



IBP1034_18

PRODUÇÃO ONSHORE NO BRASIL: CAMPOS MADUROS e/ou MARGINAIS – MAIS QUE UM DESAFIO, UMA BOA OPORTUNIDADE
ARLINDO A. de Souza¹, Maria TERESA R. Fuess², Lideniro ALEGRE³, EVANDRO La Macchia⁴

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

No BRASIL, atualmente, 7390 poços terrestres produzem uma média de 17 bpd, sendo que uma parte significativa já está depletada ou depreciada. Uma parcela faz parte do plano de desinvestimentos da PETROBRAS ou está disponível para licitação. Para alguns especialistas, muitos desses ativos poderiam se viabilizar com produção de 10 bpd, desde que “revitalizados” e com estrutura mais “enxuta”. Na nossa visão, fundamentada em muitos anos em projetos, consultorias e estudos em campos como Fazenda Belém, Fazenda Alegre, Rio Urucu e outros do Recôncavo, SE/AL, ES e da bacia Potiguar, realmente existe um potencial remanescente interessante nas bacias maduras brasileiras. No entanto, é necessário além de um Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE) considerar também os aspectos Ambientais e Sociais de forma específica (EVTEAS). Na maioria desses campos é necessário ainda fazer “algo diferente”, suportado por uma Análise de Risco criteriosa e uma Gestão Proativa (Inovação, Técnicas “Não Convencionais”, potencialidades da Indústria 4.0). Acreditamos que, mais que um desafio, se trata de oportunidade para pequenos e médios operadores, prestadores de serviço e investidores. A intenção deste paper é discutir algumas alternativas para os principais desafios: a) aumentar a produção por poço, b) equacionar o problema da água produzida, c) reduzir os custos operacionais, d) implementar novos Métodos e Procedimentos mais competitivos, e) equacionar as questões relativas ao passivo ambiental e de unitização. Adicionalmente, será abordado o aproveitamento do gás associado gerando eletricidade e vapor para injeção (microCOGERAÇÃO) em campos de óleo pesado como Fazenda Belém e Fazenda Alegre.

Palavras-chave: Campos Maduros. Terrestres. Produção. BRASIL. Negócios.

Abstract

Currently in Brazil, 7390 onshore wells produce an average of 17 bpd, most of them already depleted or depreciated. A number of them is part of PETROBRAS divestment plan or available for bidding. For some experts, many of these assets could turn viable with production of 10 bpd, provided they are revitalized and managed with a lean structure. In our point of view, based on many years of projects, consultancies and

¹ Mestre em Administração, Engenheiro Eletricista e de Petróleo – GERISK Petróleo

² Pós-Graduada, Engenheira de Produção, PMP, RMP – GERISK Petróleo

³ PHD, Engenheiro de Petróleo – OPLA Consulting

⁴ PHD, Engenheiro de Petróleo – Oil & Gas Business Consulting

studies in fields such as Fazenda Belém, Fazenda Alegre, Rio Urucu and others in the Recôncavo, SE/AL, ES and the Potiguar basin, there is indeed an interesting remaining potential in the mature Brazilian basins. However, besides a Technical and Economic Feasibility Study it is necessary to also consider social and environmental aspects in a specific way (EVTEAS). In most of these fields it will be still necessary to do "something different" (Innovation, "Non-Conventional" Techniques, Industry 4.0 potentialities) supported by careful Risk Analysis and Proactive Asset Management. Above all, more than a challenge it is an opportunity for small and medium-sized operators, service providers and investors. The purpose of this paper is to discuss some alternatives to the main challenges: a) increase production per well, b) solve the problem of water produced, c) reduce operational costs, d) implement secondary recovery at competitive cost, and d) issues of environmental liability and unitization. In addition, the use of the associated gas generating electricity and steam for injection (microCOGERATION) in heavy oil fields, such as Fazenda Belém and Fazenda Alegre will be approached.

Keywords: Mature Fields. Onshore. Production. BRAZIL. Business.

1. Introdução

Dados da Abespetro (Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo) indicam que o setor de petróleo e gás responde por cerca de 13% do PIB brasileiro. De acordo com a AIE (Agência Internacional de Energia), o BRASIL é o 10^o produtor mundial de petróleo e o maior produtor da América Latina. Em 2017, a produção de petróleo no país foi cerca de 2,6 milhões de barris por dia e a de gás de 110 milhões de m³. Esses números são relevantes, porém somente cerca de 5% das áreas sedimentares estão concedidas e cerca de trinta mil poços foram perfurados no BRASIL enquanto que a Argentina, com uma área significativamente menor, já perfurou o dobro disso e os EUA, milhões de poços.

