



ESTUDO BIBLIOGRÁFICO E ANÁLISE DE CENÁRIOS PARA VIABILIDADE ECONÔMICA EM CAMPOS MADUROS DE PETRÓLEO ON SHORE

Brenny Dantas de Senna¹; Everton Notreve Rebouças Queiroz Fernandes^{1,2}; Vinícius de Assis Dias¹; Rafaely Angélica Fonseca Bandeira³; Fabio Pereira Fagundes¹

¹ Universidade Potiguar, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Petróleo e Gás

² Universidade do Estado do Rio Grande do Norte, Faculdade de Ciências Exatas e Naturais
everton1100@gmail.com

³ Universidade Federal Rural do Semiárido, Departamento de Ciências Ambientais e Tecnológicas

RESUMO

Nos últimos anos, o governo vem buscando expandir a participação de empresas de médio porte em atividades de exploração de petróleo e gás, formando um segmento de produtores independentes, como ocorre em outros países. Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo, realizar um estudo de viabilidade econômica, levantando o diferentes cenários das atividades deste segmento, focalizando em fatores que colaboram e nos entraves para o seu desenvolvimento, particularmente na região da bacia oeste potiguar. Para tal, foi feita uma pesquisa em alguns campos maduros existentes, no intuito de captar informações nas fases de projeto, operação e cessão, identificando os maiores custos, além de previsões do fluxo de caixa ao longo de 10(dez) anos. Com os dados levantados empregaram-se ferramentas da engenharia econômica, tais como Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), para alguns cenários de projetos, de modo a fazer o estudo da viabilidade econômica desses campos. Entre os cenários empregados buscamos obter o valor mínimo do barril de petróleo de modo a manter uma lucratividade básica para atividades na região da bacia oeste potiguar, para isto estipulamos uma produção de 4,0 m³/d de petróleo, que é uma produção média condizente com os campos em atividade nessa área. Nestas condições, o preço mínimo do barril obtido pelas ferramentas empregadas foi de U\$ 55,00, desconsiderando o custo com o tratamento de água que aumenta em torno 20 por cento.

Palavras-chave: Campos maduros, Reativação de poços de petróleo terrestres, valor presente líquido (VPL).

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento do setor de petróleo e gás no Brasil confunde-se com a história da Petrobras, criada em 1953, esta concentrava todas as atividades relacionadas à exploração e refino. Entretanto com a sanção da Lei nº. 9.478 objetivando proteger os interesses do consumidor e promover a livre concorrência, o monopólio da Petrobras foi quebrado para as atividades de

produção de petróleo e gás, abrindo a possibilidade de surgimento de um número maior de empresas exploradoras de petróleo.

Em cima desse contexto, o artigo busca analisar a importância dos campos maduros e marginais para a economia local, identificando como uma fonte de oportunidades para empresas. Em contrapartida, esses campos encontram-se no limite da viabilidade econômica, então se faz necessário um estudo



aprofundado para essa atividade emergente.

1.1. Campos Maduros x Campos Marginais

A caracterização de campo maduro como um reservatório de petróleo e gás natural, que após a exploração (produção) primária, ainda detenha 40-60% de seus recursos in situ. Porém tais poços envolverão baixo risco, pois não se tratam mais de poços pioneiros visando à busca de óleo e gás ainda desconhecido [MONTEIRO, 2002].

Podem também considerar de acordo com Ferreira [2009] que campos marginais são poços de pequena produção situados praticamente na margem da rentabilidade. Ou seja, a definição de “campo marginal” não está associada ao tamanho de suas reservas, mas à sua viabilidade econômica, diante da relação entre os custos da extração.

Em geral, esses campos só se tornam economicamente viáveis sob determinadas condições, geralmente relacionadas ao aporte de algum tipo de incentivo e a utilização de novas soluções técnicas que possibilitem uma redução dos custos operacionais para os produtores. Dentro de uma perspectiva econômica, um campo marginal é um campo produtor com um VPL (Valor Presente Líquido) baixo, no limite da economicidade [FERREIRA, 2009].

