

AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS CAUSADOS PELA DEPOSIÇÃO DE ENXOFRE ELEMENTAR EM DUTOS DE GÁS NATURAL

Alysson A. S. Meneses¹, João P. L. Santos², Caetano Moraes³, Ana
Katerine C. L. Lobato⁴, Luiz Carlos L. Santos⁵

Copyright 2014, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014**, realizado no período de 15 a 18 de setembro de 2014, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas no trabalho completo submetido pelo(s) autor(es). Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014**.

Resumo

O gás natural já possui seu espaço no mercado devido à características químicas que lhe confere vantagens econômicas, ambientais e de segurança. O gás natural possui uma combinação de baixo custo com propriedades intrínsecas do produto, além de possuir aplicabilidade mercadológica e existir reservas no país. No entanto é um composto que ao ser produzido pode vir carregado com diversos contaminantes tais como CO₂, O₂, H₂S, e S₈. Dentre esses, o vapor de enxofre traz muitos problemas para atividades fins da empresa, pois quando presente na corrente do gás ao passar por trechos onde há queda de pressão e temperatura, acaba dessublimando e depositando nesses locais. Com isso, o enxofre pode provocar a corrosão dos equipamentos, perda de área da tubulação e erros de medição nos instrumentos, proporcionando altos custos as empresas. Desta forma, faz-se necessário compreender os processos de formação da deposição de enxofre elementar (pó amarelo) no contexto da produção de gás natural e as variáveis envolvidas, para se possível viabilizar um método de mitigação para esta problemática. Portanto, neste trabalho realizou-se simulações com o software HYSYS em vista a estudar os processos envolvidos na deposição de enxofre. Determinou-se a quantidade de enxofre que pode ser depositado durante a produção do campo Fazenda Mamoeiro visando mensurar o impacto na produção devido aos erros de medição por danos dos instrumentos. Por fim, realizou-se uma comparação entre um campo pequeno e um grande produtor. Os resultados obtidos demonstraram que o problema decorrente do depósito de enxofre elementar em dutos de gás natural requer atenção, pois pode levar a perdas de receita significativas.

Abstract

Natural gas has its place in the market due to the chemical characteristics that gives it an economic, environmental and safety advantages. Natural gas has a combination of low cost with intrinsic product properties, besides having marketing applicability and large reserves in the country. However, various contaminants can be produced together with the natural gas, such as CO₂, O₂, H₂S, and S₈. Among these, the sulphur vapour brings many problems to end activities of the company. When it is present in the gas stream, if a temperature and pressure drop occurs in some reduction areas, it can be deposited on these sites. Thus, the elemental sulphur can cause corrosion on the equipment, loss of area of the pipe and measurement errors in instruments, providing high cost to the company. In this sense, it is necessary to understand the deposition process of elemental sulphur (yellow powder) during the production of natural gas and the variables involved, in order to mitigate this problem. Therefore, in this work some simulations were performed on the HYSYS software aiming to study the processes involved in the sulphur deposition. It was determined the amount of sulphur that can be deposited during the production of natural gas on the Fazenda Mamoeiro's field and this was related to the measurement errors in case of damage to the instruments. Finally, a comparison was made between a small and a large production field. The results demonstrated that some attention are required in case of elemental sulphur deposition in natural gas pipelines, since it can lead to significant loss of revenue.