Não fosse o pré-sal, a produção brasileira estaria declinando. A produção offshore do pós-sal caiu mais de 30% nos últimos cinco anos. Já onshore, a produção caiu de 180 para 117 barris por dia e continua declinante. A perfuração de poços diminuiu quase 80%.

No mundo, a revolução do *shale* nos EUA colaborou fortemente para a queda do Brent. Projetos de ciclo curto, custos declinantes e aumento das reservas contribuíram para manutenção dos preços mais baixos e tornaram as operadoras mais exigentes e seletivas. Estima-se que a parcela dos investimentos deste setor no BRASIL seja da ordem de 5% do global. A pressão para redução do consumo de combustíveis fósseis tem aumentado e os carros elétricos ampliam sua presença no mercado. Outras fontes de energias renováveis se tornam cada vez mais competitivas.

Diante desse quadro, o BRASIL precisa explorar o quanto antes seu potencial, otimizando e explorando os recursos petrolíferos existentes no subsolo, revitalizando seus campos maduros e/ou marginais e viabilizando a produção do potencial exploratório remanescente. Inovação, tecnologia, melhoria do ambiente de negócios são medidas importantes para atrair o capital necessário ao desenvolvimento dessas Reservas.

Um campo maduro é definido, pela ANP, como aquele que está em declínio da produção. Em geral, já produziu mais do que resta produzir. A maioria dos campos produtores brasileiros (exceto os do pré-sal) pode ser considerada maduro por essa definição. Por outro lado, apesar da maturidade, o fator de recuperação (FR) é baixo. Dados indicam que até 2016 foram recuperados 9% do volume total contido nos reservatórios e deve-se chegar a 21% na média das reservas declaradas. Na Bacia de Campos, o FR é de 24% e na Bacia do Recôncavo chega a 33%. O FR médio, mundial, é de 35%. Na Noruega esse fator chega a mais de 50%.

Segundo dados da ANP, 1% a mais no FR no nosso país gera potencialmente US\$ 18 bilhões em novos investimentos e US\$ 11 bilhões em royalties. Para aumentar o fator de recuperação os governos de outros países autorizam a extensão da fase de produção, incentivam as transferências para empresas especializadas, promovem pacotes de incentivo econômico (redução de tributos, ajustes e simplificações regulatórias, oferta de áreas no entorno do campo, incentivo à unitização e otimização da infraestrutura ociosa).

No BRASIL, a ANP também está trabalhando nesse sentido. A Resolução CNPE 17/2017 tem diretrizes para incentivar o aumento da produção de campos maduros e evitar o abandono definitivo e descomissionamento. Para fomentar a participação de empresas de menor porte, pequenos e médios operadores, prestadores de serviços e até possíveis investidores, a ANP está regulamentando o chamado RBL (*reserve based lending*), que é o financiamento lastreado em reservas de petróleo com o intuito de facilitar a obtenção de capital para revitalização dos campos. Esse mecanismo é utilizado em países como os EUA.

Outro ponto importante é o fomento ao uso de novas tecnologias de recuperação, cuja aplicação seja essencial para aumentar os volumes extraídos dos reservatórios. Nesse sentido, a ANP anunciou uma nova categoria para premiar o melhor projeto de recuperação de campos (Prêmio Inovação 2018).

Por fim, cabe destacar ainda na CNPE 17 a possibilidade de redução da alíquota de royalties sobre a produção incremental com o objetivo de, não só aumentar a arrecadação, mas também o valor absoluto capturado pela sociedade. Como se pode perceber, diversas ações estão sendo conduzidas por órgãos governamentais para apoiar a revitalização de campos maduros.

2. As ferramentas: Engenharia da Confiabilidade, Análise de Risco e o Modelo de Gestão

Diante de um mercado cada vez mais competitivo, os projetos em geral necessitam de maior robustez, previsibilidade e controle, ou seja, de confiabilidade, para que possam atingir os resultados desejados com eficácia, eficiência e qualidade de vida para os *stakeholders* (grupos que afetam ou são afetados pelas atividades do projeto). Sobretudo num cenário de incertezas e requisitos socioambientais cada vez mais restritivos, como é o caso da viabilização de campos maduros e/ou marginais terrestres no BRASIL, faz-se condição necessária o uso integrado da Engenharia da Confiabilidade aliada ao conhecimento organizacional e pessoal, suportados pelo uso adequado das potencialidades proporcionadas pelo uso da Indústria 4.0, por uma Análise de Risco criteriosa e um sistema de Gestão de Ativos Efetivo.

A Engenharia de Confiabilidade é o ramo da engenharia voltado para o estudo da confiabilidade de um sistema (projeto) durante o seu ciclo de vida e dentro de uma visão holística, ou seja, vendo o projeto como um todo. São duas formas básicas de abordagem dos estudos de confiabilidade: a Qualitativa, onde se estuda os modos de Falha e suas consequências para o funcionamento do sistema e a Quantitativa onde, pela medição do número de Falhas numa abordagem estatística, o sistema é modelado por uma função de distribuição de probabilidade (*pdf – probability density function*).

