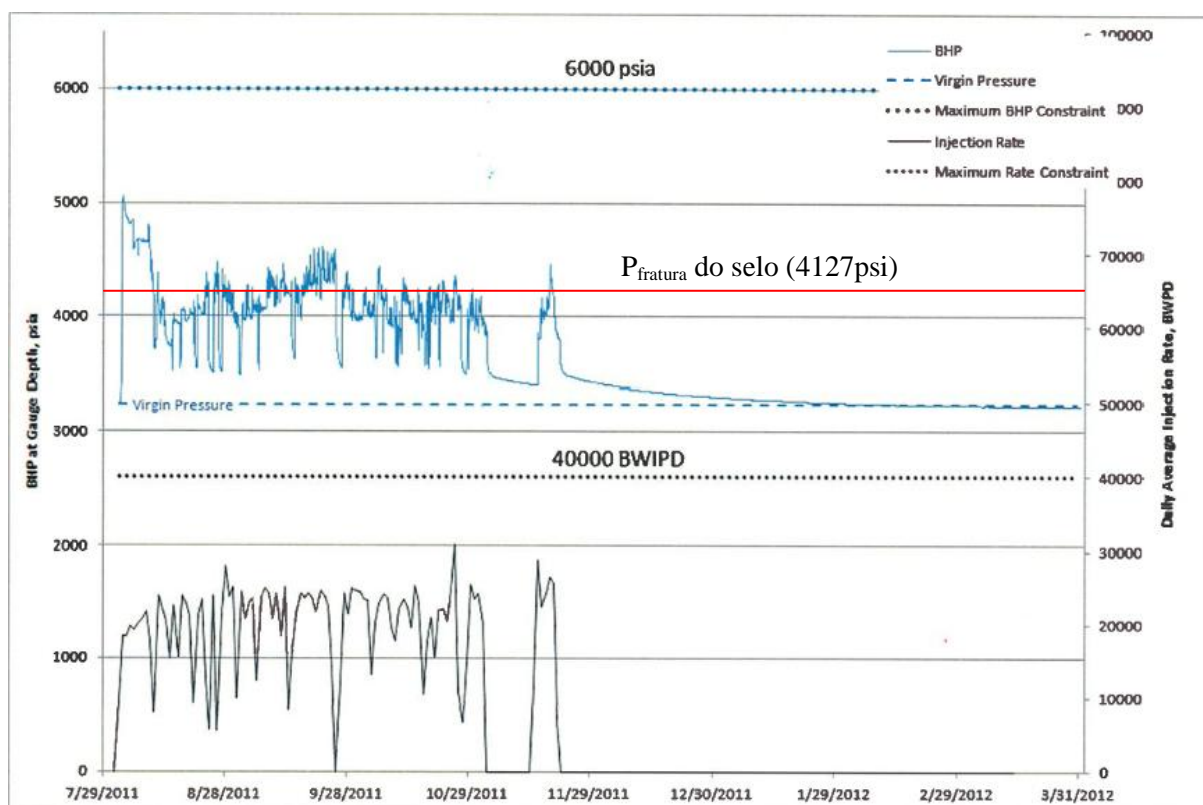


Figura 17: Dados de pressão de injeção no poço 9-FR-45D-RJS. BHP é a pressão de fundo de poço na profundidade do sensor de pressão.

É igualmente evidente a completa independência entre as pressões medidas nos poços produtores 7-FR-42H-RJS (MUP3), 7-FR-30H-RJS (MDP2) e 7-FR-8HP-RJS (MUP2) e a pressão do

fundo do poço injetor 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3). Nenhuma alteração foi observada nos demais poços produtores em função do início ou suspensão da injeção.

Observou-se ainda, a completa ausência de sensibilidade da pressão de fundo do poço injetor 9-FR-45D-RJS em relação à entrada em produção dos produtores durante o *ramp-up* (Figura 18).