¹ Engenheiro de Minas - UFBA

² Mestre, Engenheiro de Minas - UFS

³ PhD, Engenheiro Químico – UFRJ

⁴ Dra, Engenheira Química – UFBA

⁵ PhD, Engenheiro Químico - UFBA

1. Introdução

O gás natural está presente em diversos setores da indústria, sendo utilizado tanto na geração de energia quanto como matéria-prima para indústria siderúrgica, química, petroquímica, de petróleo e gás e de biocombustíveis, fazendo com que sua participação na matriz energética mundial se torne cada vez mais significativa. Para a entrega do gás natural ao cliente que, na maioria das vezes envolvem longas distâncias, os gasodutos são as melhores formas de transportá-lo, desde campos produtores até a rede de distribuição. No entanto, alguns problemas podem ocorrer durante o transporte, devido à presença de contaminantes que podem estar presente na corrente de gás. O gás natural possui alguns contaminantes tais como CO_2 , O_2 , H_2S e o enxofre elementar (S_8), sendo que, dentre esses contaminantes, o enxofre elementar é o mais comumente encontrado nos dutos, principalmente em trechos onde ocorre redução de pressão e, conseqüentemente, diminuição de temperatura. Desta forma, o transporte sofre com o acúmulo de enxofre elementar em válvulas pilotos redutoras de pressão, cujas funções deixam de ser desempenhadas corretamente.

A relação intrínseca entre a formação de enxofre elementar nos dutos e o transporte do gás natural é um problema diagnosticado há décadas e que vem trazendo transtornos às atividades normais de empresas transportadoras e distribuidoras de gás. Um dos primeiros registros da presença de depósitos deste contaminante foi observado em gasodutos no Norte da China onde foi feito um mapeamento dos locais preferenciais de ocorrência dos depósitos, bem como, foram realizados os primeiros estudos para a determinação da solubilidade do enxofre nas correntes gasosas, através da utilização de modelos termodinâmicos que representassem esse comportamento (Gu *et al.*, 1993).

Devido à formação e a deposição do enxofre elementar nos gasodutos, paradas rotineiras na operação destes sistemas se tornaram práticas correntes, trazendo transtorno para as empresas, devido ao grande número de manutenções, preventivas e corretivas, tornando o processo extremamente oneroso. Esses gastos podem ser minimizados ou eliminados com a adoção de processos mitigatórios visando estabilidade econômica da empresa, através de melhorias nas condições de processo, proporcionando maior rentabilidade.

Os locais mais comuns de ocorrência do enxofre elementar nos campos são regiões de redução de pressão e conseqüentemente temperatura quando ocorre o efeito Joule-Thompson, e são encontrados normalmente nos bocais, ramificações, a jusante de válvulas de alívio e controle de pressão (Figura 1), selantes de compressores, peças sobressalentes de medidores turbina, dentre outros. Além disso, o acúmulo de enxofre elementar nos instrumentos de medição pode causar erros de leitura, o que potencializa as perdas de receita/produto.



Figura 1. Depósito de enxofre na linha de transporte a jusante de um ponto de queda de pressão, (Fonte: Pack, 2005; apud Santos, 2013).

Chesnoy e Pack (1997), apud Pack *et al.* (2012) e Cézac *et al.* (2008), afirmaram que o depósito de enxofre elementar em equipamentos de medição pode levar a erros de até 2% em relação ao volume de gás transportado medido e, em alguns casos, podendo ser até maiores. Com isso, para o caso do Brasil, estes erros acabam não sendo compatíveis com a faixa de erro permitido pelo regulamento técnico de medição estabelecido pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que é de até 1,5%; deixando a empresa numa posição de vulnerabilidade junto a ANP, que é o órgão fiscalizador. Sabe-se que, a arrecadação dos Royalties é calculada a partir dos dados de produção e transporte do gás natural. Desta forma, uma informação incorreta da empresa sobre esses dados pode acarretar diversas sanções financeiras a mesma.

Neste cenário, é de grande valia em primeiro plano entender os mecanismos de dessublimação e condensação retrograda que são os mais relevantes que levam a formação do enxofre elementar nos dutos de transporte.

