



IBP1430_18

DESAFIOS DE UM CAMPO TERRESTRE MADURO NA TRANSIÇÃO PARA O GÁS NATURAL COMO FLUIDO PRINCIPAL

Mateus A. Fernandes¹, Francisco T. A. Costa²,
Nayron H. S. Almeida³

Copyright 2018, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na Rio Oil & Gas Expo and Conference 2018, realizada no período de 24 a 27 de setembro de 2018, na cidade do 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 2018.

Resumo

A dinâmica da indústria de petróleo e gás natural em todo o mundo, definida pelos preços praticados de seus produtos, passou por um ciclo de grandes mudanças nos últimos anos. Com isso, as companhias operadoras e as prestadoras de serviços tiveram que reagir, buscando adaptações em suas formas de atuação procurando manter a economicidade de seus projetos e a competitividade no mercado. Em meio a isto, campos terrestres maduros se deparam com desafios específicos, convivendo com reservas já reduzidas e menores margens de lucro, mas se aproveitando de vantagens como a capacidade de execução de projetos com menor uso de recursos, a disponibilidade de facilidades de produção e o conhecimento acumulado em todo o período de exploração. No caso particular dos campos *onshore* sob concessão da Petrobras na sub-bacia de Alagoas essas premissas podem ser consideradas válidas e a combinação do contexto global com uma vocação regional para produção predominante de gás natural vem sendo explorada com sucesso em estratégias que resultam na manutenção de sua viabilidade econômica. Este trabalho tem então por objetivo apresentar os principais desafios enfrentados em uma transição que leva concessões onde historicamente a produção do óleo era priorizada em detrimento do gás para um momento onde este último passa a ser tido como o fluido principal, tanto para obtenção de receita no presente quanto para constituição do portfólio de projetos para o futuro. Os dados que fundamentam esta discussão são obtidos do Campo de Pilar (Alagoas).

Palavras-chave: Exploração e produção. Campos maduros. Gás natural.

Abstract

The dynamics of the oil and natural gas industry around the world, defined by the prices of its products, have undergone a series of major changes in recent years. With this, the operating companies and the service providers had to react, adapting their actions to maintain the economic viability of their projects and the competitiveness in the market. Meanwhile, mature onshore fields are faced with specific challenges, dealing with reduced reserves and lower profit margins, but taking advantage of characteristics such as the capacity to execute projects with lower CAPEX, the availability of production facilities and the more mature knowledge consolidated throughout the period of production. In the particular case of the onshore fields under Petrobras concession in the

¹ Mestre, Engenheiro de Petróleo – PETROBRAS

² Especialista, Engenheiro de Petróleo – PETROBRAS

³ Administrador – PETROENG

Alagoas sub-basin, these assumptions can be considered valid and the combination of the global context with a regional aptness for the predominant production of natural gas has been successfully exploited in strategies that result in the maintenance of their economic viability. This work then has the objective to present the main challenges faced in a transition that leads fields where historically the oil production was prioritized to the detriment of gas to a moment where the latter becomes the the main fluid, both to obtain revenue in the present as well as for the constitution of a portfolio of projects for the future. The data that underlie this discussion are obtained from the Pilar field, in Alagoas, Brazil.

Keywords: Exploration and production. Mature fields. Natural gas.

1. Introdução

As transformações recentes ocorridas a nível global na indústria de petróleo vêm ocasionando mudanças de paradigma em toda a sua cadeia de atividades. Com as constantes alterações nos níveis de preços, decorrente das relações entre oferta e demanda, interesses político-comerciais e avanços tecnológicos, as companhias operadoras se veem obrigadas a repensar suas estratégias de produção e formas de atuação (Pedrosa e Corrêa, 2016). Neste contexto, campos terrestres maduros passam a constituir um caso especialmente desafiador para a manutenção de suas atividades e na aprovação/implantação de novos projetos (Brauns, 2010), tendo-se em mente as menores margens de lucro, consequência dos menores volumes de fluidos envolvidos.

A despeito das adversidades do momento atual, a produção nas concessões terrestres brasileiras permanece relevante, principalmente em âmbito regional, sendo o petróleo das bacias Sergipe/Alagoas, do recôncavo baiano, do Rio Grande do Norte e do norte capixaba importante fonte de renda para seus respectivos Estados, além destes deterem Reservas que somam quase 1 bilhão de barris (ANP, 2016). Estes campos também se aproveitam de vantagens como a capacidade de implementação de projetos com níveis de investimento (CAPEX) mais baixos, com rápido retorno e menores riscos, características de áreas já bem conhecidas e desenvolvidas, contando com facilidades de produção já operantes e se valendo de informações dos poços já perfurados e de longos históricos de produção (McHugh, 2017). Desta forma, com uma seleção criteriosa de oportunidades, os campos maduros *onshore* podem sair em vantagem ao competir por recursos contra os grandes campos *offshore* nos planos de negócios das grandes operadoras, como a Petrobras, além de se tornarem especialmente atrativos para empresas de pequeno e médio porte, capazes de operar com menores custos operacionais (OPEX) (Fernandes, 2018).