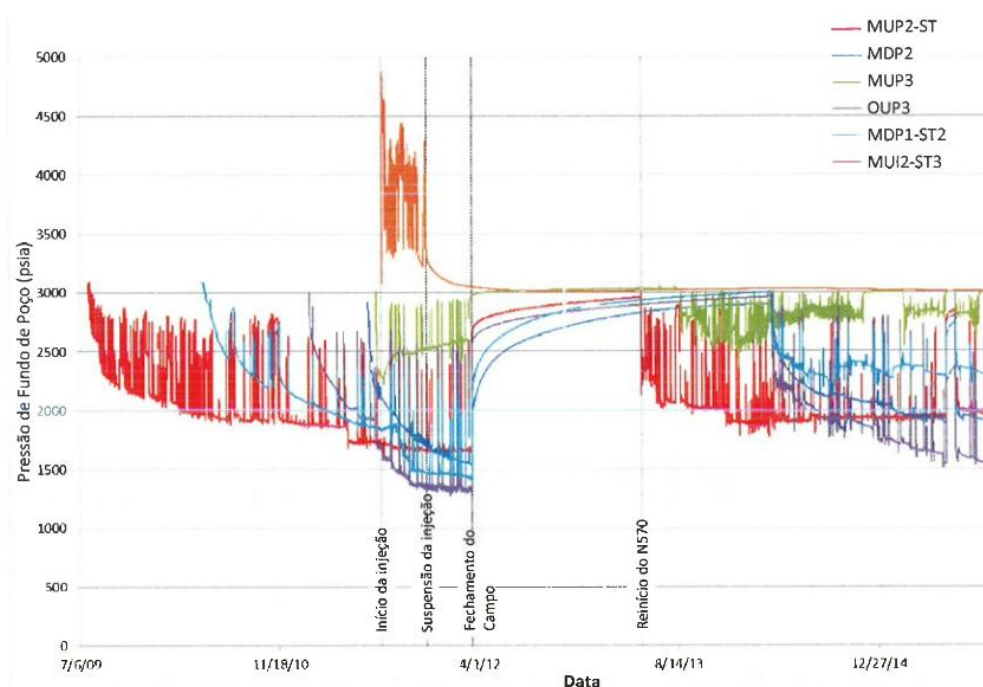


Figura 18: Gráfico de pressão de fundo de poço em função do tempo para todos os poços do reservatório N570U.

Observa-se que o início de injeção e suspensão de injeção no 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3) não causa nenhuma perturbação nas curvas de pressão dos poços produtores. De modo inverso, a interrupção da produção no campo e seu reinício, também não causaram perturbações na pressão de fundo de poço do injetor, dando fortes indícios de não haver conexão hidráulica entre o poço injetor e os poços produtores.

De acordo com os Relatórios Diários de Perfuração e as informações referentes à completação do poço 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3), a profundidade medida (MD) de assentamento do *packer* foi 3047 metros e o canhoneado foi posicionado entre 3103 e 3113 metros (MD). Conforme informado pela operadora, o canhoneado está posicionado a 22,3 metros (TVD) abaixo do topo do reservatório e a profundidade vertical do canhoneado é de 4 metros (TVD), indicando que o *packer* foi posicionado na rocha selante.



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

Pelo acima exposto, foram levantados três fatores causais, não excludentes entre si, para a ocorrência da fratura da rocha selante do reservatório N570U.

Fator Causal 1: Zona de injeção com baixa conexão hidráulica com o restante do reservatório:

A hipótese desse fator causal já havia sido levantado pela própria operadora. A região de injeção do poço 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3) não apresentava conectividade hidráulica adequada com o restante do reservatório. Tal característica gerou um bloqueio para a água injetada, causando sobrepressão local não planejada, que teria se propagado para as regiões superiores do reservatório até fraturar a rocha selante e, por efeito cascata, causando a anomalia observada até o leito marinho.

Fator Causal 2: Falha no revestimento abaixo do packer:

A hipótese desse fator causal relaciona-se com a existência de falha na estrutura de poço injetor 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3) logo abaixo do *packer*, ocasionando a exposição da rocha selante às pressões de injeção superiores ao seu gradiente de fratura.