Especialistas apontam que a quarta revolução industrial provocada pela manufatura avançada (como denominam os EUA, ou Indústria 4.0 como preferem os alemães) deverá ter forte impacto na Manutenção e Gestão de Ativos. Na área de petróleo e gás a IoT (*Internet of Things*) e a digitalização, começam a se tornar realidade com a conectividade dos equipamentos ajudando na identificação do melhor momento para manutenções preditivas, antecipando a ocorrência de Falhas e otimizando a utilização dos equipamentos. Neste primeiro momento a coleta de dados já permite a

melhoria da qualidade e eficácia da manutenção e workover preventivo e, posteriormente, deve migrar para o preditivo com a utilização da inteligência artificial (*machine learning*) identificando padrões e antecipando Falhas.

Devido aos altos custos e incertezas envolvidos, os riscos ligados às atividades de exploração e exploração de petróleo e gás têm sido tratados como uma medida da probabilidade e das consequências de não se atingir o objetivo dentro do intervalo de tempo e custo estimados. Isso envolve os eventos que podem ou não acontecer e, caso ocorram, podem provocar efeitos indesejáveis. Ações mitigadoras podem reduzir ou até eliminar o seu impacto e/ou probabilidade de ocorrência. Dentro dessa visão as estimativas de tempo e custos das campanhas de poços exploratórios ou de desenvolvimento da produção offshore e onshore, cada vez mais, são elaboradas a partir da identificação, mitigação, quantificação, contingenciamento e monitoramento numa análise dos Riscos e Incertezas presentes criteriosa e usando conceitos probabilísticos.

A Gestão de Ativos consiste em Boas Práticas (métodos, procedimentos, técnicas ou uso inovador de recursos que tenham tido registro consistente e comprovado de melhorias nos aspectos Custo, Prazo, Qualidade, Desempenho, Segurança, Meio Ambiente ou qualquer item mensurável que impacte no resultado do projeto) utilizadas para alcançar um Resultado desejado de forma Sustentável. O IAM (Institute of Asset Management) define Gestão de Ativos como sendo a ação coordenada de uma organização para realizar valor com seus Ativos. Um Ativo se caracteriza por todo objeto, tangível ou intangível, que uma empresa pode controlar e que tenha algum valor real ou potencial. Equipamentos, contratos, máquinas, marcas, materiais, know-how, são alguns exemplos. A Gestão de Ativos abrange todo o ciclo de vida de um ativo, desde sua aquisição até o seu descarte (incluso). A Norma ISO 55000 a define como uma atividade coordenada de uma organização para obter valor a partir dos seus Ativos.