Dentro do escopo deste trabalho, a designação “campos com acumulação marginais” envolve principalmente campos inativos explorados e desenvolvidos pela PETROBRAS ao longo das últimas décadas. Sob esta categoria, existem ainda campos descobertos, mas que nunca foram explorados por questões econômicas ou estratégicas.

1.2. Comercialização em Campos Marginais

O estudo de viabilidade econômica trata da utilização dos diversos índices ou

indicadores econômicos que são parâmetros quantitativos que permitem o investidor aceitar propostas de investimentos. Qualquer que seja o estudo do projeto, o investidor estará sempre diante de uma comparação de, no mínimo, duas propostas, isto é, o projeto que está sendo avaliado e uma segunda alternativa, que é deixar o capital aplicado na taxa mínima de atratividade [SANTOS JÚNIOR, 2009].

De acordo com os principais métodos de avaliação econômica de projetos de investimentos, podemos classificá-los em dois critérios: critério de liquidez (*Payback*) ou critério de rentabilidade (Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno) [FABOZZI, 2003]

Quando aplicado um método de avaliação econômica que utiliza uma TMA, ou também chamada de taxa de desconto, os valores monetários (investimento, receitas, custos, etc...) envolvidos nos períodos de tempo são trazidos para o instante zero (partida) descontado a TMA que é a taxa de juros, que expressa a lucratividade mínima pretendida pelo investidor, e teoricamente, está sempre disponível para aplicação do capital [SANTOS JÚNIOR, 2009].

O tempo de retorno de capital (*payback*) é um critério de liquidez, e diz respeito ao tempo necessário para que o investimento efetuado seja totalmente recuperado com as receitas líquidas. O critério de liquidez é adotado, principalmente, quando existe insuficiência de caixa, ou seja, quando a empresa tem restrição de capital. Assim serão preferidos os projetos cujo tempo de retorno sejam menores. Quanto mais líquido for o projeto, isto é, quanto menor for o tempo de recuperação do capital, menor será a exposição ao risco [FABOZZI, 2003].

O método do VPL, também conhecido como método do valor atual, caracteriza-se pela transferência para o



instante zero dos valores monetários do fluxo de caixa, descontados a uma TMA, ou seja, é a soma algébrica de todos os valores monetários envolvidos nos n períodos de tempo, trazidos ao instante zero com taxa de desconto igual à TMA. O VPL pode ser encarado como sendo o lucro, acima do produzido pela TMA, do projeto hoje. Ou seja, o VPL estabelece um limite de acréscimo no investimento original para que o projeto ainda continue aceitável [FABOZZI, 2003].

A TIR de um projeto de investimento é definida como sendo a taxa de desconto que torna o VPL do seu fluxo de caixa igual a zero. É uma taxa intrínseca do projeto, depende apenas dos fluxos de caixa projetados. O critério de decisão para avaliação de um projeto de investimento se baseia na comparação da TIR com a TMA. Quando a $TIR > TMA$, o projeto é viável, decisão de aceitar. Para $TIR < TMA$, o projeto é inviável, decisão de rejeitar. Já para $TIR = TMA$, a decisão é indiferente. Em teoria, não podemos comparar vários projetos com os valores da TIR, devido às variações dos custos, e principalmente porque a TIR é uma variável intrínseca do projeto [FABOZZI, 2003]

1.3. Campos Marginais nos Estudos de Casos

Os dados de custos e receitas do projeto de viabilidade foram adquiridos principalmente por meio de dois estudos de casos.

Um primeiro corresponde ao Campo-Escola de Quiambina que está em funcionamento, tornando-se possível mensurar custos relacionados com a operação [FERREIRA, 2009].

O outro estudo de caso se trata do campo localizado em Porto do Mangue no Estado do Rio Grande do Norte. Este possui fins lucrativos, uma vez que é operado por empresa de iniciativa privada [SENNÁ, 2011].

Também foram considerados para a elaboração de custos e receitas de

viabilidade, dados de acordo com Novaes [2009].