Fator Causal 3: Pressão de Injeção Excessiva

A pressão de injeção projetada para a região abaixo do centro das areias não foi adequada para a nova profundidade dos canhoneados, causando uma pressão no seu entorno superior à pressão de fratura da rocha selante.

Causa Raiz 1: Gestão de mudança deficiente ou ausente

O projeto inicial do poço injetor 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3) previa a localização do ponto de injeção no aquífero do reservatório N570U. Entretanto, durante a perfuração foi identificado uma região acima do contato óleo/água que tinha propriedades de permeabilidade mais adequadas para a realização da injeção de fluidos no reservatório. Desta forma, o projeto foi alterado sem que houvesse a realização de uma Gestão de Mudança para avaliação dos riscos da alteração do ponto de injeção. Dessa forma, não foram inseridas as salvaguardas e contingências adequadas.

Causa Raiz 2: Gestão de riscos deficiente ou inexistente

A ausência de análises de risco específicas (i) para o poço 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3); e (ii) associada à gestão de mudança, dificultou a visualização dos cenários de risco envolvidos pela operadora.

Causa Raiz 3: Baixa percepção de risco

As premissas de projeto do poço injetor 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3) não foram observadas durante sua construção e a ausência das ferramentas análise de riscos e gestão de mudanças evidenciaram uma baixa percepção de riscos por parte do operador da concessão.

Sendo assim, os fatores causais e causas raiz aqui identificados se resumem à Figura abaixo:

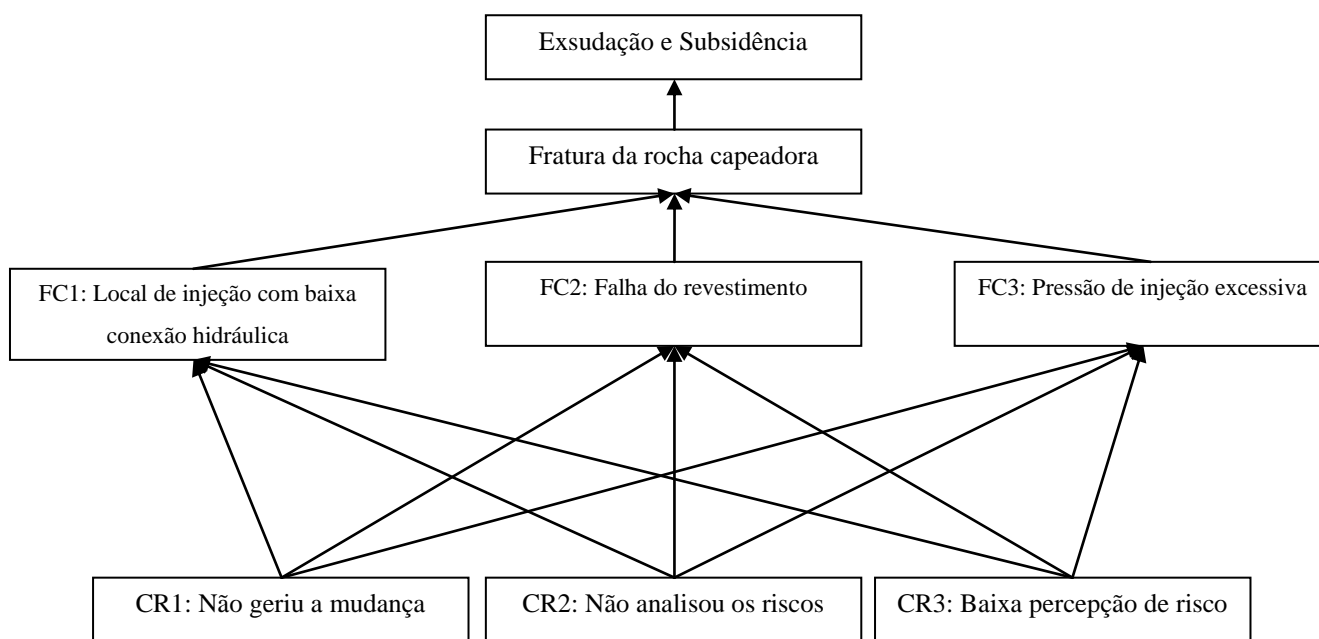


Figura 19: Fatores causais e Causas Raiz

Independente de qual a combinação destes possíveis fatores causais tenha causado a exsudação da Área 2, as causas raiz do incidente foram as mesmas.