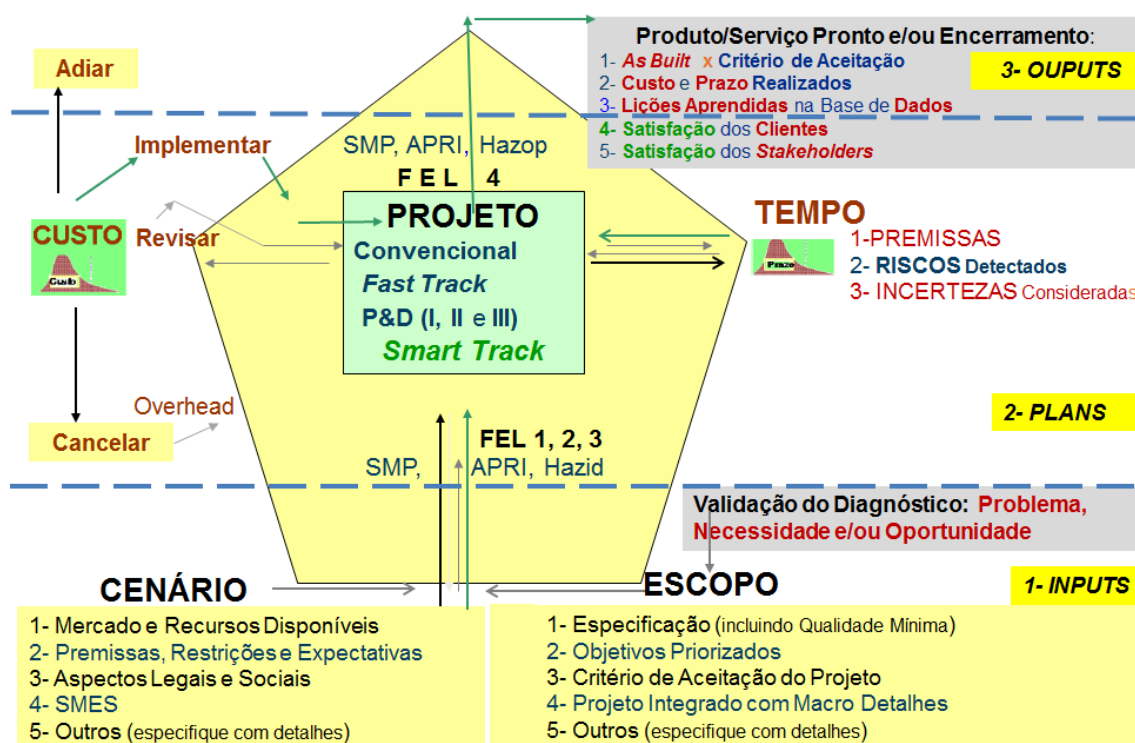


Figura 1: Gestão, Aprovação e Implementação do Projeto na Área de Poços – O que Fazer

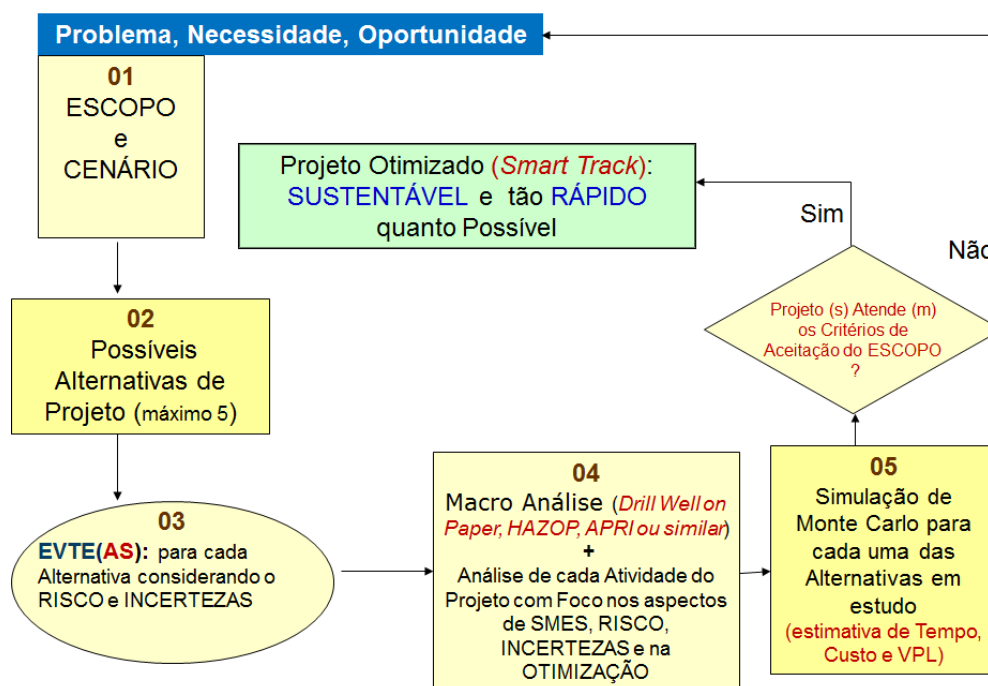


Figura 2: Gestão, Aprovação e Implementação do Projeto na Área de Poços – Como Fazer

Um projeto, na sua essência, tem a finalidade de equacionar satisfatoriamente um ou mais fatos geradores (resolver um problema, atender uma necessidade ou até aproveitar uma oportunidade). Nas campanhas de poços exploratórios ou de desenvolvimento da produção de campos maduros e/ou marginais não é diferente. Nas Figuras 1 (O Que Fazer) e 2 (Como Fazer) apresentamos o Ciclo de Gestão, Aprovação e Implementação, utilizado desde 2000 na Engenharia de Poços, e aqui proposto para os campos maduros e/ou marginais. Dentre os principais objetivos do uso deste ciclo destacamos: explicitar melhor os Riscos e Incertezas sempre existentes nas estimativas, antecipar a possibilidade de Falhas e Problemas, justificar e apoiar Decisões e, por consequência, aumentar a probabilidade de Sucesso.

3. Os Desafios e as Oportunidades no BRASIL incluindo o potencial Não-Convencional

No nosso país a primeira concessão de direitos exploratório se deu em 1859, quando o então imperador atendeu ao pedido de exploração de turfa em um campo terrestre (Boletim nº 1 do Serviço Geológico e Mineralógico do BRASIL, 1920). Passados quase 160 anos houve pouco desenvolvimento da indústria de petróleo terrestre no país, ao contrário do desenvolvimento pioneiro e expressivo da exploração e produção marítima. Hoje, segundo o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2017 (EPE, 2017) a maior parte das nossas bacias sedimentares se encontra como Novas Fronteiras, ou seja, áreas com baixo ou nenhum conhecimento geológico, aliado ao fato de que a produção de petróleo em terra atual é de apenas 6% da produção total brasileira (ANP, 2017). Vale ainda destacar que este relatório mostra que das nossas 68 bacias sedimentares, 40 possuem algum interesse e potencial de hidrocarbonetos.

