

ARTHUR HIDEYO FONSECA KANEMATSU

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE CAMPOS
MARGINAIS**

**São Paulo
2009**

ARTHUR HIDEYO FONSECA KANEMATSU

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE CAMPOS
MARGINAIS**

Trabalho de Formatura em Engenharia de Petróleo do curso de graduação do Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Cabral de Azevedo.

São Paulo
2009

AGRADECIMENTOS

Primeiramente ao Prof. Dr. Ricardo Cabral de Azevedo por toda orientação e atenção dada, não somente durante o trabalho, como também fora dele. À Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia, e à todas pessoas relacionadas ao Projeto Campo Escola, em especial ao Prof. Dr. José Baptista de Oliveira Júnior, que forneceram dados importantes para a realização deste trabalho. À ANP que enviou o relatório completo de dados coletados pela Petrobras no Campo de Quiambina.

E aos que indiretamente participaram proporcionando apoio, minha família. Principalmente à Iracele Fernandes da Fonseca, minha mãe, Marcos Satoshi Kanematsu, meu pai, e à Mônica Mitie Kanematsu, querida irmã, pelo apoio e amor incondicionais.

RESUMO

Campos marginais são acumulações de óleo que não são grandes o suficiente para as grandes empresas atingirem as margens de lucro estipuladas. Deste modo, podemos encaixar na definição campos recém descobertos e campos que maduros que foram abandonados por não estarem dentro da margem de lucro praticada pelas grandes empresas. Para se aumentar atratividades destes campos aplicou-se um método de recuperação secundária, no caso o método foi a injeção de gás imiscível proveniente do próprio reservatório. A partir disto foi feita a análise econômica testando-se vários cenários prováveis.

Como resultado foi possível constatar que campos abandonados por grandes empresas podem ser atrativos economicamente para pequenas e médias empresas, o investimento inicial suposto foi de 10,5 milhões de reais. Para tanto foi necessário se implementar um projeto de recuperação secundária que aumentou o fator de recuperação em 7,5 %. Também, foi possível constatar que os *royalties* são bastante impactantes nestes tipos de projeto. Contudo, devido à falta de informações sobre o campo estudado, não foi possível se completar os cálculos e por isso foi feita uma estimativa bem conservadora.

PALAVRAS-CHAVE: campos marginais, fator de recuperação, recuperação secundária, injeção de gás.

ABSTRACT

Marginal fields are small oil accumulations that are not big enough to reach the profitability that the big companies are used to work. The definition of marginal fields fits in recently discovered fields and mature fields, which were abandoned due the small profitability. In order to improve the profitability of these fields a secondary oil recovery method was applied, in this case the method was the immiscible gas injection provided by the reservoir. Starting from it, an economical analysis was done by testing probable scenarios.

As a result was found that abandoned fields can be economically viable to small and medium companies, the supposed investment was 10,5 million reais. In order to do it, a secondary oil recovery project was implemented what improved the oil recovery in 7,5%. The results have shown that the royalties have a great impact in the project's feasibility. However, due the lack of information about the studied field was not possible to finish the calculations, and because of it really conservative values were assumed.

KEY WORDS: marginal fields, oil recovery, secondary recovery, gas injection.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	6
1.1 Objetivo	6
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	8
3 METODOLOGIA	19
4 ESTUDO DE CASO	20
4.1 Descrição do Campo de Quiambina	20
4.2 Caracterização Física e Geológica do Reservatório	20
4.3 Histórico de Produção e Infra-Estrutura	22
4.4 Considerações Técnicas	23
4.5 Considerações Econômicas	26
5 CONSIDERAÇÕES E DISCUSSÕES	31
6 CONCLUSÃO	34
REFERÊNCIAS	36
ANEXO 1	37
ANEXO 2	38
ANEXO 3	39
ANEXO 4	40
ANEXO 5	41
ANEXO 6	42
ANEXO 7	43

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, existem campos que foram abandonados pela baixa lucratividade, ou por serem reservas naturalmente pequenas, mas que podem ser atrativas à empresas menores devido ao baixo custo de implantação e operação de projetos nestes campos.

Embora pouco atrativos às grandes companhias a produção destes campos não pode ser desprezada. Nos Estados Unidos existem cerca de 400.000 poços marginais com produção de até 20 barris por dia, estes poços correspondem a 75% dos campos norte americanos e 40% de toda produção norte americana. Já o Brasil apresenta uma distribuição da seguinte forma: 86% das reservas brasileiras estão concentradas em apenas 8% dos campos, dos quais 7% são *offshore* e a maioria em águas profundas, assim podemos concluir que apenas 14% da produção brasileira provém de campos marginais.

Como podemos ver, a matriz de distribuição da produção de petróleo brasileira é totalmente oposta à dos Estados Unidos e segundo a Energy Information Administration EIA, a produção de óleo estadunidense em 2008 foi de 8,5 milhões de barris por dia, enquanto a produção brasileira ficou em aproximadamente 2,4 milhões de barris por dia, no mesmo ano.

A última rodada de licitações da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) licitou somente campos terrestres e entre estes campos figuraram os campos da Bacia Potiguar, Bacia do Recôncavo e Bacia de Sergipe-Alagoas, os quais são considerados marginais. Tais campos são deixados de lado em um primeiro instante principalmente pela sua baixa lucratividade e falta de infra-estrutura para o escoamento da produção.

1.13 Objetivo

Mostrar que pequenos projetos em campos marginais são viáveis a pequenos e médios investidores. Para tanto será utilizado o estudo da viabilidade técnica e econômica (EVTE). Para

que o EVTE possa mostrar que os campos marginais podem ser explorados economicamente serão estudadas técnicas de estimulação de reservatórios, diferentes métodos de arrecadação de impostos e assim tentar aumentar a atratividade dos campos marginais.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, a ANP, na portaria 009/2000 “Reservatório ou depósito é a configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associado ou não” e “campo é uma área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção”, ou seja, o reservatório é uma formação de rocha porosa e permeável que está saturada de hidrocarbonetos devido à uma configuração geológica favorável. Já o campo se constitui de uma ou várias formações rochosas que podem ser caracterizadas como reservatório e dos equipamentos utilizados para a produção.

O conceito de campos marginais ainda não está bem consolidado no Brasil, pois ainda existe uma confusão, mesmo no meio acadêmico, com relação a campos marginais e campos maduros. Campo marginal é todo e qualquer campo produtor de petróleo e/ou gás natural, em geral de pequeno porte, cuja lucratividade para o operador atual encontra-se no limiar da viabilidade econômica e cujos investimentos necessários ao incremento da produção já não coincidem com os objetivos e escala de tal operador (Jean-Paul Prates, 2004). Campos maduros são aqueles em que a fração de óleo recuperada se aproxima do fator de recuperação final, no Brasil, a maioria deles está localizada nas bacias do Recôncavo, Potiguar, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo (Shecaira, 2004).

Como podemos ver, as definições dadas por ambos autores são válidas e campos maduros são campos marginais, porém o que deve estar claro é que campo marginal é um conceito econômico, cujos critérios de definição dizem respeito a uma decisão empresarial e fatores econômicos externos, já campo maduro é um conceito técnico (operacional), associado apenas ao declínio do perfil de produção por idade (Jean-Paul Prates, 2004).

Atualmente, muitos países produtores de petróleo têm grande parte de sua produção proveniente de campos marginais. Isto pode parecer estranho, pois a idéia que o nome destas acumulações passa é de que empreendimentos implementados nestes campos não são viáveis.