O foco da análise deste trabalho é nos campos maduros *onshore* sob concessão da Petrobras na bacia de Sergipe-Alagoas, mais especificamente empregando dados e resultados do Campo de Pilar como referência. Assim, seu objetivo é o de relatar alguns dos principais desafios enfrentados e lições aprendidas que resultam na manutenção da viabilidade técnico-econômica desta concessão e na garantia de constituição de um bom portfólio de projetos futuros.

2. Metodologia

O trabalho apresenta um estudo de caso, com observações particulares para o campo de Pilar, relatando algumas de suas experiências através de uma abordagem quali-quantitativa. A forma de exposição e discussão dos dados o caracteriza como uma pesquisa descritiva.

3. Histórico do Campo e Desafios Técnicos

O campo de Pilar, localizado na bacia de Sergipe-Alagoas, na região nordeste do Brasil, tem por característica dispor de bons volumes *in place* de óleo e de gás natural dispersos em mais de 800 reservatórios independentes e hidraulicamente isolados entre si (Costa; Vila Nova; Fernandes, 2016). Esta compartimentação é resultado de um passado geológico de sedimentação predominantemente deltaica ocorrida no Cretáceo Inferior, com uma alternância de deposições de camadas de arenitos e folhelhos formando empilhamentos de várias zonas de produção, que viriam a ser posteriormente segmentadas por uma grande quantidade de falhas selantes (Borba *et al.*, 2004).

Desde a sua descoberta, em 1981, o campo de Pilar já mostrava aptidão para produção de gás natural, visto que o seu poço pioneiro encontrou inicialmente este fluido em reservatório profundo da formação Penedo. Com as perfurações exploratórias subsequentes resultando na descoberta de um grande número de reservatórios de óleo na formação Coqueiro Seco (mais rasa) e o momento economicamente favorável à exploração deste fluido, os investimentos em perfurações de poços e recompletações especificamente para produção de gás não-associado ficaram em um segundo plano.

Entretanto, mesmo com o óleo como protagonista nesta fase inicial do desenvolvimento do campo e, considerando ainda que 55% do volume em óleo equivalente já descoberto e 69% do número de reservatórios correspondem ao hidrocarboneto líquido, no início da segunda década de exploração do campo a produção de gás já era superior à de óleo (ambas medidas em boe, para efeitos comparativos). Esta inversão acontecia não apenas pela redução do ritmo das perfurações para óleo, mas também pela maior facilidade em se produzir pelos reservatórios de gás, por geralmente apresentarem maiores volumes, declínios mais favoráveis e maiores áreas de drenagem por poço, características que possibilitam que se chegue a maiores Fatores de Recuperação (FR's). Na década de 2000 a produção de gás em Pilar recebeu um impulso pela descoberta de grandes volumes em acumulações profundas, o que foi de grande relevância no atendimento às demandas das termoeletricas na região Nordeste durante a crise energética que o país enfrentava. Desde então, a parcela do gás na produção total do campo é de cerca de 70%, embora a participação de receita tenha tido um aumento de importância apenas mais recentemente, conforme será discutido na Seção 4.

Ao longo de quase quatro décadas de atividades em Pilar, a garantia da viabilidade econômica da produção de gás em meio a diversas particularidades e adversidades foi conseguida através de inúmeras lições aprendidas. As subseções seguintes retratam um pouco desta trajetória, com foco nos desafios e soluções.

3.1. Perfuração de poços *onshore* profundos

Uma das características do Campo de Pilar é apresentar um grande empilhamento de reservatórios ao longo de diversas zonas estratigráficas e formações (Tabela 1). A formação Coqueiro Seco (CSO), mais rasa e espessa, contém quase a totalidade dos reservatórios de óleo, enquanto as formações Penedo (PDO) e Barra de Itiúba (BIT) são sequencialmente mais profundas e concentram os grandes reservatórios de gás não-associado.

Tabela 1. Formações portadoras de hidrocarbonetos no campo de Pilar.