Esta subutilização está ligada a uma conjunção de fatores relacionados ao pequeno número de empresas operadoras na exploração e produção, ao baixo nível de investimento na revitalização dos campos em produção, ao número de áreas concedidas em relação às nossas bacias sedimentares e ao baixo conhecimento geológico das mesmas.

Uma campanha para desenvolvimento da produção no BRASIL, desde o seu início, passando por projetos complementares, revitalização, abandono e descomissionamento, em geral,

tem duração de 10 a 40 anos (algumas passam de 60). A existência de um registro histórico e um Banco de Dados com informações detalhadas referentes ao projeto, manutenção e alterações que ocorreram durante o ciclo da vida de cada poço e instalações é de alta relevância para os estudos técnicos e econômicos. Aqui temos o primeiro problema, principalmente nos campos onshore: a dificuldade de obtenção ou até mesmo a ausência de dados e registros necessários confiáveis. A obtenção dos melhores dados disponíveis em cada caso é o primeiro desafio.

Nos projetos de Revitalização e continuidade, de forma econômica, do desenvolvimento de produção de nossos campos maduros com o Brent na faixa de 50 - 80 dólares e condições de SMES cada vez mais rigorosas, cinco são os pontos principais que não podem ser negligenciados:

- a) Aumentar a produção de óleo por poço: estudo de Reservatório, novos métodos de recuperação, Injeção de Vapor, Reinjeção da Água ou Gás, Poços Horizontais ou Multilaterais;
- b) Equacionar o problema da água produzida: tratamento e descarte, Reuso para Irrigação ou aplicação Industrial, Reinjeção, Geração de Vapor;
- c) Reduzir os custos operacionais otimizando: Reservatório, Perfuração, Intervenção e Aproveitamento dos Poços, Geração e Injeção de Vapor (principalmente em poços de óleo pesado), Energia Elétrica (consumo e possibilidade de geração a partir do gás associado produzido), Sistema de Elevação e Escoamento, aspectos relativos a SMES (aumentar a segurança e integridade operacional, contingências e seguros), Instalações de Superfície (adequação), Automação (uso das potencialidades da Indústria 4.0), Materiais e Logística (Integração), Contratação de Produtos e Serviços (parcerias e participação);
- d) Implementar novos Métodos e Procedimentos mais competitivos: Recuperação Secundária e Terciária, Revamp, P&D, Uso de Microturbinas em Cogeração (Vapor mais Eletricidade para Bombeio Mecânico), Uso do Coque Verde (CVP), Contratos de Risco;
- e) Equacionar as questões relativas ao passivo ambiental e de Unitização: atendimento à Legislação, atuação junto aos Órgãos Reguladores, Integração e Busca de Parcerias com Operadores e prestadores de Serviços capazes de viabilizar o projeto.

Já no que se refere à economicidade do desenvolvimento da produção de gás nos reservatórios ditos não convencionais no BRASIL, temos como desafio o fato de que, embora as acumulações tenham grandes extensões em área e, normalmente, volumes *in place* muito elevados, apresentam baixa permeabilidade da matriz, fato que leva a baixos fatores de recuperação se comparadas a acumulações ditas convencionais. Neste cenário a produtividade dos poços depende da quantificação da heterogeneidade da rocha, de selecionar os reservatórios de melhor qualidade e da completação dos poços de forma que, ao se realizar a fratura hidráulica, gere uma área de fluxo suficiente e com condutividade para a produção de volume comercial de hidrocarbonetos.

Finalmente vale mencionar que existem outras possibilidades para adequação de políticas governamentais específicas para campos terrestres e/ou maduros além das iniciativas em andamento. São fatores de impacto relevante na viabilização de projetos de revitalização.

4. O EVTEAS, a MicroCOGERAÇÃO e o “POÇO em U”

Viabilidade é a qualidade do que é viável, isto é, tem probabilidade alta de se tornar realidade (se concretizar). A Análise de Viabilidade procura antecipar o eventual Sucesso ou Fracasso de um determinado projeto a partir de estudos técnicos e econômicos, minimizando assim a margem de erro. O Estudo de Viabilidade Técnica, Econômica, Ambiental e Social incorpora nas previsões de tempo, custo e VPL também os impactos socioambientais envolvidos.