Porém o que realmente acontece é que existem muitos destes campos que foram estudados a uma ou duas décadas atrás, principalmente no Brasil, quando o preço do barril de óleo praticado era bem mais baixo e a tecnologia existente eram bem diferente da atual, assim estes campos realmente não eram atrativos e foram rotulados como campos marginais.

Com a quebra do monopólio da Petrobras a maioria das pequenas e médias empresas estavam avessas ao risco das acumulações marginais, e com a descoberta do campo gigante de Roncador em 1996 as grandes empresas ficaram dispostas a arriscar mais e apostar mais alto nos campos de novas fronteiras com esperança de se descobrir um campo gigante, desta maneira os campos marginais caíram no esquecimento. Contudo, o mundo estará cada vez mais dependente das acumulações marginais, pois grandes descobertas estão menos frequentes, são de difícil acesso e produção, o que aumenta o custo de produção, e os campos em produção atualmente logo estarão em queda de produção. Atualmente, para que se aproveite ao máximo o óleo destes reservatórios, estão sendo desenvolvidas e aplicadas várias técnicas de recuperação secundária e avançada de petróleo. Estas técnicas geralmente são implementadas após a recuperação primária estar terminada, mas como em muitos casos recentes estas técnicas são aplicadas logo no começo da produção.

Há alguns anos, era suficiente em um período preliminar (e isto ainda acontece nos dias de hoje) se abrir o poço e permitir que o reservatório se descomprimisse: logo dá-se a este processo o nome de recuperação primária ou depleção natural. Assim que a pressão do reservatório e as vazões ficavam muito baixas, era feita uma tentativa de se atenuar ou cessar o processo de descompressão do reservatório pela injeção de água ou gás, a isso dá-se o nome de recuperação secundária (Cossé, 1993). Muitas outras técnicas bem mais elaboradas vêm sendo desenvolvidas e empregadas e seu uso é justificado pela determinação em se alcançar recuperações cada vez maiores, a elas dá-se o nome de recuperação avançada de petróleo (Cossé, 1993).

Baseadas na idéia de que baixas recuperações eram resultado de baixas pressões nos reservatórios, as primeiras experiências buscavam fornecer pressão ao reservatório por meio de injeção de fluidos, cujas finalidades eram deslocar o fluido residente no reservatório e ocupar o

espaço deixado por este. Como nem sempre o aspecto mais crítico do fluxo dos fluidos nos meios porosos é a baixa pressão, a simples injeção de fluidos para se deslocar outros fluidos nem sempre resultava em sucesso (Thomas et. al., 2001). Ao se injetar um fluido em um reservatório com a finalidade única de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, isto é, buscando-se um comportamento puramente mecânico, têm-se um processo classificado como método convencional de recuperação (Thomas et. al., 2001).

Como podemos notar, também existe uma diferença da terminologia, e na definição utilizada para a recuperação secundária ou convencional. Isto acontece devido à abrangência da indústria do petróleo no mundo, que exige, que termos sejam traduzidos constantemente. Também, devido ao desenvolvimento de novas técnicas que não se encaixam nas definições utilizadas anteriormente, e devido ao fato que as prestadoras de serviço nomeiam serviços e produtos que em essência são a mesma coisa com nomes diferentes, desta maneira são gerados vários termos técnicos diferentes para a descrição dos mesmos fenômenos, substâncias químicas, equipamentos, etc.

A primeira injeção de hidrocarbonetos em forma de gás com a finalidade de se aumentar a recuperação foi no campo de Mackesberg, condado de Washington-Ohio, muito antes de se utilizar a água para o mesmo fim (Bradley et. al., 1987).

Injeções de gás para a manutenção da pressão no reservatório são geralmente classificadas em injeção dispersa (injeção direta no óleo) ou injeção externa (injeção na capa de gás), neste último caso um nome mais genérico pode ser o de injeção de gás periférica. O método de injeção dispersa tem sido aplicado em reservatórios com baixo relevo estrutural, relativamente homogêneos e com baixa permeabilidade específica (Bradley et. al., 1987).

O objetivo de uma operação de injeção gás é manter a produção de óleo por meio da manutenção da pressão do reservatório, pelo aumento desta pressão, ou somente para se diminuir a taxa de queda de pressão, e com isso espera-se um aumento na recuperação final (Bradley et. al., 1987).

O instante em que o processo de injeção deve ser implementado precisa levar em conta o custo de *workover* e as características físicas e geológicas do reservatório. Por exemplo, em uma operação de injeção de gás imiscível é recomendável que se faça a injeção após a pressão do reservatório baixar, pois assim o custo com compressão é menor, já para campos de baixa permeabilidade é recomendável que se mantenha a pressão desde o início das operações, e em campos maduros é necessário somente se escolher o método de recuperação mais eficaz, visto que o instante ótimo para o inicio da injeção já pode ter ficado para trás (Bradley et. al., 1987).

A escolha do fluido injetado pode ser a parte mais difícil de uma operação de injeção. Fluidos com alta mobilidade favorecem a operação de injeção, porém uma grande diferença de mobilidades entre o fluido deslocado e o fluido deslocante pode ser um ponto desfavorável. A disponibilidade de um fluido de injeção no campo também é um fator relevante, visto que os custos de transporte podem ser altos (Bradley et. al., 1987).

Com os novos métodos de recuperação avançada as reservas, e posteriormente a produção mundial, podem subir de 30% a 40% se o preço do óleo continuar subindo, numa estimativa de longo prazo. Este aumento das reservas é de extrema importância visto que 1% de aumento nas reservas mundiais significa um suprimento da demanda atual por dois anos (Cossé, 1993).

O fator de recuperação de um reservatório é definido como o quociente entre a produção acumulada de óleo e o volume original de óleo na formação rochosa (Rosa, et. al. 2006). Esta definição é utilizada por todos os autores e a única variante são os nomes das variáveis. O volume da produção acumulada geralmente é dado nas condições de pressão e temperatura da superfície, assim deve se ter o cuidado de se passar este volume para as condições de pressão e temperatura do reservatório, uma vez que o volume original de óleo presente na rocha sempre é dado nas condições de reservatório. E o volume total de óleo é dado pelo volume de poroso da formação rochosa multiplicado pela saturação inicial de óleo. A equação (1) mostra como é calculado o fator de recuperação.

$$FR = \frac{N_p * B_o}{V_p * S_{oi}} \quad (1)$$

Das quais, N_p é o volume de óleo produzido, B_o é o fator volume de formação, V_p é o volume total de poros da formação e S_{oi} é a saturação inicial de óleo. Como podemos notar o fator de recuperação (FR) é uma das grandezas chave na industria do petróleo, pois indica a quantidade de óleo que é produzida num determinado reservatório. Todavia, a produção acumulada exata só é medida ao final da vida do reservatório, assim foram criados métodos para a estimativa do FR. Várias tentativas foram feitas na tentativa de se correlacionar recuperação de óleo e parâmetros do reservatório. Baseado em um primeiro estudo, o *American Petroleum Institute* (API) desenvolveu algumas relações empíricas para a estimativa do fator de recuperação em reservatórios produtores por meio do mecanismo de gás em solução e influxo de água, equações (2) e (3) respectivamente. Em um segundo estudo a API testou 116 reservatórios que produziam pelo mecanismo de gás em solução e chegou a equação (4) (J. Zaba, W. C. Lyons, 1996).

$$RO = 3244 \left[\frac{\phi(1 - S_w)}{B_{ob}} \right]^{1.1611} \left[\frac{k}{\mu_{ob}} \right]^{0.0979} (S_w)^{0.3722} \left(\frac{p_b}{p_a} \right)^{0.174} \quad (2)$$

$$RO = 4259 \left[\frac{\phi(1 - S_w)}{B_{oi}} \right]^{1.0422} \left(\frac{k\mu_{wi}}{\mu_{oi}} \right)^{0.077} (S_w)^{-0.1908} \left(\frac{p_i}{p_a} \right)^{-0.2159} \quad (3)$$

$$RO = 6533 \left[\frac{\phi(1 - S_w)}{B_{ob}} \right]^{1.312} \left(\frac{k}{\mu_{ob}} \right)^{0.0816} (S_w)^{0.463} \left(\frac{p_b - p_a}{p_b} \right)^{0.249} \quad (4)$$

As variáveis utilizadas nestas equações são as seguintes:

RO: é a recuperação de óleo.