Formação	Sistema Depositional	Profundidade média (m)
Coqueiro Seco	Deltaico	500-2.200
Penedo	Fluvial e Eólico	2.000-3.300
Barra de Itiúba	Fluvial e Deltaico	4.000-5.000

Por conta desta distribuição, com os reservatórios de gás já mais próximos ao fundo da bacia, a necessidade de se perfurar poços com grandes profundidades sempre foi uma constante em Pilar,

onde seu poço pioneiro, PIR-001, ultrapassou os 4.000 m em profundidade medida ainda no ano de 1981 e o poço PIR-184D, perfurado em 2004 e descobridor de reservatórios de gás na formação BIT, chegou aos 5.166 m, se tornando o poço terrestre mais profundo do Brasil naquele momento. Estas profundidades constituem grande desafio técnico, com questões que incluem, por exemplo, o controle de trajetória para que se atinja os reservatórios nas posições projetadas e a adaptação para trabalho em condições de altas pressões e altas temperaturas, exigindo equipamentos adequados para garantia de eficiência e da segurança operacional. Consequência negativa direta de tudo isto, apesar do domínio técnico adquirido pela companhia ao longo de todos esses anos, é a elevação dos custos de perfurações de poços e de intervenções com sonda (*workover*), o que leva a um aumento no rigor com as exigências volumétricas e de riscos associados aos reservatórios para que a viabilidade econômica das operações seja alcançada.

3.2. Produção a partir de intervalos de baixa resistividade em perfil

Com o aumento do número de poços atingindo objetivos mais profundos, novas situações no que se refere a características de rocha e fluido foram encontradas, mas ao mesmo tempo uma maior quantidade de dados e em melhores qualidades foram se tornando disponíveis, como novos perfis, resultados de testes de formação, amostras de rochas, *etc.*, exigindo uma forte colaboração entre diversas áreas de estudo para interpretação adequada.

Um dos resultados mais importantes desta colaboração veio com os estudos de caracterização petrográfica, diagenética e petrofísica realizados em diversos campos da bacia Sergipe-Alagoas (Neto *et al.*, 2010). Estes estudos partiram de amostras laterais e perfis especiais, como o de ressonância magnética e foram bem-sucedidos em mapear causas de anomalias de resistividade em reservatórios portadores de gás. Assim, foi demonstrado que várias zonas que apresentavam medições de baixa resistividade na perfilagem a poço aberto (convencionalmente interpretadas como portadoras de água) eram na realidade portadoras de gás, sendo a anomalia de resistividade uma consequência do estreitamento das gargantas de poros e da presença de franjas de clorita, fenômenos ilustrados na Figura 1. Resultado concreto disto é o aumento das reservas de gás do campo.

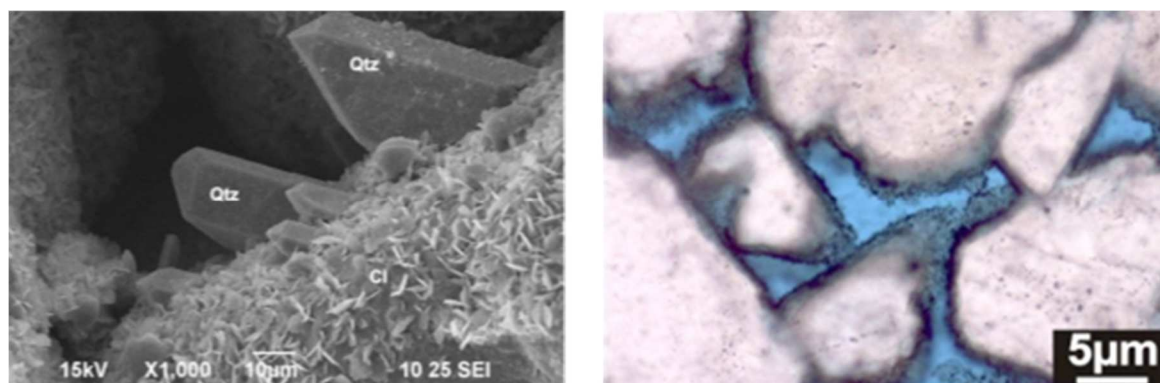


Figura 1. Fotomicrografias mostrando franjas de clorita obstruindo parte das gargantas de poros (Neto *et al.*, 2010).

3.3. Experiência com completção dupla

A experiência de uso de uma completção com coluna dupla foi muito bem-sucedida em Pilar. A primeira completção deste tipo neste campo foi realizada em 2004 e, apesar do ineditismo e de requerer operações com equipamentos específicos (Figura 2), foi concluída sem problemas. Desta forma, foi possível se aproveitar do empilhamento de reservatórios característico de Pilar para drenar simultaneamente e de forma independente duas zonas de produção distintas, neste caso sendo uma de gás pela coluna longa e uma de óleo pela coluna curta. O resultado foi uma antecipação de produção que se mostrou economicamente viável e de importância estratégica para atendimento à demanda de gás natural.