Antes de sua deposição, o enxofre passa por um processo de nucleação que é descrito como a formação de uma solução instável e supersaturada das primeiras partículas/núcleos precipitadas capazes de crescerem e formarem fase sólida estável a partir de impurezas do sistema, corpos estranhos ou através da própria irregularidade dos dutos (nucleação heterogênea). A formação espontânea (através do potencial químico) desses núcleos ocorrem em menor probabilidade (nucleação homogênea), sendo também chamada de nucleação primária. Já nucleação secundária ocorre a partir de núcleos pré-existentes. Ao longo do tempo esses núcleos irão crescer, coagular, e por fim este enxofre irá depositar. Esta última é promovida devido a supersaturação da mistura provocando fenômenos termodinâmicos e cinéticos entre a interface da fase solvente e a interface da fase sólida formando grandes depósitos a partir da agregação de novos núcleos a essa fase sólida já existente (Tavares *et al.*, 2011). Porém, esse fenômeno é muito complexo e requer estudos numerosos.

Existem três teorias que explicam essa formação: condensação retrograda, dessublimação e reações químicas. Segundo Cézac *et al.*, (2008) estudos demonstram que as teorias de dessublimação do enxofre da fase vapor e condensação retrograda de hidrocarbonetos possuem maior aceitação. Na dessublimação, o enxofre na fase vapor presente no gás natural possui uma quantidade tal que quando passa por pontos de redução de pressão torna-se supersaturado. Isto ocorre devido à queda de pressão e consequente redução da temperatura, caracterizando o efeito Joule-Thompson. Portanto, nota-se que parâmetros operacionais são muito importantes na saturação do vapor de enxofre. Na corrente do gás uma supersaturação crítica se alcança iniciando o processo de nucleação e coagulação, quando a temperatura situa-se abaixo do ponto triplo de enxofre (95,5°C). Logo, o enxofre que era vapor passa a ser sólido, virando um material particulado em conexões tipo “T”, válvulas de controle, placas de orifício, entre outros. As inspeções físicas em locais comuns nos dutos e equipamentos de campo colaboram com a hipótese da dessublimação.

A condensação retrograda é caracterizada pela geração de gotículas suspensas na corrente do gás. Em determinadas condições de pressão e temperatura e devido à presença de hidrocarbonetos pesados, pode-se ocorrer a formação de pequenas gotículas de líquido no fluxo do gás, no qual encontra-se na região de duas fases, fazendo com as partículas de enxofre se concentrem nestas gotículas. Ao ocorrer a evaporação das gotículas, o enxofre se tornará supersaturado, coagulando e formando partículas sólidas (Cézac *et al.*, 2008).

O processo dado através de reações químicas não se adequa ao estado físico de localização de depósitos, pois, o depósito se dá à jusante das válvulas e em locais onde há queda de pressão e consequentemente temperatura, o que não favorece ocorrências de reações químicas. Além disso, o tempo de permanência em válvulas é bem menor que em outros locais mais favoráveis para reação, como no expensor de gás (Pack *et al.*, 2012).

Os embasamentos teóricos para as teorias de dessublimação e condensação retrograda mostraram ter melhores fundamentos, comprovados através de inspeção técnica e de algumas simulações. Em contrapartida, a hipótese de formação através de reações químicas, possui maiores pontos desfavoráveis para sua validação perante os outros dois mecanismos (Cézac *et al.*, 2008).

O objetivo deste trabalho é apresentar e discutir os impactos causados pela deposição de enxofre na produção do campo Fazenda Mamoeiro (FMO) pertencente ao Projeto Campo-Escola da UFBA/ANP (PCE). Esta análise inclui o cálculo da quantidade esperada de enxofre que pode ser depositado, bem como, o cálculo das perdas financeiras baseadas nos possíveis erros de medição. Por se tratar de um campo de pequenas vazões, para efeito comparativo, utilizou-se outro campo que produz em larga escala e a altas vazões, pertencente à empresa Saudi Aranco (Alami *et al.*, 2012).

2. Metodologia

2.1. Simulador de processos

Afim de se avaliar as alternativas que possam minimizar ou eliminar o depósito de enxofre elementar nos dutos de gás natural foi estudada a influência da condensação retrógrada no processo de formação. Para isso, faz-se necessário analisar corretamente os envelopes de fases do sistema gerados pelo HYSYS no qual utiliza um conjunto de condições operacionais, aliado às informações da composição do gás natural.