ϕ : é a porosidade da formação rochosa.

S_w : é a saturação de água.

B_{ob} : é o fator volume de formação do óleo no ponto de bolha em bbl/STB.

k : é a permeabilidade absoluta da rocha em mD.

μ_{ob} : é a viscosidade do óleo no ponto de bolha em cP.

μ_{oi} : é a viscosidade do óleo nas condições PVT iniciais do reservatório em cP.

μ_{wi} : é a viscosidade da água nas condições PVT iniciais do reservatório em cP.

p_i : é a pressão inicial do reservatório em psi.

p_a : é a pressão de abandono do reservatório em psi.

p_b : é a pressão média do reservatório em psi.

O segundo estudo revelou que nenhuma das equações acima foram estatisticamente apropriadas para fornecer uma correlação válida. Também não foi possível se encontrar uma correlação válida para a recuperação de óleo e parâmetros do reservatório (J. Zaba, W. C. Lyons, 1996). As estimativas empíricas se mostraram ineficazes, o que é feito atualmente são simulações numéricas que resolvem o balanço de materiais do sistema. Esses cálculos são bastante complexos e os softwares que fornecem as melhores estimativas são extremamente caros.

Quando é utilizado um método de recuperação secundária, as estimativas de recuperação são mais precisas e amplamente utilizadas. Como podemos ver, a equação (5) é utilizada por vários autores para se definir a eficiência de um método de recuperação secundária.

$$FR = E_a * E_v * E_d \quad (5)$$

Das quais, E_a é a eficiência de varrido areal, E_v é a eficiência de varrido vertical, comumente a combinação de E_a e E_v é chamada de eficiência de varrido, e E_d é a eficiência do deslocamento do fluido deslocante. Todas as eficiências são dadas em porcentagem.

A eficiência de varrido depende fortemente do volume injetado de fluido e da razão de mobilidades. A razão de mobilidades é definida como o quociente entre a mobilidade do fluido deslocante e a mobilidade do fluido deslocado. A mobilidade dos fluidos por sua vez depende da permeabilidade relativa deste fluido no meio poroso e de sua viscosidade segundo a relação mostrada pela equação (6).

$$\lambda_i = \frac{k_{ri}}{\mu_i} \quad (6)$$

Das quais, λ_i é a mobilidade do fluido i dada em mD/cP, k_{ri} é a permeabilidade relativa do fluido i dada em mD, e μ_i é a viscosidade do fluido i dada em cP. O modo com que a razão de mobilidades afeta a eficiência de varrido é simples; quanto mais próximo de 1 for a razão de mobilidades, mais eficiente vai ser a varredura, pois este valor significa que o fluido deslocante e o deslocado têm mobilidades muito próximas, o que resulta em um movimento relativo entre estes fluidos muito menor, ou pode se dizer, que resulta em um movimento conjunto de ambos os fluidos. Quando a razão de mobilidades é muito maior que 1 significa que o fluido deslocante se move entre os poros independentemente do fluido deslocado, ou seja, o fluido deslocado se move pelos poros sem interferir no movimento do fluido a ser deslocado. Já o volume de fluido injetado interfere no fator de recuperação de modo que quanto maior o volume de fluido injetado, maior deve ser o volume deste reservatório que foi afetado por este mesmo fluido.

A eficiência do deslocamento é normalmente determinada analiticamente por duas equações desenvolvidas por Buckley e Leverett (1942). Essas equações fundamentalmente descrevem a mecânica do deslocamento de óleo por um fluido imiscível encontrada no fluxo em regime permanente e no fluxo bifásico. Estas equações foram desenvolvidas com base no conceito de permeabilidade relativa e na lei de Darcy para o regime permanente em meios porosos (Bradley, et. al., 1997). Os tipos diferentes de injeção de água e gás demandam modelos de estimativa do fator de recuperação bem diferentes. Como veremos mais para frente, o estudo de caso se foca na injeção de gás como alternativa para a melhora da produção, assim será descrito somente o modelo para injeção de gás. A equação chamada de equação do fluxo fracionado eq. (7) descreve quantitativamente a fração de gás fluindo em termos de suas características físicas por unidade de poro comunicante.

$$f_g = \frac{1 + 1,127 \left(\frac{k_o A}{\mu_o q_t} \right) \left[\left(\frac{\partial P_c}{\partial L} \right) - 0,433 (\rho_o - \rho_g) \sin \alpha \right]}{1 + \left(\frac{k_{ro}}{k_{rg}} \right) \left(\frac{\mu_g}{\mu_o} \right)} \quad (7)$$

Onde:

f_g : fluxo fracionado de gás.

q_t : é a vazão total em bbl/dia.

A: área da seção transversal em ft^2 .

P_c : pressão capilar óleo/gás em psi

L: distância em ft.

ρ_o : densidade do óleo em g/cm^3 .

ρ_g : densidade do gás em g/cm^3 .

α : ângulo de mergulho da camada do reservatório.

k_o : permeabilidade efetiva do óleo em D.

k_{ro} : permeabilidade relativa do óleo.

k_{rg} : permeabilidade relativa do gás.

μ_o : viscosidade do óleo em cP.

μ_g : viscosidade do gás em cP.

Alguns autores ainda citam a eficiência de conformação da rocha como uma variável a ser considerada em operações de injeção de gás, isto é bastante aceitável visto que a produção de hidrocarbonetos diminui a pressão interna do reservatório e este alívio da pressão pode levar à deformação da rocha. O efeito causado por essa conformação da rocha é análogo ao efeito de se espremer uma esponja encharcada com água, e quanto maior o volume dos poros que for contraído maior vai ser a eficiência deste método. Contudo, a operação de injeção de gás visa manter a pressão interna do reservatório, e por isso é que muitos autores não consideram este efeito nas operações de injeção. Para este estudo não será considerado o efeito de conformação da rocha.

Com incrementos na saturação de gás faz-se o cálculo das vazões fracionadas (Tabela I), estes incrementos são escolhidos de acordo com a necessidade e as características de cada campo. Com as vazões calculadas é feito o gráfico da vazão em função dos incrementos na saturação de gás, então é traçada a reta tangente à curva f_g e que passa pelo ponto S_g igual a zero (saturação de gás no equilíbrio), como mostra figura em Anexo 1. Prolonga-se a reta tangente até o cruzamento com a reta horizontal que passa por f_g igual a 1 e lê-se o valor de S_g , este valor de saturação de gás é chamada saturação de gás média e corresponde à recuperação de óleo (Bradley, et. al, 1997).