Foram visitadas também sedes administrativas e bases operacionais de várias empresas privadas independentes que atuam na atividade de produção na região oeste do Rio Grande do Norte., dentre elas podemos citar Máxima Engenharia e Prest Perfurações Mossoró. Nessas visitas, foram colhidos dados e elementos que possibilitaram estabelecer condições de contorno e premissas para as simulações realizadas, observando dados próximos da realidade, especialmente no que se referem aos custos, montantes investidos e taxas de desconto/retorno esperadas pelos investidores de modo a conseguir dados concretos e reais para que o estudo de viabilidade seja robusto.

2. METODOLOGIA

No estudo dos campos maduros serão feitas simulações de alguns cenários, objetivando assim inserir os riscos da variação do preço do barril do petróleo, e do nível de produção do reservatório, como também buscar o valor mínimo que atenda critérios de lucratividade.

Será avaliada a produção de campo maduro por um período de dez anos logo por mais detalhado que seja o estudo, entrarão que fogem a previsão com o comportamento do reservatório durante a produção, como também as oscilações do preço do barril do petróleo ao longo deste vasto período.

O fluxo de caixa apresenta os valores monetários (custos, investimentos, receitas, despesas, etc) positivos ou negativos recorrentes para cada período de tempo do projeto estudado.

A partir de uma planilha eletrônica foi elaborado o fluxo de caixa para cada cenário do projeto de campo maduro em estudo, incluindo os dados de custos (custos de investimento, operação,



abandono e preço de venda e compra do barril de petróleo e gás natural).

De acordo com os métodos de análise de viabilidade econômica de projetos, o presente estudo levou em consideração os três principais métodos: VPL, TIR e Período Payback. Estes métodos são bastante utilizados pelas empresas que investem em projetos para garantir sua rentabilidade, quando aplicados a uma taxa mínima de atratividade (TMA), asseguram uma confiabilidade nos resultados devido ao valor temporal do dinheiro mencionado anteriormente.

Segundo dados da BM&F Bovespa, os fundos de renda fixa possuem uma rentabilidade entre 8 e 11% a.a. No presente trabalho foi escolhido uma TMA de 15% a.a. e um tempo de projeto de 10 anos, esta taxa de juros ou taxa de desconto, foi escolhida para avaliar a viabilidade econômica dos campos maduros através dos métodos do VPL e Período *Payback* descontado.

O objetivo das simulações de fluxo de caixa descontado para diferentes cenários é a determinação e, subsequente interpretação do resultado econômico financeiro de cada cenário proposto. Com essa análise pretende-se responder se tais empreendimentos geraram um retorno satisfatório aos seus investidores e em que condições isso ocorre, de forma que essa seja de fato uma atividade que atraia investidores [MOUTINHO, 2003].

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

No estudo dos diferentes cenários, será empregado o mesmo conjunto de despesas, o único custo que terá alteração entre os cenários será o tratamento da água produzida, e que será diretamente proporcional ao rendimento da exploração do campo.

O custo do tratamento de água é o preço que a empresa petrolífera cobra para tratar e descartar a água. Logo, os

cenários foram analisados de tal forma que o estudo foi feito com e sem esse custo de tratamento, para identificarmos a influência deste custo no estudo da viabilidade final. Uma vez que não se pode afirmar que o campo tem o poço para reinjetar a água produzida, e também nem sempre é permitido pelos órgãos ambientais.

Para a análise da viabilidade econômica do projeto adotou-se que os investimentos iniciais foram alocados no ano “zero”, ou seja, no ano imediatamente anterior ao início da produção, que se inicia no ano “um”, até o ano “dez”.

Verificando os levantamentos nos preços atuais e os preços futuros, foram feitos estudos com cenários de preço do barril do petróleo na faixa de U\$ 70,00.

Todo o estudo de viabilidade será feito em dólares, pois é praxe utilizar valores dolarizados no mercado internacional de petróleo e gás.

O objetivo do trabalho de obter diferentes cenários é por causa das incertezas provenientes da indústria do petróleo, em particular em campos com acumulações marginais, pois o primeiro risco é a variação do preço do barril do petróleo no mercado mundial, e o segundo é prever o comportamento do reservatório após a reabertura do poço.