As condições operacionais típicas de transporte do gás natural em dutos foram as utilizadas neste trabalho, com temperatura e pressão de 27°C e 40 bar (4000 KPa), respectivamente. A equação de estado utilizada para a construção dos diagramas de equilíbrio foi a de Peng-Robinson por apresentar bons resultados nas faixas de altas temperaturas e pressões, além de poder ser aplicada à misturas contendo componentes pesados.

Para a obtenção dos envelopes de fase foram utilizadas as correntes de gás oriundas do campo Fazenda Mamoeiro (Tabela 1). A partir da composição das correntes de gás oriundas do campo Fazenda Mamoeiro, foram simuladas as taxas de deposição de enxofre elementar, assumindo diferentes quantidades (em ppm) de enxofre na corrente gasosa, bem como os potenciais de perda de receita. Os resultados obtidos foram correlacionados com o trabalho apresentado por Alami *et al.*, 2012.

Tabela 1. Composição do gás natural do campo Fazenda Mamoeiro.

Composição	%
Metano	69,79
Etano	14,33
Propano	6,24
i-Butano	1,15
n-Butano	1,83
Pentano	1,14
Hexano	0,49
N ₂	3,19
CO ₂	1,51
O ₂	0,33

2.2. Campo Fazenda Mamoeiro (FMO)

O campo possui uma área de 4,7 km² onde foram realizados 15,7 km de linhas sísmicas 2D e perfurado um único poço. Situado na bacia do Recôncavo, o poço 1-FMO-001-BA foi perfurado em outubro de 1982 e fechado em 1987. Com profundidade de 3250 metros, os reservatórios de hidrocarbonetos são arenitos da formação Água Grande cujas produções acumuladas são 15,7 mil de m³ de óleo e 16,6 milhões de m³ de gás. Existe na área de produção uma cabeça de produção com uma árvore de natal instalada produzindo por elevação natural, um separador de gás, um tanque, um compressor e 150 m de linha de produção.

O processo de produção de gás neste campo compreende na coleta, separação e transferência da mistura Gás/Óleo produzida no poço 1-FMO-1-BA. A mistura é encaminhada a um separador SG-01, onde é feita a separação. A partir do SG-01, o gás mantido no separador com certa pressão pela válvula PCV-01 vai para sucção da unidade de compressão de gás natural C-01 de 500 Nm³/h que está setado de forma a comprimir o gás a uma pressão de 250 bar antes de comportá-lo nos cilindros de transporte. Após odorização e compressão, o gás natural comprimido (GNC) é armazenado numa carreta com cilindros de GNC, onde são transportados ao destino final. Ao chegar ao local de consumo, a carreta deve ser conectada a unidade de descompressão para distribuir aos postos consumidores. A Figura 2 mostra a planta do processo de produção de Óleo/Gás do campo Fazenda Mamoeiro.