Tabela dos valores da f_g para os valores de S_g .

S_g (1)	k_{rg}/k_{ro} (2)	$(k_{ro}/k_{rg})(\mu_g/\mu_o)$ (3)	$(1+(3))$ (4)	$f_g=1/(4)$
0	0	-	-	-
0.02	0.004	7.725	8.725	0.11461
0.05	0.025	1.236	2.236	0.44723
0.1	0.088	0.351	1.351	0.74019
0.15	0.265	0.117	1.117	0.89526
0.2	0.77	0.04	1.04	0.96154
0.25	2.3	0.0134	1.0134	0.98678
0.3	7.35	0.0042	1.0042	0.99582
0.3	25.15	0.00122	1.00122	0.99878
0.35	117	0.00026	1.00026	0.99974
0.45	755	0.00004	1.00004	0.99996

Tabela I.

O ponto que a reta toca na linha onde f_g é igual a um é chamado de saturação de gás no *breakthrough* (é o momento em que o gás injetado passa a ser produzido), esta saturação de gás também recebe outro nome ela é chamada de saturação de gás média \bar{S}_g . Com esta saturação de gás média é possível se calcular o volume total de óleo que pode ser produzido utilizando-se a equação (8), e também a razão gás/óleo (GOR) R, dada em scf/STB, pela equação (9).

$$N_p = \frac{\bar{S}_g}{1 - S_w} \quad (8)$$

$$R = \left(\frac{B_o}{B_g} \right) \left(\frac{f_g}{1 - f_g} \right) \quad (9)$$

Das quais, N_p é o volume total de óleo produzido, S_w é a saturação de água e B_g é o fator volume de formação de gás dada em bbl/scf. Para o cálculo da manutenção parcial de pressões é utilizada a seguintes equação de balanço material (Equação 10).

$$\Delta N_p = \frac{(1 - N_{pi})\Delta[(B_o/B_g) - R_s] - B_{ob}\Delta(1/B_g)}{[(B_o/B_g) - R_s] + \bar{R}(1 - \Delta G_i)} \quad (10)$$

Onde:

ΔN_p : é o incremento na produção de óleo.

N_{pi} : é a produção de óleo acumulada num passo anterior.

\bar{R} : é a GOR média em scf/STB.

R_s : é a GOR da solução em scf/STB.

S_L : é a saturação de líquido total.

ΔG_i : é o incremento na injeção de gás, que é dada como uma fração da vazão de gás produzido.

A figura do Anexo 2 mostra a propriedade dos fluidos para um intervalo de pressões selecionado. Este intervalo foi selecionado de maneira que os incrementos nas pressões sejam menores que 10% da pressão inicial. Em seguida é feita uma tabela com os cálculos do balanço material para valores assumidos de incrementos na pressão, e pelo método de tentativas e erros o valor assumido é verificado ao fim dos cálculos, como mostra a tabela do Anexo 3. Vale lembrar que os cálculos feitos na tabela em Anexo 3 são feitos assumindo que não há injeção de gás, desta maneira ΔG_i é igual a zero, os mesmos cálculos são feitos para $\Delta G_i=0,5$ e $\Delta G_i=1,0$, assumindo-se

injeção de gás dispersa, como mostra a tabela em Anexo 4. Com esses resultados é traçado o gráfico da performance da manutenção de pressão da injeção de gás dispersa, que está em Anexo 5. Com as tabelas e os gráficos em mãos é possível se estimar a performance do seu reservatório e escolher qual a melhor maneira de trabalhar com as pressões de acordo com as necessidades e limitações de cada campo.

3. METODOLOGIA

Primeiramente será feita a escolha de um campo para estudo, nesta fase será decidido se o campo será onshore ou offshore. Em seguida será analisada a disponibilidade de dados a respeito do campo para saber se os dados serão adequados e suficientes para que o objetivo do trabalho seja alcançado, dados como os perfis de poço, sísmica, demonstrações financeiras. Com os dados em mãos serão analisadas as técnicas de produção que poderão ser empregadas ao campo, quantos poços serão perfurados, quantos serão injetores, quantos serão produtores, verificar quantos poços já existem, analisar a viabilidade de instalação de uma linha de escoamento, instalação de uma unidade flutuante no caso de campo offshore, etc.

Então começa a fase onde será iniciado o EVTE que irá mostrar se as decisões de instalação e preparo para a produção foram as melhores, ajustes serão feitos e então iniciaremos a parte de análise das operações e seus custos, levando em conta a região onde o campo se encontra para que restrições como as ambientais e de custo de mão de obra sejam corretamente analisadas. Após a análise dos custos operacionais serão analisados os impostos, custos envolvidos no programa e alternativas serão buscadas e eventualmente propostas para o caso.

4. ESTUDO DE CASO

4.1 Descrição do Campo de Quiambina

O campo de Quiambina situado no compartimento nordeste da bacia do Recôncavo, 210 km ao norte da cidade de Salvador, município de Entre Rios no estado da Bahia. O campo apresenta reservatórios de arenitos turbidíticos da Formação Candeias presente na Bacia do Recôncavo e foi descoberto em 07/04/1983 pelo poço exploratório 1-QB-4A-BA. A área do bloco é de 1,2 km², foram realizados 13 km de linhas sísmicas 2D e perfurados 8 poços. O campo foi colocado em produção em 31/05/1983 e permaneceu produzindo até 1989, foi colocado em produção novamente em 1995 e fechado em 1997. As produções acumuladas neste período são de 44 mil barris de óleo e 136 mil m³ de gás. Os volumes originais de óleo e gás *in situ* são de respectivamente 990 mil barris e 3,14 milhões de m³. O óleo presente no reservatório apresenta uma densidade de 28° API, considerado leve pela Petrobras (Relatório de devolução do campo de Quiambina, 1999).

Após o fechamento em 1997 o campo foi doado pela ANP à Universidade Federal da Bahia (UFBA) em 2003. O convênio entre estas duas entidades gerou o Projeto Campo Escola (PCE) que então reiniciou a produção em 2004 e até o início de 2009 produziu 19 mil barris de óleo, sendo assim a produção acumulada até o momento é de 63 mil barris de óleo. O PCE é uma iniciativa da ANP que, junto com universidades da região nordeste do Brasil, visa capacitar mão-de-obra para a pequena e média industria do setor petrolífero, o desenvolvimento e disseminação de novas técnicas e tecnologias, testes de equipamentos nacionais e para a incubação de empresas.

4.2 Caracterização Física e Geológica do Reservatório

De acordo com a interpretação geológica, a geometria externa da acumulação tem uma forma dômica, alongada na direção NE-SW, com uma área de 0,52 km². O trapeamento do

campo tem controle estratigráfico, com o fechamento sendo exercido pela seção argilosa encaixante (Relatório de devolução do campo de Quiambina, 1999).