7. Conclusão

Todas as evidências apontam a sobrepressurização do reservatório N570U, produzida pela injeção de água, como causa da subsidência e da exsudação de óleo ocorrida na Área 2 do campo de Frade.

O projeto inicial era de injeção na região mediana do reservatório logo abaixo do contato óleo-água. Entretanto, a mudança do ponto de injeção para uma região mais próxima ao topo do reservatório inseriu variáveis não previstas no projeto inicial do poço injetor 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3) e que não foram devidamente geridas operadora.

A decisão da Chevron pela alteração do ponto de injeção tinha por objetivo otimizar a injeção de água no reservatório N570U. Em consequência desta mudança, o *packer* foi assentado em uma profundidade próxima ao topo do reservatório e os canhoneados ficaram apenas a 22,3 metros do topo do reservatório.

A alteração do ponto de injeção supracitado e a realização da injeção com um gradiente de pressão em torno de 13,5 ppg, em uma região do reservatório que apresentava comportamento não isotrópico, causaram sobrepressão naquela região do reservatório, que teria atingido o gradiente de fratura da rocha selante, estimada em 11 ppg. Esta sobrepressão foi causada por ausência de transmissão hidráulica do ponto de injeção para as demais áreas do reservatório N570U.

Por outro lado, a pressão de injeção em torno de 13,5 ppg, com o *packer* posicionado próximo à rocha selante, levou a uma situação na qual a falha dos elementos de barreira do poço 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3) abaixo do *packer* (revestimento de produção e cimentação) deixaria a rocha selante exposta à uma pressão muito superior ao seu gradiente de fratura. A norma NORSOK-010D versão 4, não recomenda o assentamento do *packer* próximo à rocha selante, quando o poço injetor trabalha com uma pressão de operação superior ao gradiente de fratura da rocha selante.

Como pode ser observado através da correlação dos Fatores Causais identificados nesta investigação, independente do modo de falha que causou o incidente, o fato é que, tendo a sobrepressão alcançado o gradiente de fratura da rocha selante, que era de 11,0 ppg (Figura 20), sua fratura foi inevitável.

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

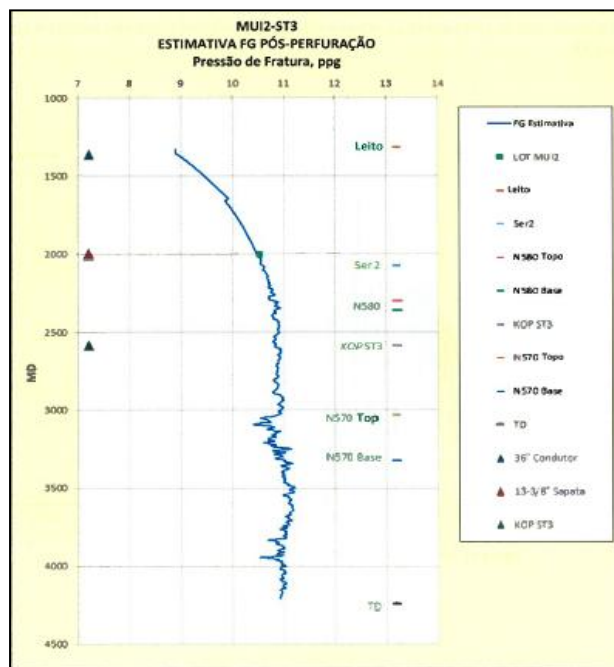


Figura 20: Gradiente de fratura para profundidade medida (MD). Gradiente de fratura no topo do reservatório N570U estimada em 11,0 ppg.