Nas campanhas da construção e manutenção de poços, estudos de revitalização e projetos complementares em campos maduros, o procedimento tem sido utilizado e aprimorado, desde 2000 numa metodologia denominada *Smart Track GERISK* com o objetivo de melhorar a Previsibilidade do projeto, subsidiar e justificar a Tomada de Decisão, planejar Recursos críticos e/ou compartilhados, dentre outros. Os resultados têm sido bastante satisfatórios.

Cogeração é a produção simultânea e sequenciada, de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. A necessidade de aumentar a competitividade e pressões por redução de custos são rotina nos dias atuais. Energeticamente isso pode ocorrer com o uso da Cogeração.

MicroCOGERAÇÃO é a produção combinada e descentralizada de eletricidade e calor utilizando microturbinas que podem usar como combustível o gás natural. A MicroCOGERAÇÃO pode representar uma oportunidade de atendimento às necessidades energéticas das instalações de produção ou de consumidores locais, de modo econômico, eficaz e sustentável.

Uma aplicação é o uso de microturbinas a gás em campos onshore de óleo pesado, onde se possa empregar a injeção de vapor como método de recuperação secundária. A ideia é utilizar o gás associado produzido para gerar vapor e eletricidade. A injeção de vapor é indicada para melhorar a produtividade e aumentar o fator recuperação de campos de óleo pesado. É desejável, ainda, que o campo utilize ou disponha de rede elétrica nas proximidades para o aproveitamento do excedente de eletricidade gerada. Dentre os potenciais benefícios destacamos o uso econômico e social do gás associado, geração de renda e empregos, incremento da produção por poço e aumento do fator de recuperação com a injeção do vapor gerado e redução do impacto ambiental.

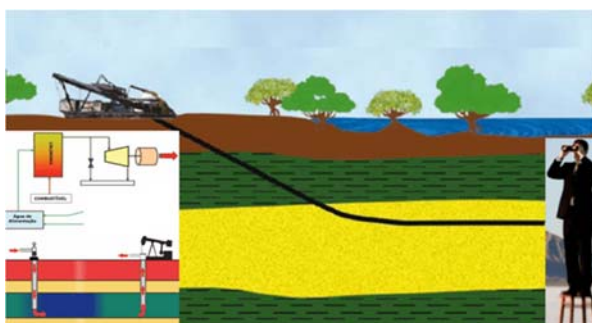


Figura 3: “Poço em U” e Injeção de Vapor

“Poço em U” é uma técnica oriunda da mineração e muito usada para travessia de rio. Utiliza uma Sonda Inclinada (*Slant Rig*) e pode permitir intervenções sem sonda. Pode ser usado em campos maduros e/ou marginais com o objetivo de aumentar a produção por poço e possibilitar workover sem sonda no campo (Figura 3). Essa técnica permite a construção de poços inclinados ou até horizontais de grandes diâmetros a custos inferiores aos convencionais no desenvolvimento de campos onshore de petróleo. Para travessia de rio, tem sido usada desde 1984 em distâncias superiores a 1300m e diâmetros de até 48 polegadas. Um dos pontos interessantes na técnica é o procedimento para o revestimento (dutos) que é conectado no lado final e “puxado” à medida que se retira a coluna do poço.

5. Simulação de Monte Carlo: Fazenda Belém e Fazenda Alegre

O gás associado produzido num campo de petróleo pode ser utilizado para geração de parte da energia necessária, em sistemas de elevação com *gas lift* ou reinjetado para aumento do fator de recuperação. As limitações dessas aplicações estão associadas ao projeto da instalação, a características do reservatório produtor e evidentemente à economicidade. Quando o uso desse gás associado se mostra inviável técnica ou economicamente, o mesmo, desde que autorizado pelo órgão regulador, é queimado no *flare*.

Uma aplicação que temos estudado e que apresenta indicativos de elevado potencial é o uso de microturbinas a gás natural em reservatórios terrestres maduros e de óleo pesado, similares a muitos do plano de desinvestimento da PETROBRAS ou disponíveis para licitação na ANP.

Para ilustrar o potencial econômico dessa estratégia tecnológica, ou seja, a análise do uso de microturbinas em campos maduros a partir de dados públicos disponíveis, apresentamos a seguir o resultado da simulação de Monte Carlo para um piloto em Fazenda Belém.

Polo Fazenda Belém: duas concessões terrestres localizadas na Bacia Potiguar. Fazenda Belém (FZB) e Icapuí (IC) que se complementam, compartilham instalações de tratamento e escoamento e apresentam sinergia operacional. Esse polo faz parte do *teaser* PETROBRAS de setembro de 2017 e, de acordo com os dados disponíveis, tem produção média de óleo da ordem de 1500 bpd e 1200 m³/dia de gás. As Reservas 3P, conforme Boletim Anual de Reservas da PETROBRAS de 2016, eram de 4,1 milhões de boe.