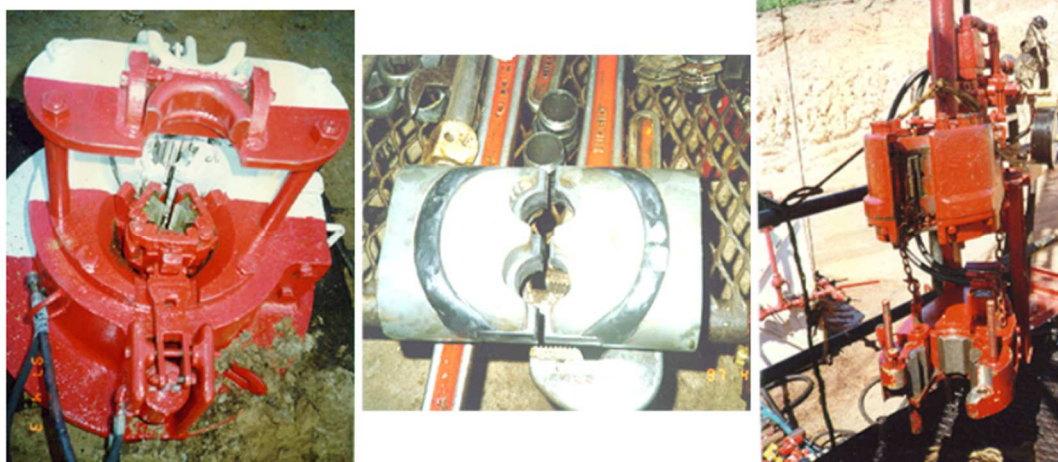


Figura 2. Exemplos de equipamentos utilizados na completação dupla: cunha dupla com espaçador para chave hidráulica, gaveta de BOP para coluna dupla e chave hidráulica especial.

3.4. Mitigação de problemas com incrustação salina

A alta salinidade da água de formação em reservatórios mais profundos, como é o caso das formações PDO e BIT em Pilar, implica em um potencial de precipitação que, se capitalizado, pode resultar em incrustações severas capazes de comprometer a produção de um poço. Estas incrustações podem afetar o fluxo com obstruções tanto na coluna de produção, como mostra a Figura 3, como no próprio meio poroso, resultando em dano ao reservatório. Problemas de ambos os tipos já foram verificados em Pilar, com prejuízos com a perda de produção e a consequente necessidade de operações de limpeza.



Figura 3. Amostra de incrustação salina removida da coluna de produção de um poço de gás em Pilar.

Em um dos casos de produção de gás não-associado estudados em Pilar, era observado que as obstruções no poço eram compostas por halita (NaCl) e sua incidência aumentava significativamente ao se alinhar a produção para o sistema de coleta de pressão reduzida ($P_{\text{cab}} = 15 \text{ kgf/cm}^2$), o que era feito com o propósito de se obter ganhos de vazão em relação à utilização da linha de coleta de pressão mais alta ($P_{\text{cab}} = 80 \text{ kgf/cm}^2$). Desta forma, a caracterização do tipo de incrustação e o estudo dos seus mecanismos de origem foram importantes para definição de uma estratégia de mitigação do problema.

A halita, por ter uma alta solubilidade em água, está sujeita a se precipitar significativamente mesmo com pequenas supersaturações, e este tipo de situação geralmente é decorrente de uma evaporação da água produzida, que pode acontecer por queda de pressão na rocha porosa ao redor do poço, na coluna de produção ou até mesmo nas linhas de coleta (Goodwin *et al.*, 2016). Assim, a

estratégia mais indicada para maximizar o retorno econômico foi a de manter a produção para a linha de alta pressão (o que reduziria a queda de pressão e, consequentemente, a evaporação da água) pois mesmo que isso implicasse em menores vazões de imediato, as chances de interrupção da produção e a demanda por operações de limpeza seriam drasticamente reduzidas. Esta estratégia se mostrou eficaz na redução dos problemas de incrustação em situações como a descrita.

3.5. Uso de perfis de saturação a poço revestido

Outro caso de notável sucesso alcançado recentemente foi a incorporação do uso de informações de perfis de saturação corridos a poço revestido à prática dos estudos para recompletações em poços. Estes perfis são corridos antecedendo intervenções que visam poços/reservatórios que podem já ter sido previamente drenados ou de interpretação de fluido duvidosa pelos perfis convencionais corridos a poço aberto. Seus objetivos são a identificação de hidrocarbonetos remanescentes em reservatórios previamente produzidos (*bypassed oil/gas*), o mapeamento das atuais posições dos contatos entre fluidos (com as eventuais alterações ocorridas desde a perfuração original) e a facilitação do reconhecimento de hidrocarbonetos em situações não-convencionais (por exemplo, próximos a águas de alta resistividade). A Figura 4 traz um exemplo de resultado do uso do perfil do tipo Sigma em um poço de Pilar.