De início, o investimento inicial permanece o mesmo em todos os cenários, em um total de U\$ 820.000,00, de acordo com a elaboração tabela 1

Tabela 1: Investimentos Iniciais

INVESTIMENTO		
LRO e memorial	Aquisição Bloco ANP	Revitalização
\$ 20.000	\$ 200.000	\$ 600.000
Investimento Total		\$ 820.000

Os custos que vão variar no decorrer dos projetos são LO (Licença de Operação), que terá o aumento de 10% ao ano e o custo de manutenção que inclui despesas de consumo, mão-de-obra e das instalações de acordo com a tabela 2.



A alíquota única a ser utilizada de imposto é de 40% em cima da receita bruta de produção. E a taxa mínima de atratividade para o estudo da viabilidade econômica é de 15% de acordo com a tabela 3.

Tabela 2: Custos de manutenção e LRO

ESTIMATIVAS DO PROJETO DE INVESTIMENTO		
	Valor	Crescimento
Receitas		-11,0%
LO	\$ 4.500	10,0%
Manutenção	\$ 150.000	-15,0%

Tabela 3: Impostos e TMA

PARÂMETROS	
Impostos	40,00%
TMA	15,0%

3.1. Cenário 1

Neste cenário foi empregada uma situação hipotética com o preço do barril do petróleo em U\$ 70,00, com uma produção de 4,0 m³/d de petróleo e uma taxa de declínio de produção de 11% ao ano. Também considerar-se a viabilidade sem o custo com o tratamento da água produzida.

Verifica-se que no primeiro momento o campo demonstra uma boa rentabilidade, pois gerou um retorno econômico de 24,9% ao ano como mostra a tabela 4.

Tabela 4: Simulação de fluxo de caixa descontado com produção de 4 m³ e valor de venda do petróleo U\$ 70,00, sem custo com tratamento da água

AVALIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA – FC	
VPL	U\$ 281.387
TIR	24,9%
Pay Back (anos)	3,12

O preço do barril do petróleo apesar está um pouco acima do mercado atual, esta análise, estudo bibliográfico, contribui para uma tomada de decisão mais precisa quando os valores variarem novamente.

Neste mesmo cenário incluindo o custo com o tratamento de água produzida, verifica-se que o projeto ficou

no limite da viabilidade econômica, com uma TIR de 16,8%, bem próxima da TMA que é de 15% ,como mostra a tabela 5.

Tabela 5: Simulação de fluxo de caixa descontado com produção de 4 m³ e valor de venda do petróleo U\$ 70,00, com custo com tratamento da água

AVALIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA - FC	
VPL	U\$ 50.970
TIR	16,8%
Pay Back (anos)	4,22

Uma vez que a TMA é a taxa mínima aceitável para o projeto, faz-se necessário uma previsão rígida do preço do barril do petróleo.

Nesse cenário verifica-se a influência do custo com tratamento da água, pois sem esse custo o projeto tinha uma boa viabilidade. Logo, a necessidade de modos alternativos para tratamento e despejo da água precisa ser bastante trabalhada nos campos da região da Bacia potiguar, pois a dependência da PETROBRAS para tratar essa água pode inviabilizar alguns projetos devido aos altos custos cobrados pela empresa.

3.2. Cenário 2

No cenário 2, vamos utilizar uma situação onde a produção é de 4,0 m³/d, uma produção condizente com as expectativas média. Então, verifica-se qual o preço mínimo do barril para que o investimento tenha o mínimo de retorno, que no caso é onde a TIR é igual a TMA (15%), onde o VPL vai ser nulo.

A tabela 8 mostra o fluxo de caixa para o cenário descrito. O preço mínimo do barril é de U\$ 55,00, para a produção de 4 m³/d, e um mínimo de rentabilidade, que no caso aqui é de 15%, isso sem considerar o custo com o tratamento de água. Considerando o custo com tratamento de água, o preço mínimo sobe para U\$ 68,00, sobe exatamente U\$ 13,00/bbl.