FZB descoberto em 1980, tem mais de 850 poços perfurados e 250 operacionais. A profundidade é de 350 a 450m. A malha de drenagem é de 200/140m (área leste) e 200m (área oeste), mecanismo de produção primária: aquífero + gás em solução. Métodos de Recuperação Secundário: injeção cíclica de vapor e injeção de água. O Fator de Recuperação atual se situa na casa dos 6%, o grau do óleo 13 / 14⁰ API, a produção bruta de água é da ordem de 20.000 bpd. A transação poderá contemplar contrato (s) de compra e venda de óleo com a PETROBRAS.

Estudo de Caso: para elevar a produção por poço e contribuir para o aumento do FR do campo, após o FEL 1 (identificação da oportunidade), optou-se por, inicialmente, propor um Piloto com o uso de 4 microturbinas a gás com potência de 200KW de eletricidade e 500KW térmicos cada, acopladas a uma caldeira para geração de 50 ton/dia de vapor a 300 °C. O ciclo de vida do projeto é de 10 anos com uma Manutenção Meia Vida aos 5 anos de uso. O investimento (microturbinas, caldeira e acessórios) previsto é de 1320 (mil US\$), o custo operacional anual é de 5% do investimento e a manutenção meia vida (5 anos) 17%.

Premissas: a) as incertezas na cotação do Brent, valor da Eletricidade, custos Operacionais e Adicional de Óleo produzido nos poços pilotos estão na Figura 4 (cenários otimista, mais provável e pessimista), b) injeção de vapor contínua, c) custo zero para o gás associado (seria queimado), d) aproveitamento de poços próximos para injeção do vapor, e) taxa de atratividade: 12 % ao ano.



Figura 4: a) Piloto de Fazenda Belém e b) Cenário considerado na Simulação de Monte Carlo

Na Figura 4 a) e b) temos o esquema e o cenário considerando as incertezas nas principais variáveis do Piloto de FZB e, na Figura 5, o resultado da simulação de Monte Carlo para o Valor Presente Líquido do projeto (pdf).

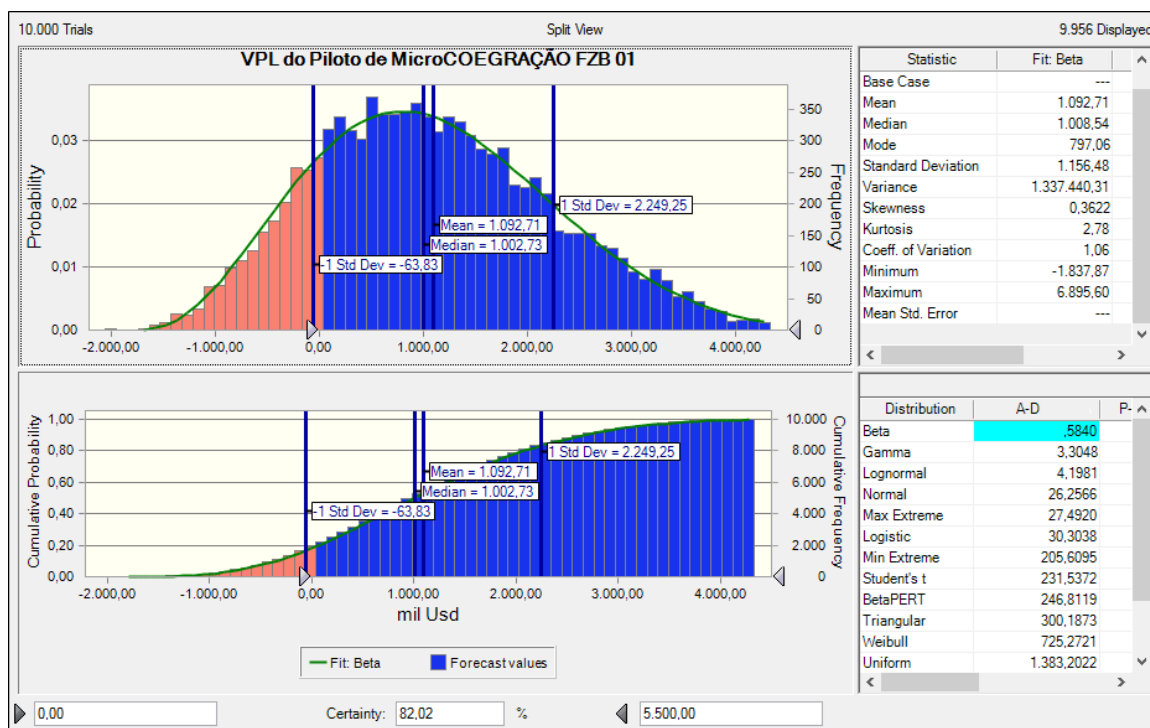


Figura 5: Resultado da Simulação – pdf para o VPL do Piloto da MicroCOGERAÇÃO para FZB

As variáveis de maior impacto no projeto, sem dúvida, são o volume adicional de óleo produzido devido à injeção de vapor e a cotação do Brent no mercado internacional. Estudos efetuados em laboratório indicam um potencial de incremento de até 80% com a redução da viscosidade do óleo no reservatório. No Campo de Fazenda Alegre (FAL), por exemplo, o poço FAL-05 produtor de óleo com reservatório, grau API e viscosidade similares, é utilizada a injeção cíclica de vapor para incremento da produção e recuperação. Alguns resultados são mostrados na Figura 6.