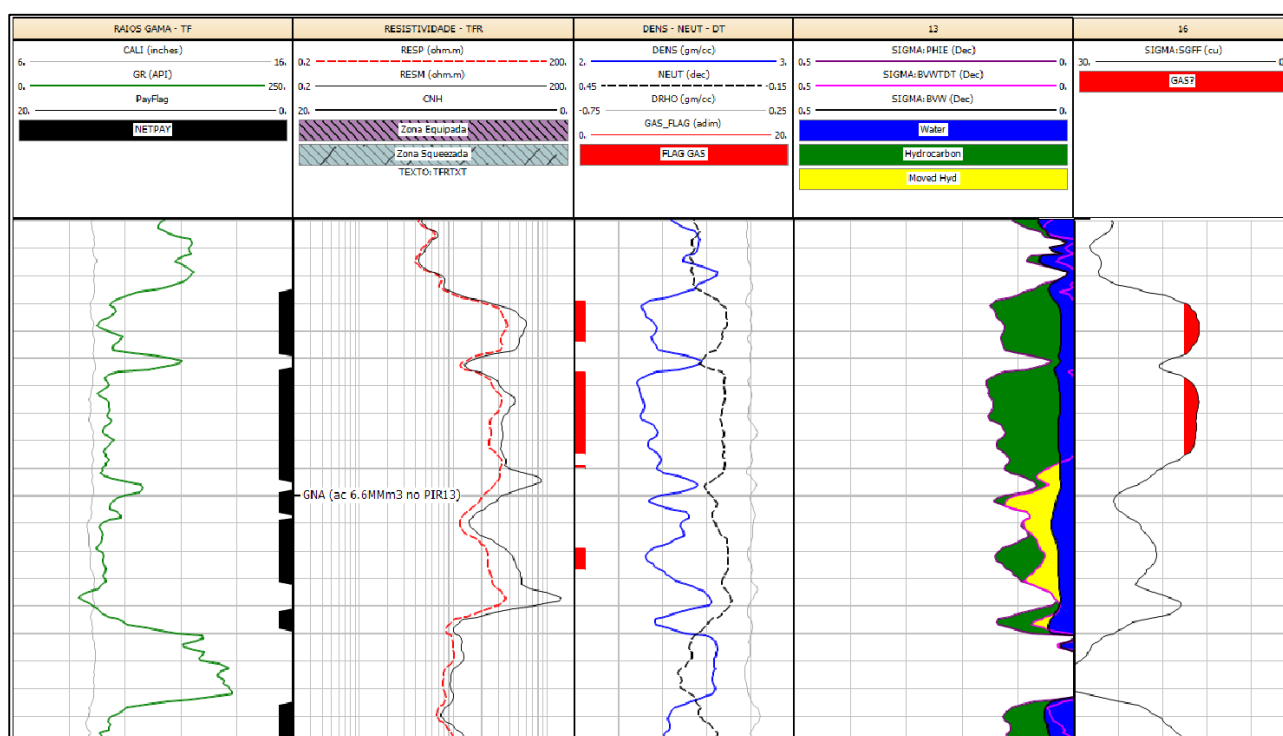


Figura 4. Exemplo de uso do perfil de saturação do tipo Sigma mostrando: perfis de poço aberto GR, resistividade e densidade/neutrão (*tracks* 1 a 3, respectivamente) indicando zona portadora de provável gás originalmente; resultado do perfil Sigma indicando no *track* 4 os intervalos com hidrocarboneto presente (preenchimento verde), aqueles onde o hidrocarboneto original foi movido (amarelo) e a água (azul), além de um sinalizador para a provável presença de gás no *track* 5 (preenchimento vermelho).

Estes perfis são analisados conjuntamente com o histórico de produção/injeção dos poços, pressões dos reservatórios, mapeamento dos reservatórios, dentre outros dados, para que seja definido de forma mais confiável o intervalo a ser aberto em uma intervenção. De suma importância para o sucesso desta análise, a integração multidisciplinar realizada envolve Petrofísica/Geologia e Engenharia de Reservatórios/Poços, e tem trazido resultados excelentes na redução de insucessos em recompletações, ao evitar canhoneios em intervalos não-portadores de hidrocarbonetos.

3.6. Desafios com zonas de baixa permeabilidade

A descoberta das acumulações profundas de gás não-associado na formação Barra de Itiúba traz para a concessão de Pilar um novo desafio: lidar com a produção a partir de reservatórios de baixa permeabilidade. Embora as zonas superiores da formação, hoje em produção, apresentem boas características que resultam em excelente produtividade de forma convencional, o mesmo não se aplica às porções mais inferiores. Estas, apesar de disporem de grandes volumes *in place*, não devem resultar em vazões atrativas a não ser que sejam submetidas a estimulação por fraturamento hidráulico. Estima-se que a viabilidade econômica das recompletações a profundidades tão grandes só será alcançada com a produção conjunta por diversos intervalos simultaneamente, estimulados por fraturamentos múltiplos (*multi stage frac*), técnica que já se encontra consolidada na indústria, mas cujo uso ainda é inédito nesta bacia.