Tabela 6 : Fluxo de Caixa para o cenário 1 sem custo de tratamento de água

Cenário 1 S/T	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Receitas		\$ 642.818	\$ 572.108	\$ 509.176	\$ 453.167	\$ 403.318	\$ 358.953	\$ 319.459	\$ 284.327	\$ 253.051	\$ 225.215
Custos Totais		\$ 154.500	\$ 132.450	\$ 113.820	\$ 98.108	\$ 84.889	\$ 73.803	\$ 64.544	\$ 56.856	\$ 50.520	\$ 45.353
Lucro Bruto		\$ 488.318	\$ 439.658	\$ 395.356	\$ 355.059	\$ 318.429	\$ 285.150	\$ 254.924	\$ 227.471	\$ 202.531	\$ 179.862
Lucro Tributável		\$ 488.318	\$ 439.658	\$ 395.356	\$ 355.059	\$ 318.429	\$ 285.150	\$ 254.924	\$ 227.471	\$ 202.531	\$ 179.862
Impostos		\$ 135.327	\$ 175.863	\$ 158.142	\$ 142.023	\$ 127.372	\$ 114.060	\$ 101.970	\$ 90.958	\$ 81.013	\$ 71.945
Lucro Líquido	-US\$20000	\$ 292.991	\$ 263.795	\$ 237.214	\$ 213.035	\$ 191.057	\$ 171.090	\$ 152.954	\$ 136.483	\$ 121.519	\$ 257.917

Tabela 7 : Fluxo de Caixa para o cenário 1 com custo de tratamento de água

Cenário 1 C/T	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Receitas		\$ 534.632	\$ 470.822	\$ 423.482	\$ 376.899	\$ 336.440	\$ 298.542	\$ 265.702	\$ 236.475	\$ 210.453	\$ 187.312
Custos Totais		\$ 154.500	\$ 132.450	\$ 113.820	\$ 98.108	\$ 84.880	\$ 73.803	\$ 64.544	\$ 56.856	\$ 50.520	\$ 45.353
Lucro Bruto		\$ 380.132	\$ 338.372	\$ 309.662	\$ 278.791	\$ 250.551	\$ 224.739	\$ 201.158	\$ 179.619	\$ 159.943	\$ 141.958
Lucro Tributável		\$ 380.132	\$ 338.372	\$ 309.662	\$ 278.791	\$ 250.551	\$ 224.739	\$ 201.158	\$ 179.619	\$ 159.943	\$ 141.958
Impostos		\$ 152.053	\$ 137.319	\$ 123.865	\$ 111.516	\$ 100.220	\$ 89.895	\$ 80.163	\$ 71.848	\$ 63.977	\$ 56.783
Lucro Líquido	-US\$ 820000	\$ 228.079	\$ 201.023	\$ 185.797	\$ 167.274	\$ 150.330	\$ 134.840	\$ 120.695	\$ 107.771	\$ 95.966	\$ 235.175

Nessa simulação dos dados verifica-se que todo projeto da indústria do petróleo possui muitas variáveis que pode tanto diminuir como aumentar esses valores mínimos, tais como: aumento do

fator de recuperação, comportamento do reservatório, volume de produção de água, custos com manutenção, entre outros.

Tabela 8: Fluxo de Caixa para o cenário 2 (Valor mínimo)

Cenário 4	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Receitas		\$ 510.700	\$ 454.523	\$ 404.525	\$ 360.028	\$ 320.425	\$ 285.178	\$ 253.808	\$ 225.889	\$ 201.042	\$ 178.927
Custos Totais		\$ 154.500	\$ 132.450	\$ 113.820	\$ 98.108	\$ 84.889	\$ 73.803	\$ 64.544	\$ 56.856	\$ 50.520	\$ 45.353
Lucro Bruto		\$ 356.200	\$ 322.073	\$ 290.705	\$ 261.919	\$ 235.535	\$ 211.375	\$ 189.264	\$ 169.034	\$ 150.522	\$ 133.574
Lucro Tributável		\$ 356.200	\$ 322.073	\$ 290.705	\$ 261.919	\$ 235.535	\$ 211.375	\$ 189.264	\$ 169.034	\$ 150.522	\$ 133.574
Impostos		\$ 142.430	\$ 128.820	\$ 116.282	\$ 104.768	\$ 94.214	\$ 84.550	\$ 75.706	\$ 67.513	\$ 60.209	\$ 53.429
Lucro Líquido	US\$20000	\$ 213.770	\$ 193.244	\$ 174.423	\$ 157.152	\$ 141.321	\$ 126.825	\$ 113.558	\$ 101.420	\$ 90.313	\$ 230.144