O campo de Quiambina apresenta uma pressão original (P_i) de aproximadamente 850 psi e pressão de saturação (P_{sat}) de 610 psi, sendo inicialmente subsaturado, e produzindo pelo mecanismo de gás em solução. A formação produtora se situa a aproximadamente 625 metros de profundidade, com uma espessura de 5 metros, no local onde foi perfurado o poço, dos quais 3,5 metros são permeáveis. O fluido presente no reservatório é apenas óleo, sem a presença de capa de gás ou aquífero, a temperatura do reservatório é aproximadamente de 44°C. O óleo produzido apresenta uma densidade de aproximadamente 28° API, com uma razão gás/óleo da solução (R_s) de 20 m³/m³, a viscosidade deste óleo à temperatura do reservatório é de 13 cP. O óleo apresenta um fator volume de formação (B_o) de 1,05, o gás liberado apresenta gravidade específica (γ_g) igual a 0,7 e o fator volume de formação de gás (B_g) de 0,0023. As características principais da rocha produtora são : porosidade média igual a 24%, permeabilidade média igual a 670 mD e saturação de água igual a 32%. Os valores de permeabilidade, viscosidade e espessura da camada produtora definem o reservatório como de baixa transmissibilidade de cerca de 100 mD.m/cP (Relatório de devolução do campo de Quiambina, 1999).

O resultado dos últimos três poços perfurados em Quiambina mostram que os corpos turbidíticos produtores de óleo no 1-QB-4A-BA têm uma pequena distribuição areal. Assim é possível afirmar que o volume original de óleo in situ estimado a partir do método volumétrico utilizado pela Petrobras, apresenta um grau de confiabilidade razoável, uma que os valores de porosidade média, espessura permeável e saturação de óleo são compatíveis com os valores adquiridos durante a perfilagem. Com relação aos parâmetros utilizados para o cálculo da reserva total de óleo, ainda pode se salientar que para a estimativa dos valores de saturação e da espessura permeável foi usado um critério conservador. Já com relação à da *pay zone* pode se dizer que ela foi superestimada. Há ausência de capa de gás e aquífero ao redor da acumulação de óleo (Relatório de devolução do campo de Quiambina, 1999).

4.3 Histórico de Produção e Infra-Estrutura

A produção acumulada de 1983, ano da descoberta, até dezembro de 1997 é de 44.000 bbl de óleo e 4,8 MMSCF de gás, não havendo injeção de gás ou água acumulada. Do reinicio da produção em 2004 até 2009 foram produzidos 19.000 bbl de óleo não sendo informada a produção de gás que foi descartada^{4.2}. Até o momento o campo produziu 63.000 bbl de óleo o que corresponde a um fator de recuperação de 6,3%, que é um valor bem abaixo da média mundial (30%) e da média de formações da Bacia do Recôncavo.

Os equipamentos e instalações remanescentes no campo são: uma unidade de bombeio mecânico, um tanque com capacidade de armazenar 500 barris de óleo e 100 metros de linha de produção. Os fluidos produzidos eram transportados de caminhão para a estação de tratamento da fazenda Bálamo. O óleo era enviado para o parque Recife e a água que era retirada do óleo era reenviada para a Estação de Injeção Fazenda Bálamo onde era injetada no reservatório do mesmo campo. O campo possui 8 poços perfurados, dos quais 7 são de exploração e 1 de delimitação. Destes poços somente o 1-QB-4A-BA se revelou economicamente explorável. A figura 1 a seguir mostra o histórico de produção.

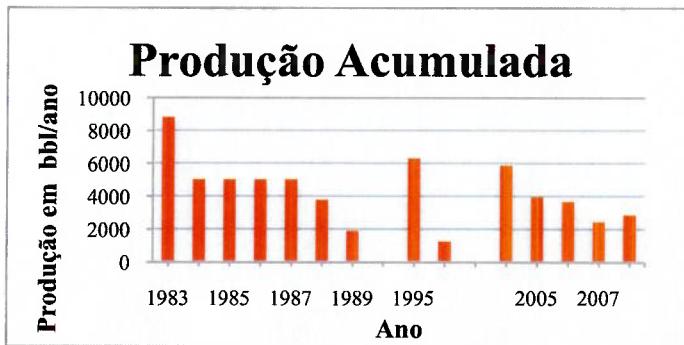


Figura 1-Produção Acumulada do Campo de Quiambina

4.4 Considerações técnicas

Como já mencionado o campo de Quiambina foi doado para a UFBA com fins de pesquisa. O campo atualmente tem uma produção muito baixa, mas o fator de recuperação deste campo ainda permanece muito abaixo da média. O campo está produzindo por meio de bombeio mecânico, assim acredita-se que se implementando um método de recuperação simples seja possível se aumentar a margem de lucro do campo e consequentemente sua atratividade econômica.

O poço produtor do campo é o 1-QB-4A-BA, mas foram perfurados outros seis poços no campo. O poço 1-QB-4A-BA é um poço gêmeo, que é fruto de um outro poço que foi perfurado anteriormente, o 1-QB-4-BA. Este poço foi perfurado para se verificar uma feição estrutural, do tipo monocinal arqueado, com mergulho para sudeste ao nível do embasamento, o que resultou em ocorrência de hidrocarbonetos, porém nada foi desenvolvido (Relatório de devolução do campo de Quiambina, 1999). Depois foi perfurado o poço gêmeo 1-QB-4A-BA com intuito de se testar a formação com ocorrência de óleo encontrada no 1-QB-4-BA, no intervalo de 625 a 629 metros de profundidade. Este poço gêmeo revelou uma porção arenosa no intervalo de 625 a 630 metros referente ao intervalo encontrado no poço anterior, e em 1983 o 1-QB-4A-BA foi revestido, canhoneado, submetido a fraturamento hidráulico e colocado em produção por bombeio mecânico.

Com base nos dados de produção atuais, nas características de localização e infra-estrutura do campo, e nas possíveis soluções, este trabalho está focado em aplicar o método de recuperação secundária feito por meio de injeção do gás produzido e mostrar se é economicamente viável ou não. A infra-estrutura necessária para a implantação do projeto é uma planta para a separação de gás e óleo, uma planta de compressão, e uma linha de transporte para o poço injetor. Um arranjo simples da infra-estrutura pode ser visto na figura 2.

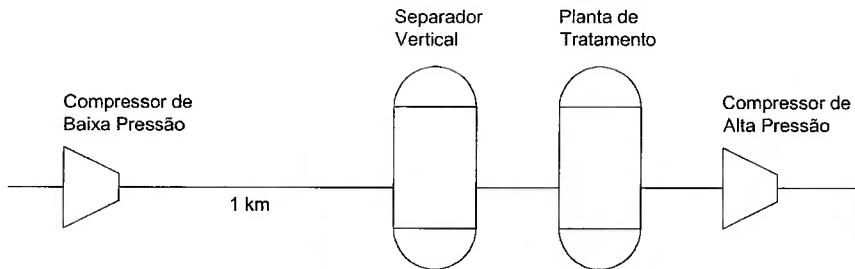


Figura 2-Arranjo esquemático da infra-estrutura do campo

O dimensionamento da planta de separação e da planta de compressão foram feitos apenas especificando-se suas características. Como a vazão de gás é muito baixa se faz necessário também que se coloque um tanque de armazenamento do gás produzido. O dimensionamento da linha não foi feito minuciosamente porque seu custo ao final não terá um impacto grande na análise econômica, pois esta linha é de apenas 1 km e transposta gás a baixas pressões.

Da mesma maneira que no Campo de Mamoeiro, que também foi doado pela ANP e faz parte do PCE, foi decidido se utilizar um separador do tipo vertical, este separador é capaz de separar o gás, o óleo e a água, além de poder armazenar gás sob pressão, desta maneira se faz desnecessário a aquisição de um tanque de armazenamento. Separadores como este são bastante simples e não são de alto custo, o separador do campo de Mamoeiro custou em torno de 120 mil reais. O compressor para levar o gás até o separador é um compressor pequeno, visto que a pressão de armazenamento do separador é pequena. O projeto da linha de transporte é simples e admite que esta linha ficará na superfície, o relevo da região não foi estudado, mas como a região é de fazendas onde gado é criado, se coloca como hipótese que o relevo não é acidentado, o que poupa que o compressor destinado ao transporte seja grande. Já o compressor para a injeção de gás é um compressor com alta taxa de compressão, no qual a pressão de saída deve ser maior que a pressão atual de produção que é de aproximadamente 580 psi. Compressores para tal taxa de compressão podem ser comprados ou podem ser alugados, dentro da análise econômica foram feitos vários testes e lá foi decidido o que se fazer com o compressor.