3.7. Aprendizado estratégico/organizacional

Além das lições aprendidas na área técnica, importantes pontos no que se refere à gestão também foram alvo de melhorias, por exemplo:

- Melhor uso das informações de reservatório disponíveis – com ampliação da integração entre áreas como engenharia e geologia de reservatórios, geofísica, geomecânica, petrofísica, avaliação das formações, laboratórios de análises de rochas e fluidos, elevação e escoamento, TI, Centro de Pesquisa, *etc* (Costa; Vila Nova; Fernandes, 2016).
- Implantação de uma gestão ativa de portfólio, com alocação inteligente de investimentos em projetos tendo em vista os melhores retornos (VPL/IA), os tempos necessários para esses retornos e os riscos associados, todos analisados sob uma ótica probabilística.
- Foco na eficiência operacional, objetivando reduções de custos e aumentos da confiabilidade e da segurança para facilitar a viabilização econômica de projetos.

Estas melhorias têm se mostrado fundamentais para a unidade e a companhia como um todo, especialmente durante o ciclo de baixa dos preços do petróleo.

4. Mudanças de Cenário para o Gás Natural

Conforme anteriormente citado, a produção de gás natural sempre foi de grande destaque na concessão de Pilar, com volumes mais significativos do que os da produção de óleo desde o início da década de 90, como mostra o histórico de produção da Figura 5. Esta tendência se consolidou com o desenvolvimento da produção de reservatórios da formação Penedo (a partir do ano de 1995) e posteriormente com as novas descobertas de acumulações na formação Barra de Itiúba (com início da produção em 2004), de forma que nos últimos 20 anos a média de participação do gás na produção total equivalente em Pilar é superior a dois terços.

No entanto, os preços praticados reduziam a importância do gás para a área de Exploração e Produção (E&P), fazendo com que os projetos para este fluido fossem frequentemente preteridos em benefício dos projetos para ganho de produção de óleo. Esta situação perdurou por mais de duas décadas, se tornando ainda mais marcante durante o ciclo de altos preços do petróleo, que marcou o apogeu da disparidade entre os preços das duas fontes energéticas nos mercados de todo o mundo (Macrotrends, 2018).

Vale destacar que, no caso da Petrobras, a área de E&P é remunerada pela produção de gás de acordo o chamado Preço Interno de Transferência (PIT) para o Abastecimento, em uma espécie de comercialização entre diferentes segmentos de negócios da companhia (Petrobras, 2018). Desta forma, a análise econômica de projetos de exploração deve sempre se mostrar positiva levando-se em consideração este preço que, embora seja guiado por parâmetros de mercado, não é inequivocamente atrelado a estes.