3.3. Despesas

Com respeito às despesas que mais influenciam no custo operacional final de um campo marginal são: Despesas com intervenções com sonda, relacionadas com a produção e manutenção do sistema de produção; com transporte e estocagem do óleo produzido e despesas com tributos financeiros.

A despesa relacionada à intervenção com sonda é a que mais influencia no aumento ou na diminuição do custo operacional. Para tentar minimizar as perdas de produção, decorrentes da paralisação de poços em virtude de problemas mecânicos, as empresas operadoras independentes estão buscando parcerias com as empresas independentes que possuem contratos de prestação de serviços de sonda ou que possuem sondas.

Outro desafio na redução dos custos relacionados com intervenção com sonda seria a disponibilidade de serviços específicos para intervenção de poço ou solução de problema específico, teste de formação, estimulação de reservatório e perfilagem de poço, serviços altamente especializados e de custo relativamente alto. Em geral, esses serviços são fornecidos por empresas multinacionais, que têm como foco principal as grandes operadoras. Logo, o grande desafio das empresas independentes, neste caso, é garantir um número mínimo de projetos, através de uma associação com outras pequenas empresas produtoras, de modo a atrair as multinacionais e, assim, diminuir o custo de serviços e operações por elas oferecidos.

As despesas relacionadas com a produção e manutenção do sistema de



produção estão ligadas à conservação das estações de tratamento e dos métodos de elevação.

As despesas relacionadas com transporte e estocagem do óleo produzido dizem respeito à manutenção do sistema de oleodutos, gasodutos e tanques de armazenamento. Em campos marginais de pequena produção, onde não se justifica a construção de um oleoduto, esse tipo de despesa influencia muito no custo operacional final, visto que todo o transporte é efetuado por carretas, cujo custo operacional é maior em relação à manutenção de um duto.

3.4. Fluxo de Caixa

Verifica-se de forma uniforme em todos os cenários que no ano 0 o fluxo de caixa negativo é comum em todos, de U\$ 820.000,00, isso é devido ao custo de investimento foi único para todos eles.

Levamos em consideração que após o ano 0, o campo já entrará em produção no ano 1, sendo que na realidade não funciona dessa forma, pois o tempo para esses investimentos geralmente são de dois anos, tempo dado aos concessionários pela ANP, sendo que esses dois anos podem ser prorrogados quando ocorre algum caso fortuito, como exemplo a licença não foi emitida no tempo necessário. Isso interfere diretamente na viabilidade, portanto atrasos nos projetos que podem ser por falta da licença, baixa disponibilidade de sondas, atrasos nas requisições dos materiais, entre outros, precisam ser minimizados.

Podemos perceber que em todos os cenários o lucro líquido encontra-se de forma decrescente ao longo do tempo. Isso se deve ao fato de que a produção sofre um declínio, que no nosso caso identificamos por 11% ao ano. Sendo que no ano 10, tem-se um lucro líquido maior do que alguns anos passados, pelo motivo de que no ano do abandono terá uma receita proveniente da venda dos equipamentos utilizados na produção.

Analisando os fluxos de caixas, percebemos que os impostos tem uma influência muito grande na viabilidade desses campos, pois foi utilizada uma alíquota total de 40% em cima da receita líquida. Para projetos que estão no limite da viabilidade esse é um fator que com certeza prejudica a revitalização de alguns campos.

Nesses cenários utilizamos como vida útil de um poço de 10 anos, sendo que mesmo o poço produzindo bem menos do que no início desse tempo, eles ainda podem ser viáveis durante muito mais tempo, logo a viabilidade dele já pode ser diferente.