A estimativa da melhora que o projeto de injeção irá causar no campo foi feita com base na equação (7). Com os dados fornecidos pela ANP foi possível assumir que o mergulho da camada produtora é praticamente zero, o que simplificou bastante a equação (7) como podemos ver na equação (10).

$$\boxed{f_g = \frac{1}{1 + \left(\frac{k_{ro}}{k_{rg}} \right) \left(\frac{\mu_g}{\mu_o} \right)}} \quad (10)$$

Todavia, as permeabilidades relativas não foram fornecidas nem pelo PCE e nem pela ANP. Assim não foi possível se avançar com cálculos de eficiência da recuperação.

É sabido que o campo de Quiambina não sofreu tectonismo intenso, pois foi feito um estudo na Fazenda Bálamo que também é produtora de óleo do Membro Gomo da Formação Candeias, e neste estudo foram mapeados 14 marcos estratigráficos que mostram que o tectonismo incidente nas camadas inferiores da Formação Candeias não foi o mesmo para as camadas superiores da mesma formação (Relatório de devolução do campo de Quiambina, 1999). Com esta informação podemos inferir que a presença de falhas dentro do reservatório é inexistente e o reservatório tem baixo relevo estrutural. Foi feito um pedido de dados sísmicos à ANP, mas infelizmente interpretações sísmicas não estão disponíveis. Estas duas características combinadas com a baixa permeabilidade efetiva do reservatório mostram que a injeção de gás dispersa ainda é o método de injeção mais adequado e com as melhores possibilidades de melhora da recuperação. Como não foi possível dar continuidade nos cálculo devido à falta de informação, com base em toda informação técnica e teórica acumulada neste trabalho vários cenários diferentes foram testados na análise econômica.

4.5 Considerações econômicas

As considerações econômicas foram feitas com um certo grau de incerteza, ou seja, os valores foram superestimados ou subestimados em algumas partes para que se tenha um resultado seguro. E para se ter uma visão geral mais ampla, foram testados vários cenários.

O primeiro estudo foi feito para o campo em seu status quo. Os custos de aquisição do campo foram baseados na décima rodada de concessões da ANP. A maioria dos campos licitados nesta rodada foram campos marginais nas bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Potiguar. Devido à semelhança dos campos licitados com o estudo de caso admitiu-se o valor médio pago por cada campo licitado. Nesta última rodada o bônus de aquisição ficou em torno de 1 milhão de reais e o programa exploratório mínimo (PEM) ficou em torno de 5 milhões de reais, estes valores para os campos considerados maduros. O edital de aquisição da ANP diz que o bônus deve ser pago imediatamente após o arremate do campo, já o programa exploratório mínimo é dividido em duas partes; um primeiro intervalo que varia de três a quatro anos de exploração no campo, a partir do instante da aquisição, e mais um de dois anos, mas o segundo intervalo é pago somente se o concessionário realmente ficar no campo. Na simulação feita considerou-se que estes valores foram pagos durante três anos. Esta medida foi tomada como segurança, pois períodos muito longos de pagamento fornecem valores presentes menores.

O custo de reentrada foi de aproximadamente 400 mil reais, e foi fornecido pelo PCE, este custo no estudo foi dividido entre construção civil, equipamentos e os custos de reentrada, que consistem em cimentação, limpeza do revestimento, canhoneio. A produção atual gira em torno de 20 barris por dia de óleo e o preço do barril foi estimado de forma conservadora em 100 R\$/bbl do baiano mistura, considerando que o preço médio praticado no ano de 2009 para o padrão *West Texas Intermediate* (WTI). Os custos fixos foram fornecido pelo PCE e giram em torno de 15%. Os *royalties* giram em torno de 9,3%, a participação do proprietário do solo é de 1%, a retenção de área fica em torno de 0,5%, e o programa de investimento em pesquisa e desenvolvimento é de 1%, todos estes valores são incidentes na receita bruta. Os valores de imposto de renda e contribuição social, PIS e CONFINS foram retirados do relatório de devolução do campo, elaborado por uma parceria entre a Universidade Estadual de Campinas

(UNICAMP) e a ANP em 1999. Os valores de depreciação de equipamentos e construção civil foram sugeridos pelo professor Dr. Manoel Rodrigues Neves.

Com estas informações foi montada a planilha que está no Anexo 6. Como podemos ver no Anexo 6, o valor presente líquido do projeto está ao redor de 3,5 milhões de reais negativo, o que mostra que o projeto é inviável. Vale ressaltar que o campo de Quiambina foi doado à UFBA e por isso atualmente o projeto é rentável e através deste projeto a universidade está desenvolvendo o Campo de Mamoeiro. Outro detalhe importante é o de que o valor residual dos equipamentos foi desconsiderado, pois os equipamentos operantes no campo foram todos reaproveitados pelo PCE.

O segundo teste foi realizado incluindo-se os custos de reentrada e de infra-estrutura do poço 1-QB-4-BA, que foi escolhido como poço injetor. Estes valores foram assumidos baseados no seguinte raciocínio. Um compressor de baixa pressão será necessário para o escoamento do gás do poço produtor para o poço injetor, uma linha de escoamento de aproximadamente 1 km será necessária para o transporte do gás, uma planta de tratamento do gás e uma planta de injeção.

O PCE informou que o separador de gás custou em torno de 100 mil reais, e a planta de tratamento não foi possível de ser cotada, assim foi assumido o valor de 300 mil reais. Para os compressores foram cotados os seguintes valores com a empresa K. Lund; o aluguel custa aproximadamente 60 mil reais por mês, e a aquisição fica em torno de 3 milhões de reais, assim foi decidido por se comprar o compressor mesmo que isso aumente muito o investimento inicial, assim para o compressor menor e o compressor maior foi estimado um valor de 3,1 milhões de reais. Neste teste também foi suposto um financiamento que passa a ser pago no segundo ano do projeto, e termina no décimo ano, com um investimento de 50% no primeiro ano e 50% no segundo ano para equipamentos, construção civil e custo de reentrada. É incidida uma taxa de juros de 10,5% sobre o valor da parcela deste financiamento que segue o modelo de amortizações constantes (SAC). O fator de recuperação foi aumentado para 15% deste modo o projeto atinge o *breakthrough* (instante em que o projeto passa a ser viável) quando se financia em torno de 55% do valor total do projeto, como podemos ver na tabela em Anexo 7. O fator de recuperação de 15% ainda está abaixo da média mundial e fica próximo da média da Bacia do Recôncavo, que

varia de 20% a 25%, assim o projeto se torna viável aplicando-se a metodologia proposta. Após os testes foi feita a verificação da sensibilidade da TIR com relação à duas variáveis; o financiamento e o fator de recuperação. A figura 3, mostra como a TIR se comporta quando variamos as duas variáveis citadas anteriormente.