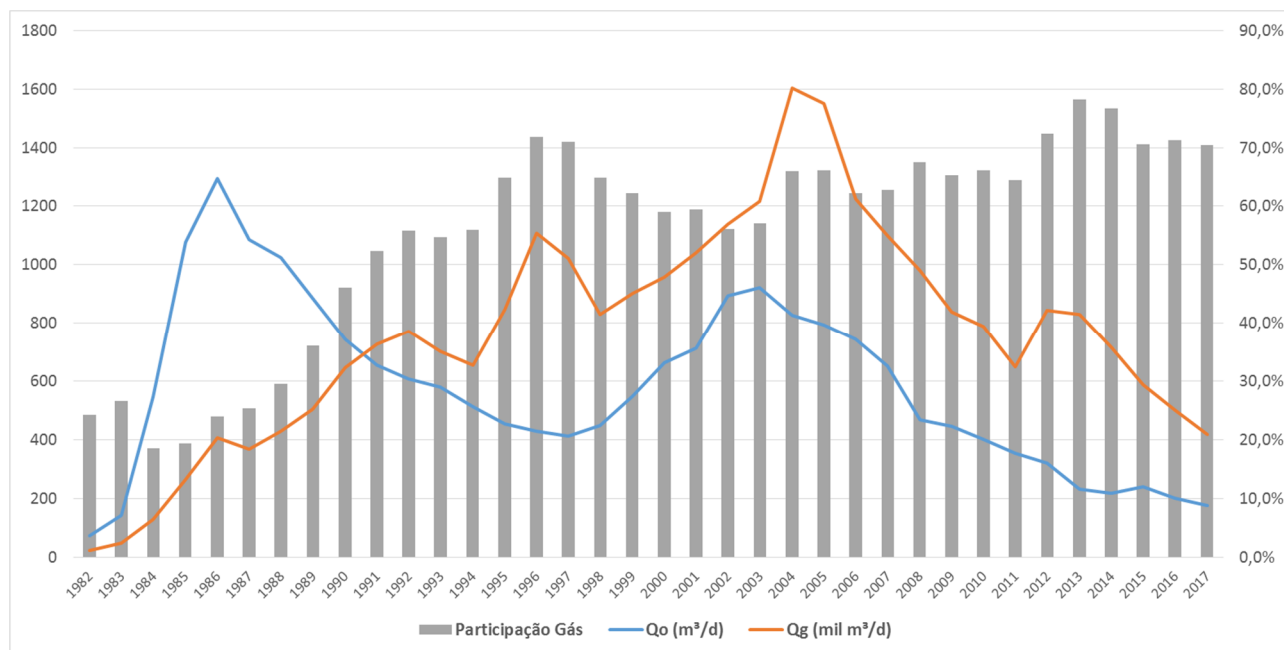


Figura 5. Histórico de produção de óleo e gás da concessão de Pilar, destacando o percentual de participação do gás.

No entanto, recentemente houve uma mudança no panorama das relações entre os preços das duas fontes. Com a descontinuidade nos preços do petróleo ocorrida a partir do segundo semestre de 2014 e uma gradual adaptação da indústria mundial a esta nova realidade, o gás passava a ter maior impacto. No mercado interno – onde os preços de gás natural são predominantemente indexados aos contratos celebrados entre a Petrobras e distribuidoras e com dependência em relação ao câmbio e à cotação de energéticos de referência (MME, 2016) – houve aumento significativo nos preços, se refletindo no aumento do PIT e o consequente favorecimento para os projetos de E&P. Este movimento fica bastante evidente ao se observar o caso particular do campo de Pilar no gráfico da Figura 6, que mostra a crescente participação do gás na receita total. Em 2015 o equilíbrio entre as receitas de ambos os fluidos passava a ser evidente e a partir de 2016 finalmente as receitas oriundas da produção de gás se tornaram maiores do que aquelas relativas ao óleo.

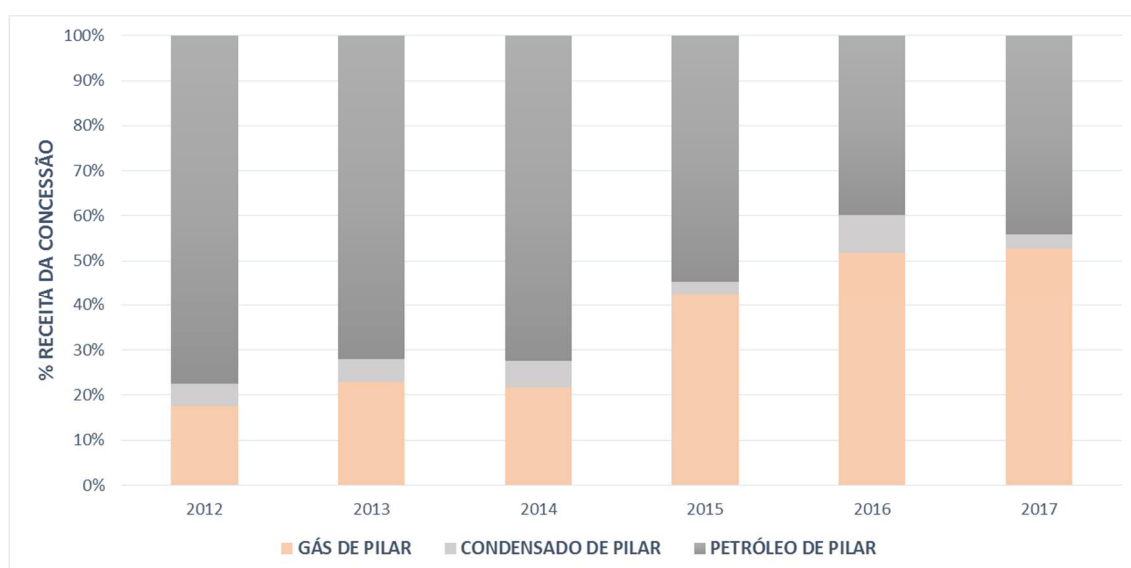


Figura 6. Participação dos diversos fluidos na composição da receita da concessão de Pilar.

Tal situação vem sendo aproveitada em Pilar com a proposição de novos projetos visando à produção de gás. Estes projetos devem ser ainda impulsionados pela aquisição de uma nova sísmica 3D para o campo, que se encontra em andamento e que, quando concluída, permitirá o mapeamento de horizontes mais profundos (na formação Barra de Itiúba), subsidiando a perfuração de novos poços produtores e o incremento de reservas.

Desta forma, a estratégia de manutenção da economicidade da concessão se alinha com as necessidades da própria Petrobras, que aponta um caminho rumo ao aumento da participação do gás em sua matriz (Petrobras, 2017), se aproximando de uma composição de portfólio comparável às outras *majors* petrolíferas (Siqueira e Francellino, 2018). Se alia a isto a forte tendência global de se ver o gás natural como uma fonte energética mais “limpa”, ocupando um papel crescente no mercado (Deloitte, 2014) em um momento de transição para entre os combustíveis fósseis – incluindo o carvão mineral e o próprio petróleo – e as fontes energéticas renováveis (Lin, 2016).