4. CONCLUSÕES

Investimentos em bases de produção e sistemas de escoamento de petróleo e gás também são específicos, permitindo usos alternativos muitas vezes limitados. Contudo, a própria existência desses ativos pode viabilizar a revitalização de campos maduros, tornando-se, portanto, uma utilização alternativa em relação ao seu puro abandono.

Os custos de tratamento da água produzida tem grande influência na viabilidade econômica dos campos maduros, portanto deve-se busca formas mais econômicas. O mais indicado é injetar esta água no próprio reservatório de onde ela saiu. Isto reduz custos e diminui o declínio de pressão de reservatório. Sendo que nem sempre é possível, devido a fatores geológicos, ou até mesmo por que os campos maduros geralmente já possuem um volume de produção de água muito grande. Outro procedimento usual é o descarte da água em zonas estéreis em termos de hidrocarbonetos, em poços que atendam certas condições. O inconveniente desse tipo de solução é a necessidade de autorização de órgãos de regulamentação ambiental, processo geralmente demorado.



Um ponto que tem um alto custo e que pode ser bem mais trabalhado em um estudo de viabilidade econômica, é o custo referente às intervenções em poços, pois possui altos valores e sua ocorrência nesses campos é de alta probabilidade, mas é difícil prever quando vai precisar, como também o custo de sua realização.

Outro ponto a ser verificado é a dependência da PETROBRAS para os serviços de comercialização do petróleo dos operadores. Logo, uma alternativa seria a formação de Grupo, segundo um modelo associativista, com o objetivo de viabilizar a comercialização da produção e a construção conjunta de instalações para separação água-óleo, tratamento do óleo e da água e injeção de água. Tal solução inovadora, entretanto, ainda carece de regulamentação, sendo necessário desenvolver junto à PETROBRAS e à ANP um modelo para viabilizar a solução cooperativista e que possa contar com investimentos das próprias empresas operadoras e/ou de terceiros.

Desta maneira, se realmente há a intenção de criar um segmento forte de produtores independentes no Brasil, se faz necessário o enfrentamento destes entraves por meio de ações conjuntas dos agentes governamentais e empresas privadas.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

FABOZZI, F. J.; PETERSON, P. P.; ***Financial Management and Analysis***, John Wiley & Sons Ltd; 2003

FERREIRA, D. F. ***Produção de Petróleo e Gás em Campos Marginais***. Editora Komedi, 2009.

FERREIRA, D. F. ; HONORATO, N. ; LANGSTON, L.V. . ***Manual do Operador de Produção de Petróleo e Gás***. Komedi, 2011.

MONTEIRO, N. R.; CHAMBRIARD, M. ***Development of Marginal Fields Market***.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2002.

MOUTINHO DOS SANTOS, E.; ZAMITH, R. ***Developing Brazil's Onshore E&P Activities and Reducing the Country's Exposure to the Economic Cycles of the Global Oil Market***. SPE Hydrocarbon Economic and Evaluation Symposium, p. 1-11, 2003.

NOVAES, R. C. S. ***Campos maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural uma análise da atividade econômica do recôncavo baiano***. 2010, 178p. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, Programa de Pós Graduação em Energia. São Paulo-SP.

SANTOS JÚNIOR, A. ***Produção do petróleo e gás natural em campos de economicidade marginal no Brasil: uma visão pragmática***. 2006. 152p. Dissertação de Mestrado, Universidade de Salvador, Programa de Pós Graduação em Energia. Salvador-BA.

SENNA B. D. ***Estudo da Viabilidade Econômica em Campos Maduros***. 2011. 152p. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal-RN.

THOMAS, J. E. ***Fundamentos de Engenharia de Petróleo***. Interciência, 2004.

ZAMITH, M. R. M. A. ***A Nova Economia Institucional e as Atividades de Exploração e Produção Onshore de Petróleo e Gás Natural em Campos Maduros no Brasil***. 2005, 299p. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, Programa de Pós Graduação em Energia. São Paulo-SP.