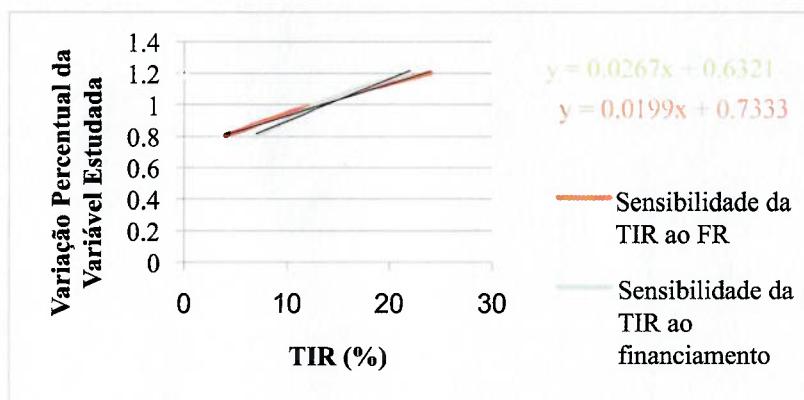


Figura 3-Análise de sensibilidade da TIR em relação os financiamento e ao fator de recuperação.

Pode parecer que o teste com relação ao preço do barril de óleo foi esquecido, mas na realidade o barril do óleo e o fator de recuperação afetam a TIR da mesma maneira, ou seja, um aumento de 20% no preço do barril de óleo tem o mesmo efeito que um aumento de 20% na recuperação final.

A análise das equações das regressões lineares das curvas da figura 3, mostra que a TIR é mais sensível ao financiamento do que ao fator de recuperação, isto significa que para um mesmo aumento percentual, o financiamento é a variável que causa maior impacto no valor da TIR. Na figura 4 foi adicionado uma variável que está atualmente em discussão, essa variável é a porcentagem dos impostos paga em forma de *royalties*. Como podemos ver na figura 4 os *royalties* têm um impacto sobre a TIR bem maior que as duas variáveis analisadas acima.

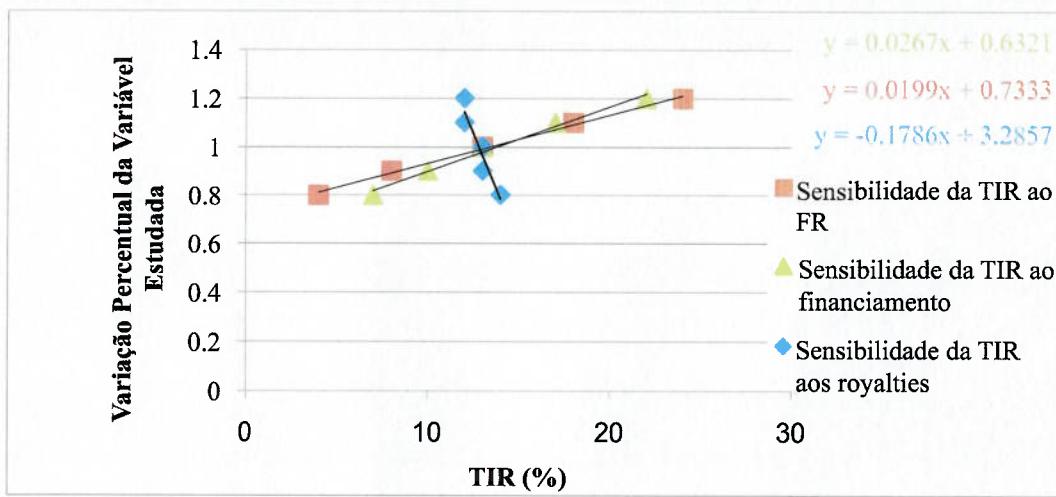


Figura 4-Análise de sensibilidade da TIR em relação ao financiamento, ao fator de recuperação e aos *royalties*.

Com base no resultado da figura 3 foram feitas três tabelas que mostram como o financiamento e o preço do óleo quando se fixa o fator de recuperação final. Esta análise foi feita para se compreender melhor os vários cenários que podem ser simulados. As tabelas II, III, e IV foram feitas com recuperação de 15%, de 10%, e 7,3% respectivamente.

Análise dos cenários com produção igual a 14850 bbl/ano					
	Financiamento				
Preço do Barril (R\$)	30%	40%	50%	60%	70%
-20%	-0.03	-0.01	0.02	0.06	0.12
-10%	0.00	0.02	0.06	0.11	0.19
0	0.03	0.06	0.10	0.16	0.28
25%	0.11	0.15	0.22	0.34	0.66
50%	0.19	0.26	0.37	0.63	>1

Tabela II.

Como podemos ver na tabela II com um fator de recuperação de 15% o projeto tem atratividade maior que a do mercado em 50% dos casos que foram simulados.

Análise dos cenários com produção igual a 9900 bbl/ano					
	Financiamento				
Preço do Barril (R\$)	30%	40%	50%	60%	70%
-20%	<1	-0.10	-0.08	-0.06	-0.04
-10%	-0.09	-0.08	-0.06	-0.03	0.00
0	-0.07	-0.05	-0.03	0.00	0.04
25%	-0.02	0.00	0.03	0.07	0.14
50%	0.03	0.06	0.10	0.16	0.28

Tabela III.

Quando o fator de recuperação é de 10% nota-se que o projeto fica atrativo economicamente somente em três casos, onde a TIR é maior que a taxa de atratividade do mercado que é de 12%. Isto mostra que se o projeto de injeção proporcionar somente 10% de recuperação final o empreendimento será mais difícil de ser realizado.

Análise dos cenários com produção igual a 7300 bbl/ano					
	Financiamento				
Preço do Barril (R\$)	30%	40%	50%	60%	70%
-20%	<1	<1	<1	<1	<1
-10%	<1	<1	<1	<1	-0.09
0	<1	<1	<1	-0.08	-0.06
25%	-0.08	-0.07	-0.05	-0.03	0.01
50%	-0.05	-0.08	-0.01	0.03	0.08

Tabela IV.

A tabela IV mostra uma situação que para o estudo de caso é remota, mas que não foge da realidade dos campos, pois a tabela IV supõe que o projeto de injeção tenha falhado e o fator de recuperação não mude. Na tabela IV não foi mostrado, mas após este resultado foi testado um caso a mais que foi quando o financiamento do projeto chega a 80% e o preço do barril fica em 150 R\$, neste caso a planilha devolveu um valor de TIR de 18% positiva.

5. CONSIDERAÇÕES E DISCUSSÕES

As opções de desenvolvimento de campos marginais são inúmeras, este trabalho mostra uma opção. Dada a importância dos campos marginais na economia, o governo e os empreendedores deveriam fazer um esforço maior para o desenvolvimento destes tipos de projetos. Uma discussão proposta por Chris Anderson em seu livro “*The Long Tail*” é a de que as empresas podem lucrar mais vendendo poucas unidades de uma grande variedade de produtos, proposta que bate de frente com o velho conceito de que quanto mais se vende algo mais lucrativo este algo vai ser. No ano de 2004, Chris Anderson publicou um artigo na revista *Wired* no qual ele usa como um exemplo a empresa de vendas pela internet *Amazon*, neste artigo ele descreveu como esta empresa utiliza a estratégia da *long tail* ou cauda longa em português. A teoria da cauda longa se baseia no fato que, dada uma variedade de escolha suficiente, uma grande população de consumidores, e custo de estocagem e distribuição desprezíveis, a seleção e o padrão de compras da população resulta em uma curva chamada Curva de Distribuição de Pareto. O princípio de Pareto sugere que um mercado com grande liberdade de escolhas irá favorecer os 20% de itens que estão no topo da lista dos mais vendidos, enquanto irá desfavorecer os outros 80% da lista. Chris Anderson baseado no princípio de Pareto mostrou, com o exemplo da *Amazon*, que se os 80% desfavorecidos forem suficientemente numerosos eles irão contribuir na lucratividade de um negócio mais do que os 20% mais populares.