Conforme houve a continuidade da injeção e manutenção da sobrepressão, o fraturamento teria se propagado no sentido de menor resistência, abrindo uma anomalia vertical até a superfície. Neste cenário, a água de injeção migrou ao leito marinho com pouquíssimo carreamento de óleo. Talvez por este motivo, não foram identificadas inicialmente manchas de óleo devido em consequência deste incidente, fato que dificulta a determinação precisa do momento da ocorrência da fratura.

Após a interrupção da injeção no campo de Frade, em 21 de novembro de 2011, água injetada foi sendo drenada do reservatório através da falha gerada, reduzindo a sobrepressão ao valor da pressão original do reservatório, fato este que ocorreu em 20 de fevereiro de 2012.

Em algum momento durante a despressurização local do reservatório N570U e antes do fechamento da fratura, houve a migração de óleo para as formações mais superficiais. O volume de óleo exsudado, alcançou a superfície do mar por volta de 4 de março de 2012, ou seja, 14 dias após a data estimada na qual o trecho do reservatório sobrepressurizado teria retornado à sua pressão original.

Embora seja prática na indústria do petróleo a injeção com pressão acima do gradiente de fratura, tal operação deverá ser sempre avaliada com relação ao grau de risco associado. No caso em questão, eram conhecidos os baixos valores de gradiente de fratura da rocha selante. Além disto, o



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

reservatório apresentou características porosas fora do esperado, levando a operadora a alterar a profundidade de canhoneio para otimizar a injeção.

Portanto, a Chevron não foi diligente quanto ao reposicionamento do ponto de injeção para região próxima à rocha capeadora. Neste sentido, não atentar para a atualização do modelo de reservatório e não inserir no projeto do poço a margem de segurança apropriada, foram não conformidades identificadas nesta investigação do incidente da Área 2 e igualmente observados no *underground blowout* ocorrido no poço 9-FR-50DP-RJS do incidente da Área 1.

As melhores prática da indústria de petróleo e gás, tal como pode ser observado no item 7.7.4 da Norsok D-010 versão 4, dentro de um conceito de segurança apropriado, pode-se encontrar no o tema “poços de injeção/descarte” (1) três requisitos para injeção:

a) Profundidade do packer como margem de segurança:

O packer deverá ser instalado a uma profundidade que garanta que a injeção ou um vazamento no revestimento abaixo dele não resulte no fraturamento da rocha selante ou vazamento para formações mais superficiais, quando as máximas pressões de injeção forem aplicadas;

b) Garantia da qualidade da cimentação no entorno da interface entre o reservatório e a capeadora:

É exigida a perfilagem da cimentação do poço desde o packer até 30 metros (MD) acima do topo do reservatório, com vistas a garantir que não ocorra transmissão de pressão de injeção para a rocha selante por conta de falha estrutural do poço;

c) Garantir a integridade da rocha selante:

Deverá ser documentado que a injeção não irá resultar em pressões de reservatório que exceda a resistência da capeadora.

Como pode ser observado, a Norsok é bastante cautelosa em questões relacionadas à pressão injeção e profundidade de localização dos canhoneados, embora reconheça a possibilidade de se injetar com valores acima da pressão de fratura do reservatório.

Em face do ocorrido, a retomada da injeção no reservatório N570U deverá ser realizada com extrema cautela. A rocha selante encontra-se fragilizada, muito embora esteja aparentemente com a fratura fechada para os valores atuais de pressão de reservatório. Isso implica que, certamente, a mesma esteja com seu gradiente de fratura abaixo do que foi anteriormente estimado (11,0 ppg).



7.1. Correlação entre causas raiz e SGSO

As três causas raiz identificadas são remetidas como evidências para os seguintes requisitos do Regulamento do Sistema de Gestão de Segurança Operacional, anexo à Resolução ANP nº 43/2007:

Causa Raiz 1: Gestão de mudança deficiente ou ausente

Evidência objetiva: A operadora não evidenciou a realização de um processo formal de gestão de mudanças para a alteração da profundidade dos canhoneados do poço injetor 9-FR-45D.RJS.