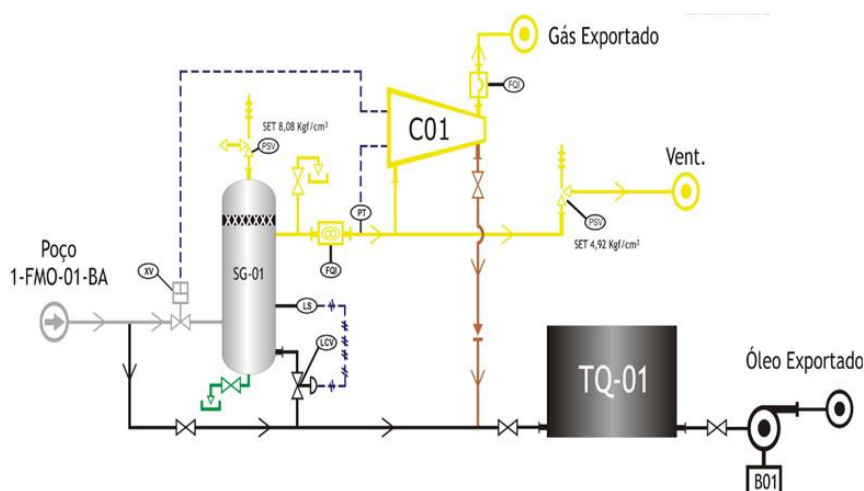


Figura 2: Fluxograma do processo de produção de Óleo/Gás do campo Fazenda Mamoeiro.

O trecho entre a PCV (válvula de controle e alívio de pressão) até a entrada do compressor foram os pontos de análise escolhidos para estudo da taxa de nucleação, já que os pontos comuns de ocorrência são nos trechos de redução de pressão. Esta válvula possui set de 4 kgf/cm² e localiza-se antes do compressor C-01.

Já o óleo e a água (em caso de produção de água) serão armazenados no tanque TQ-01 que possui capacidade para 500 barris. O trecho em amarelo na Figura 2 é o caminho destinado a passagem de gás, assim como o trecho em preto representa o caminho de passagem do óleo. Na linha de gás se encontra o medidor tipo turbina que realiza a leitura da vazão de gás FQI (*flow quantity indicator*) antes da entrada para o compressor, no qual enquanto em produção registrava uma vazão na faixa de 5000 a 7000 m³/d. O sistema ainda possui duas válvulas de segurança e alívio (as

PSVs), pois em caso de sobrepressão na linha de admissão do gás para o compressor há uma despressurização no trecho do “vent”.

A PSV acima do SG-01 é acionada quando o sistema não suporta a pressão imposta pelos fluidos, então fecha-se a válvula de bloqueio anteriormente ao by-pass parando a produção, e drena-se o gás que está sob alta pressão através da PSV.

O cenário no qual este estudo foi aplicado ateu-se apenas a um trecho do processo, que foi o de maior probabilidade de ocorrência de deposição de enxofre elementar. O trecho escolhido para realização do trabalho foi a montante e a jusante do separador SG-01 passando pelo medidor turbina FQI e pela ramificação T onde encontra-se uma válvula de acesso ao compressor (Figura 3). Dentro deste trecho foram analisados dois pontos, a montante do separador e a jusante do medidor de vazão tipo turbina, onde provavelmente estará ocorrendo queda de pressão e consequentemente deposição de S_8 . Com os dados de pressão e temperatura desses dois pontos pode-se determinar a quantidade de enxofre em ppm a jusante do medidor de vazão. Sabe-se que o valor de pressão a montante do separador é de 10928,2 kPa e a temperatura de 60 °C, considerando que esse ponto possui os mesmos valores de pressão e temperatura que na cabeça do poço. Já para o segundo ponto (a jusante do medidor de vazão) a pressão na linha é de 487,39 kPa (4,97 kgf/cm²) e a temperatura atinge valores de 27°C.



Figura 3. Instrumentos do Campo Fazenda Mamoeiro com foco nos ponto de análise.

3. Resultados e Discussões

3.1. Verificação da ocorrência de S_8 na produção de gás natural no campo FMO

A Figura 4 mostra que para as condições de pressão e temperatura simuladas (4000 KPa e 27°C), o campo FMO estaria trabalhando na região de duas fases, favorecendo a condensação retrograda, e consequentemente, a nucleação.