5. Conclusões

Atualmente as condições de preço das commodities e dos custos de investimento e operação vêm favorecendo a aprovação de novos projetos para produção de gás na Petrobras e também no caso particular da concessão de Pilar, havendo ainda uma expectativa de continuidade desta tendência pelo menos em um futuro próximo. Com essas premissas, a manutenção da viabilidade econômica de Pilar vem sendo conseguida se aproveitando da vocação regional para produção predominante de gás natural e se embasando fortemente no amadurecimento técnico conseguido ao longo de todo o seu histórico de exploração. Além disto, as estratégias adotadas para o campo se alinham com as diretrizes da companhia para incremento de suas reservas de gás, também relacionadas à busca por uma maior autonomia nacional em relação a este combustível e à tendência global de transição da matriz energética atual para uma de menores impactos ambientais e maior sustentabilidade.

6. Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer à PETROBRAS pela permissão para publicação deste artigo.

7. Referências

- ANP. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2016*. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016.
- BORBA, C.; TAKEGUMA, M. S.; SOUZA FILHO, E. J. Revitalization of Pilar Field (Sergipe-Alagoas Basin, Brazil) Using Deviated Wells Along Fault Planes: A Successful Experience. In: *Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, USA: SPE, abr., 2004.
- BRAUNS, B. *et al.* Viabilidade técnica e econômica na exploração de petróleo em campos maduros: uma porta para a indústria nacional. In: *III Congresso Nacional de Excelência em Gestão – CNEG*, Niterói, Brasil, ago., 2010.

- COSTA, F. T. A.; VILA NOVA, F. A. M.; FERNANDES, M. A. Multidisciplinary vision is the key to making a high stratigraphic and structural complexity oil field profitable under an adverse costs scenario. In: *Rio Oil & Gas*, Rio de Janeiro, Brasil: IBP, set., 2016.
- DELOITTE. *Visão 2040 – Cenários mundiais para a indústria de óleo e gás*. 2014. Disponível em: <www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/br/Documents/energy-resources/Visao2040_OleoGas.pdf>. Acesso em 23 mar. 2018.
- FERNANDES, M. A. Prolifidade de campos maduros terrestres em um cenário desafiador de preços: estratégias de sobrevivência. *T & N PETRÓLEO*, v. XIX, p. 38-41, 2018.
- GOODWIN, N.; GRAHAM, G. M.; FRIGO, D. M.; KREMER, E. Halite deposition – Prediction and laboratory evaluation. In: *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition*, Aberdeen, Escócia: SPE, mai., 2016.
- LIN, A. Natural gas as a transition fuel: A bridge too far? *Bulletin of the Atomic Scientists*, 2016. Disponível em: <thebulletin.org/natural-gas-transition-fuel-bridge-too-far9671#wt>. Acesso em 26 mar. 2018.
- MACROTRENDS. *Crude oil vs natural gas – 10 year daily chart*. 2018. Disponível em: <www.macrotrends.net/2500/crude-oil-vs-natural-gas-chart>. Acesso em: 10 jun. 2018.
- McHUGH, M. Brownfield development in Brazil – Challenges and Opportunities. LinkedIn, 2017. Disponível em: <www.linkedin.com/pulse/brownfield-development-brazil-challenges-mark-mchugh/?trk=mp-reader-card>. Acesso em 17 nov. 2017.
- MME. *Gás para crescer – Relatório Técnico*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2016
- NETO, O. M.; SANTOS, M. R. F. M.; JÚNIOR, J. M.; OLIVEIRA, R. S. Caracterização de anomalias de baixa resistividade em reservatórios produtores de hidrocarboneto na Bacia Sergipe-Alagoas. In: *V Simpósio de Sedimentologia e Estratigrafia*, Aracaju, Brasil: Petrobras, 2010.
- PEDROSA, O.; CORRÊA, A. *A crise do petróleo e os desafios do pré-sal*. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2016. 16 p.
- PETROBRAS. *Demonstrações Financeiras 2017*. 2018. Disponível em: <www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>. Acesso em 13 jun. 2018.
- PETROBRAS. *Plano de Negócios e Gestão 2018-2022*. 2017. Disponível em: <www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao>. Acesso em 23 mar. 2018.
- SIQUEIRA, C.; FRANCELINO, R. Solange Guedes, da Petrobras: Mudança rumo ao gás? *Brasil Energia Petróleo*, 2018. Disponível em: <bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/solange-guedes-da-petrobras-mudanca-rumo-ao-gas/>. Acesso em 29 mai. 2018.