Não conformidade: O operador não avaliou e gerenciou o risco das mudanças ocorridas durante as operações de construção do poço injetor 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3), conforme determina o Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Segurança Operacional (SGSO), anexo à Resolução ANP nº 43/2007.

Item do Regulamento do SGSO: **16.2 Tipos de Mudanças.** *Mudanças nas operações, procedimentos, padrões, instalações ou pessoal devem ser avaliadas e gerenciadas de forma que os riscos advindos destas alterações permaneçam em níveis aceitáveis.*

Causa Raiz 2: Gestão de riscos deficiente ou inexistente

Evidência objetiva: A operadora não evidenciou análise de riscos específica para o poço injetor 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3) que avaliasse, do ponto de vista de segurança operacional, os riscos envolvidos na injeção de água. Também não foi evidenciada análise de risco referente à nova posição do canhoneado.

Não conformidade: O operador não identificou e avaliou formalmente os riscos relacionados à atividade do poço 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3), conforme determina o Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Segurança Operacional (SGSO), anexo à Resolução ANP nº 43/2007.

Item do Regulamento do SGSO: **12.2 Tipos de Análise de Riscos.** *O Operador da Instalação se responsabilizará pela identificação e análise qualitativa ou quantitativa dos riscos, conforme aplicável, com o propósito de recomendar ações para controlar e reduzir incidentes que comprometam a segurança operacional.*



Causa Raiz 3: Baixa percepção de risco

Evidências objetivas:

- a) A operadora não apresentou evidências da realização de um processo formal de gestão de mudanças para a alteração da profundidade dos canhoneados do poço injetor 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3);
- b) A operadora não apresentou evidências de análise de riscos específica para o poço injetor 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3) que avaliasse, do ponto de vista de segurança operacional, os riscos envolvidos na injeção de água. Também não foi evidenciada análise de risco referente à nova posição do canhoneado.
- c) A Operadora não diligenciou a respeito do posicionamento de duas barreiras de segurança, conforme já constava nas melhores práticas da Indústria do Petróleo e Gás à época do incidente, mantendo apenas uma única barreira entre a injeção e a rocha selante.

Não conformidade: O operador não demonstrou valores e política de segurança suficiente ao não considerar duas barreiras de segurança para a atividade de injeção no poço 9-FR-45D-RJS (MUI2-ST3), conforme determina o Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Segurança Operacional (SGSO), anexo à Resolução ANP nº 43/2007.

Item do Regulamento do SGSO: **1.2 Valores e Política de Segurança.** *O Operador da Instalação deverá estabelecer e divulgar os valores e a política de Segurança Operacional para o pessoal envolvido nas atividades da Instalação.*

7.2. Recomendações para a Indústria

7.2.1. Realizar gestão de mudanças em premissas de projeto

Quando da ocorrência de mudanças em fatores considerados como premissas no projeto do poço, torna-se necessário a realização da gestão da mudança para reanálise do projeto e dos riscos levando-se em conta as novas premissas existentes, de forma a garantir condições seguras de operação.



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

7.2.2. Realizar análises de riscos necessárias durante a fase de projeto do poço

Projetos de poço devem ser acompanhados das respectivas análises de risco, onde se torna metodologicamente possível identificar operações potencialmente danosas à saúde humana, ao meio ambiente e às estruturas do sistema petrolífero.

7.2.3. Desenvolver adequada filosofia de segurança para projetos de poço

Embora as modelagens de reservatório estejam cada vez mais complexas, sempre existirão incertezas relacionadas. Apesar do grau de certeza calculado para um modelo matemático utilizado em modelagens computacionais, nos projetos sempre deverão estar presentes fatores de segurança para situações de falha do modelo em relação ao sistema real.

7.2.4. Manter a integridade de selo de reservatório

O selo do reservatório é o elemento de barreira natural existente antes da perfuração do poço. O operador não deve perder de vista a importância do adequado gerenciamento da integridade do selo, sobretudo nos processos de injeção com fraturamento do reservatório.