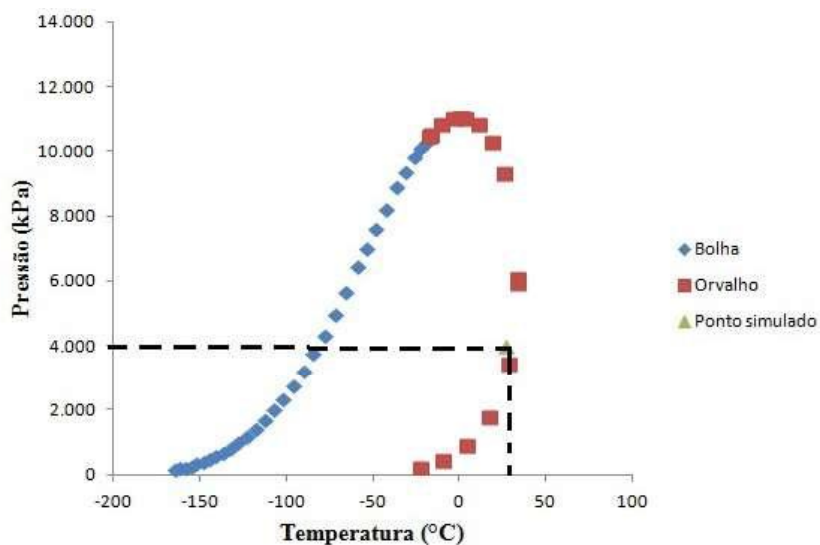


Figura 4. Envelope de fases para a composição do gás do Campo Fazenda Mamoeiro.

Desta forma, caso exista um vapor de enxofre presente na corrente de gás, mesmo em níveis de ppm, este se tornará supersaturado em enxofre e, quando o mesmo passar por pontos de redução de pressão e de temperatura, irá ocorrer o processo de dessublimação. Isto resultará na deposição localizada do pó amarelo em, por exemplo, equipamentos de medição, acarretando em erros de medição do volume de gás transportado. Portanto, torna-se extremamente relevante que seja feita uma mudança das condições operacionais do processo evitando que se trabalhe nestas condições de favorecimento de condensação retrógrada.

3.2. Taxa de deposição de S_8

As taxas de deposição de enxofre para a corrente de gás do campo Fazenda Mamoeiro foram determinadas simulando-se diferentes concentrações de enxofre na corrente do gás. As concentrações de enxofre utilizadas para a construção dos diagramas de equilíbrio foram de 0,01; 0,1; 1 e 5 ppm (Figura 5).

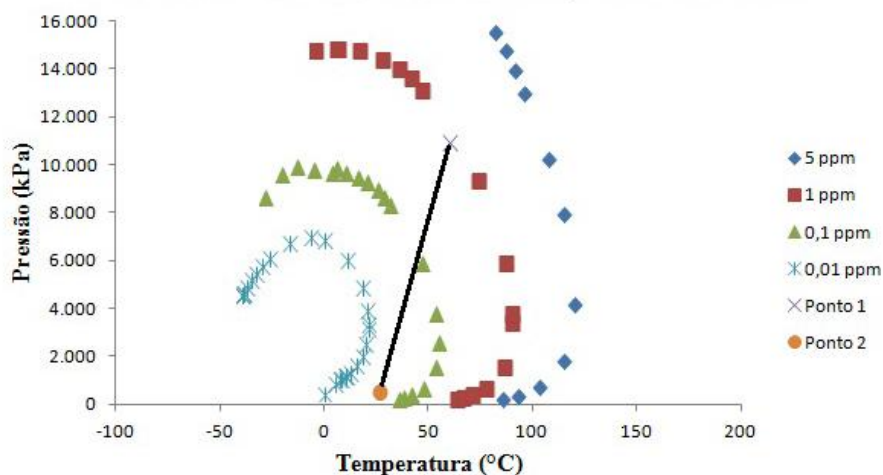


Figura 5. Curvas de orvalho do campo FMO com diferentes concentrações de vapor de enxofre (em ppm).