Na simulação de FZB, de forma conservadora, consideramos um aumento de 20% no cenário mais provável, 3% no pessimista e 50% no otimista.

O resultado mostra uma probabilidade acima de 80% para VPL positivo podendo chegar a 5,5 milhões de dólares.

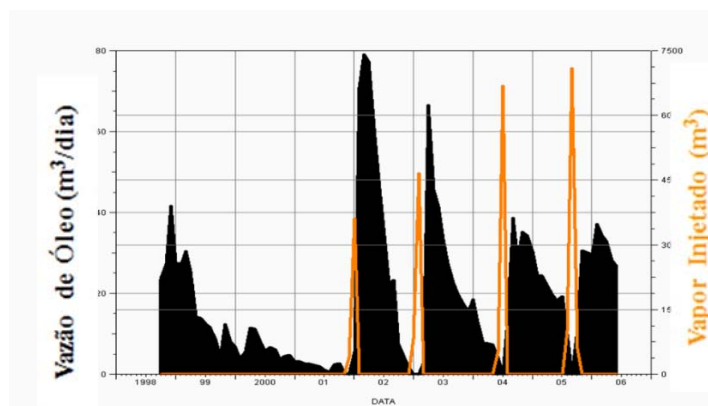


Figura 6: Campo de Fazenda Alegre – Poço: FAL-05 Ganho com a Injeção de Vapor

6. Mais que um Desafio, uma boa Oportunidade

Com a oferta das áreas e as medidas em implantação, a ANP estima que R\$ 845 bilhões sejam investidos, nos próximos dez anos, em projetos de desenvolvimento e produção no BRASIL. No que se refere a campos maduros, tomando-se por base os dados, informações e análises aqui apresentados, aliados à Oferta Permanente na ANP e às áreas disponibilizadas no Plano de Desinvestimento da PETROBRAS percebe-se uma janela de oportunidade para todos os tipos e perfis de empresas (incluindo pequenas e médias operadoras, prestadores de serviços e investidores), com potencial de bons resultados.

Este potencial pode ainda ser ampliado, com uma nova política governamental com diretrizes específicas para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nas áreas terrestres brasileiras, que são bastante distintas das atividades marítimas em termos de produtividade dos poços, nível de investimento, logísticas de suporte, tipo de tecnologia, entre outros. Isso significa ter políticas governamentais que possam simplificar as atividades e incentivar as empresas e prestadoras de serviço de pequeno porte.

A Lei 9.478 do Petróleo permite a redução de royalties de até 5% sobre a produção total do campo em determinadas situações de risco geológico, entre outros. A Resolução CNPE 17/2017 flexibilizou ainda mais a implementação de incentivos às atividades de exploração e produção onshore, principalmente no que se refere à redução de royalties sobre a produção incremental quando da revitalização de campos maduros. O crescimento de uma indústria forte do petróleo no onshore brasileiro poderá ocorrer de uma forma mais rápida com uma revisão geral da regulação específica, tendo como paradigma países como Canadá, Colômbia e o onshore nos Estados Unidos.

Sem dúvida mais que um desafio, uma boa oportunidade.

7. Agradecimentos

A todos que colaboraram (pessoas e empresas) disponibilizando informações, dados e até prestando esclarecimentos técnicos sem os quais não seria possível este trabalho.

8. Referências

- SOUZA, A. A., SANTOS, E. M. Alternativas para Otimização de Produção de Óleos Pesados em Campos Marginais Terrestres no Brasil. In: *Rio Oil & Gas, 2004*, Rio de Janeiro, IBP06004.
- SOUZA, A. A.; SANTOS, E. M. A Viabilidade do Uso de Microturbinas a Gás em Campos Maduros Onshore de Óleos Pesados. In: *Rio Oil & Gas, 2004*, Rio de Janeiro, IBP51704
- ANP. Dados do Plano de Desenvolvimento: Fazenda Belém e Fazenda Alegre. *Disponíveis em www.anp.gov.br.*
- ANP. Oportunidades no Setor de Petróleo e Gás no BRASIL – Ações em Curso e Rodadas de Licitações 2018 – 2019, Rio de Janeiro.
- EPE. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2-17, <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2015-2017>