A partir do diagrama de equilíbrio (Figura 5) pode-se observar que, para as condições simuladas de transporte, partindo-se de um ponto 1 (a montante do separador) a uma pressão de 10928,2 kPa e temperatura de 60 °C (com solubilidade de 1 ppm de enxofre) e chegando-se a um outro ponto 2 (a jusante do medidor de vazão) a uma pressão de 487,39 kPa e temperatura de 27 °C (com solubilidade de 0,07 ppm de enxofre), foi formada uma quantidade de enxofre no estado sólido equivalente a uma concentração de 0,93 ppm de enxofre na corrente gasosa. Isto se deve ao fato de ter havido uma queda brusca de pressão e de temperatura. Além disso, a corrente de gás natural está saturada do vapor de enxofre a jusante do medidor de vazão, favorecendo o fenômeno da dessublimação.

Para efeito comparativo utilizou-se outro campo que produz em larga escala e em altas vazões pertencente a empresa Saudi Aranco (Alami *et al.*, 2012). Analisando os dados reportados pelo autor, foram escolhidos dois pontos onde ocorre a maior queda de pressão: um na cabeça do poço (com solubilidade de aproximadamente 45 ppm de enxofre) e outro a montante do choke (com solubilidade de aproximadamente 0,5 ppm de enxofre). Devido a queda de pressão e ao resfriamento dessa mistura, o nível de enxofre sólido dessublimado esperado neste trecho seria de 44,5 ppm, uma grande quantidade de enxofre devido a suas altas taxas de produção, podendo causar riscos a segurança assim como entupimento de válvulas, perda de área e equipamentos e corrosão agressiva.

3.3. Custo da Perda de Receita/Produto e os erros de medição associados

A partir dos resultados obtidos anteriormente, observa-se que, para as condições simuladas de pressão e temperatura (40 bar e 27°C), o campo Fazenda Mamoeiro possui grandes chances de ocorrência de acúmulo de S_8 . Sabendo que a vazão do campo é de 7.000 m³/d, a perda que o PCE teria relacionada ao produto (gás natural) embasado no erro de 2% seria na ordem de 140 m³ por dia, uma quantidade considerável para um campo de baixa vazão. Porém, o medidor turbina requer manutenção a cada 3 meses o que configuraria uma perda total de produto na ordem de 12.600 m³ de gás natural. Neste período, considerando ainda que enquanto o poço 1-FMO-001-BA estava em atividade não houve manutenções no campo, portanto essa perda se calculada para cada ano que o campo manteve-se em atividade obteríamos um valor de 51.100 m³/ano de gás. Volume que pode causar grandes impactos a pequenos produtores.

Analisando os dados reportados por Alami *et al.* (2012), os campos da Saudi Aranco apresentam uma produção total de gás de 2.500 MMscf por dia (7,0792.10⁷ m³/d). Assim, caso ocorra leituras errôneas dos medidores (2%) a perda diária para este campo será na ordem de 50 MMscf (1,4158.10⁶ m³/d). Para um período de médio prazo (3 meses) a perda seria da ordem de 4.500 MMscf (1,2743.10⁸ m³/d). Se projetarmos para um ano de produção e

transporte, a empresa Saudi Aranco poderia deixar de arrecadar um total a 18.250 MMscf ($5,1678 \cdot 10^8 \text{ m}^3/\text{d}$). Além disso, o enxofre está sendo produzido em larga escala, o que aumenta a possibilidade de ocorrer corrosão agressiva a instrumentação e tamponar os dutos, necessitando também de um tratamento e descarte correto seguindo as normas ambientais.

A Tabela 2 apresenta os resultados obtidos para a perda de receita, baseados em um erro de medição de 2%, para um campo de pequeno porte (Fazenda Mamoeiro) e grande porte (Saudi Aranco), considerando um período de curto, médio e longo prazo. Os cálculos de perdas foram baseados no custo do metro cúbico do gás licitado pelo PCE que é de R\$ 0,32/m³.

Tabela 2- Perdas de receita a curto, médio e longo prazo.

Campo	R\$/dia	R\$/90 dias	R\$/ano
Fazenda Mamoeiro	44,80	4.032,00	16.352,00
Saudi Aranco	453.056,00	40.777.600,00	165.369.600,00

Vale ressaltar que além da perda de receita oriunda da medição incorreta do volume de gás, ainda existem as perdas decorrentes de paradas na produção para manutenção dos equipamentos e, a possibilidade de pagamento de multa por descumprimento das normas estabelecidas pela portaria conjunta nº 1 ANP/INMETRO (2000). Esta portaria estabelece que as multas atribuídas pela ANP, em caso de se importar, exportar ou comercializar petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis em quantidades ou especificação diversas da autorizada, podem chegar até R\$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais).

Outra perda financeira que também vale ser ressaltada é no pagamento dos *royalties* e direito de superfície visto que os mesmos são pagos sobre o volume produzido. No caso do campo Fazenda Mamoeiro a porcentagem paga mensal em *royalties* e direito de superfície é de 5% e 0,5%, respectivamente, por se tratar de um campo marginal. Desta forma, ocorrendo erros de medição no volume produzido irá acarretar em pagamento do valor incorreto dos *royalties* ao estado e do direito de superfície ao dono da terra.

4. Conclusões

Os resultados apresentados na Tabela 2, bem como, os valores das sanções impostas pela ANP, demonstram que o problema decorrente do depósito de enxofre elementar em dutos de gás natural requer atenção, pois pode levar a perdas de receita significativas. As perdas quantificadas neste trabalho foram calculadas para um campo de pequeno porte que opera com baixas vazões e um de grande porte operando a altas vazões. No entanto, é notório que, independente do porte do empreendimento, os resultados apresentados são extremamente relevantes, sendo necessário a obtenção de métodos que venham mitigar e/ou evitar estas perdas.

5. Agradecimentos

À FAPESB pelo apoio financeiro através do termo de outorga APP0008/2011. A CAPES e ao PIBIC/UFBA pelas bolsas concedidas. Por fim, ao Projeto Campo-Escola da UFBA pela disponibilização dos dados referente ao campo Fazenda Mamoeiro.

6. Referências

- ALAMI, I. A., AL-HAJI, M. N., AL-ADEL, S. I. Saudi Aramco Offshore Sour Gas Production: Elemental Sulfur Deposition Mitigation. *Saudi Aramco Journal of Technology*, 2012.
- CÉZAC, P., SERIN, J. P., RENEUME, J. M., MERCADIER, J., MOUTON, G. Elemental Sulphur Deposition in Natural Gas Transmission and Distribution Networks. *Supercritical Fluids Journal*, v. 44, n. 2, p. 115-122, 2008.
- CHESNOY, A. B., PACK, D. J. S₈ Threatens Natural Gas Operations. *Oil Gas J.*, v. 95, p. 74-79, 1997. Apud: PACK, D. J., PARKS, D. W., CHESNOY, A. B. Gas Pipeline Preferential Site Selection Occurrence for Elemental Sulphur & Other Particle Matter Formation & Deposition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, p. 94-95, 2012.
- GU, M. X., LI, Q., ZHOU, S. Y., CHEN, W. D., GUO, T. M. Experimental and Modeling Studies on the Phase Behavior of High H₂S-Content Natural Gas Mixtures. *Fluid Phase Equilibria*, v. 82, p. 173 – 182, 1993.
- PACK, D. J. Elemental Sulphur Formation in Natural Gas Transmission Pipelines. Doctor of Philosophy Thesis – The University of Western, Australia, 2005; Apud SANTOS, J. P. L. *Estudo dos fatores que influenciam a deposição de enxofre em dutos de gás natural*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal da Bahia, 2013.

- PACK, D. J.; PARKS, D. W.; CHESNOY, A. B. Gas Pipeline Preferential Site Selection Occurrence for Elemental Sulphur & Other Particle Matter Formation & Deposition. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 94–95, 2012.
- TAVARES, A. G. S.; J., T. D. e F., G. J. *Formação de Enxofre elementar em dutos de gás natural*. Monografia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.