O mercado de óleo não é um mercado de vendas pela internet, e também não é provado que este mercado segue uma curva de distribuição de Pareto, porém foi possível se constatar durante as pesquisas para esta revisão bibliográfica que países com um grande número de poços marginais produtores produzem mais do que países que têm sua produção baseada nos grandes campos produtores, como podemos ver o caso do Brasil em relação aos Estados Unidos. Muitas outras associações poderiam ser feitas, mas um caso gritante é o da comparação entre os Estados Unidos e o Irã que tem uma reserva mais que seis vezes maior que a dos Estados Unidos e produziram apenas a metade do volume de óleo que os americanos produziram no ano de 2008.

Embora não seja possível se afirmar que a produção de petróleo no mundo segue a teoria da cauda longa, não pode se deixar de notar que países com um maior número de poços

produtores, mesmo que pouco produtivos, produzem mais óleo que países com menos poços com produções maiores. A associação feita é a de que os campos mais produtivos correspondem aos 20% de itens mais populares, e os campos marginais correspondem aos 80% de itens restantes. É necessário se fazer um estudo mais detalhado a respeito da relação entre campos marginais e o total da produção de óleo, mas esta foi uma tendência constatada.

Na metodologia deste estudo foi proposta a injeção de gás. Esta escolha não foi feita ao acaso, pois há disponibilidade de gás no campo, e um fator importante levado em consideração foi o impacto ambiental que este projeto deveria ter. Podemos dizer que o impacto ambiental foi um fator importante a ser considerado, porque um projeto de injeção de água fornece resultados muito melhores na recuperação final de óleo do que a injeção de gás. É um fato, também, que o campo de Quiambina se situa numa região onde não há acesso a água, mas se o projeto de injeção de água gerasse o retorno esperado, pode-se dizer que água não seria um problema, assim é possível afirmar que o fator ambiental foi seriamente analisado, e fazia parte da concepção inicial do projeto que a solução proposta deveria diminuir o impacto ambiental do campo. Assim foi escolhida a injeção de gás não somente considerando as questões técnicas, mas como também a questão ambiental, pois mesmo que correspondendo somente por 14% da produção total de óleo no Brasil, a produção e a consequente queima de gases em campos marginais está degradando o meio ambiente.

Como podemos notar projetos em campos marginais podem gerar melhorias para todas as partes envolvidas, pois impostos mais baixos aumentam a quantidade de contribuintes, e em consequência estes contribuintes circulariam mais dinheiro na região. Não é compreensível que a ANP e o governo brasileiro não dêem atenção a uma questão tão simples de ser resolvida, quando se deixa os interesses políticos-pessoais de lado. Embora a descoberta e o desenvolvimento de grandes reservas, como por exemplo Tupi, seja uma grande vitória para todos, não se pode esquecer dos campos que já estão consolidados, que são lucrativos e têm um risco muito menor.

Neste estudo foi possível notar que os *royalties* têm um grande impacto sobre a viabilidade econômica do projeto. No caso de Quiambina é incidente uma taxa de 9,3% de *royalties*, que é alta, visto que a produção do campo gira em torno de 20 barris por dia. A “Lei do

Petróleo” em seu Artigo 47 estabelece o percentual e a forma de pagamento dos *royalties*: “Art. 47. Os *royalties* serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data do início da produção comercial de cada campo em montante de dez por cento da produção de petróleo e gás natural.”. Dez por cento é o percentual básico estabelecido por lei, mas a ANP pode reduzir este valor até um valor mínimo de 5% dependendo da produção esperada e dos riscos geológicos. Apesar de existir a possibilidade dos *royalties* serem aplicados de acordo com as características de cada campo, o que acontece na prática é que Quiambina paga uma taxa de 9,3% e campos gigantes como Roncador pagam 10% de *royalties*. Considerando-se a ineficiência com que o Estado brasileiro aplica o dinheiro arrecadado com *royalties*, vemos que este dinheiro poderia trazer muito mais benefícios se estivesse sendo aplicado por empresas competentes e responsáveis.

6. CONCLUSÃO

Campos marginais ainda são pouco estudados no Brasil. Com a iniciativa da ANP, em parceria com as universidades, este cenário começou a mudar com a criação do Projeto Campo Escola. Embora a iniciativa da ANP mostre que esta agência está seguindo as tendências mundiais e está se preparando para o futuro da extração de petróleo no mundo, os avanços estão se dando de maneira lenta e sem muitos incentivos. Apesar de campos grandes serem importantes, uma característica detectada por países desenvolvidos e altamente dependentes de petróleo é a de que descobertas de grandes campos estão cada vez menos frequentes, e por isso investimentos em campos marginais são importantes para o suprimento de suas necessidades.

Neste trabalho as incertezas encontradas durante a elaboração da metodologia foram tratadas sempre com muito cuidado e sempre que foi necessário se fazer uma estimativa, o valor estimado ou assumido foi sempre conservador, como feito com o valor médio do barril de óleo. A proposta inicial era a de se calcular o fator de recuperação exato que um método de injeção poderia resultar. Devido ao pequeno número de informações disponíveis não foi possível se determinar exatamente o fator de recuperação final. O método de injeção dispersa de gás é um método conhecido, simples e barato de se implementar e por isso foi o método escolhido. Em estudos encontrados na literatura (Cossé, 1993) injeções de gás podem resultar em fatores de recuperação de até 60%, dependendo das condições do reservatório e da injeção. Com os resultados da operação de injeção esperava-se fazer uma avaliação econômica bem mais simples do que a que foi feita. Era esperado testar somente o resultado do projeto com os vários cenários de preços. Devido à falta de um fator de recuperação exato, a análise econômica foi feita de forma a se testar as várias possibilidades que a falta deste fator exato gerou. Todavia, o resultado foi bastante satisfatório contando que desta maneira mais cenários foram testados e mais possibilidades foram analisadas. As análises de sensibilidade também se mostraram bastante interessantes, pois não era esperada que a maior sensibilidade da TIR fosse aos *royalties*. Era esperado que a TIR fosse mais sensível ao preço do barril de óleo.

Assim podemos dizer que o objetivo do projeto foi alcançado, pois foi possível mostrar que em situações plausíveis o projeto tem atratividade maior que a do mercado. Com um número

maior de informações é possível se fazer uma estimativa mais precisa, que pode se mostrar viável ou não. Se o projeto se mostrar inviável outras propostas podem ser testadas e avaliadas.

REFERÊCIAS

- Roebuck Jr., I. F & Garms, K. M. Gas-Injection Pressure Maintenance in Oil Reservoirs. In: Petroleum Engineering Handbook. Bradley, H. B. (editor), Society of Petroleum Engineers, Richardson, p. 42.1-43.19, 1987.
- Cossé, R. Secondary and Enhanced Oil Recovery. In: Basics of Reservoir Engineering, Éditions Technip, Paris, p. 261-281, 1993.
- Carvalho, R. de S., Xavier, J. A. D. Estimativa de Reservas. In: Engenharia de Reservatórios de Petróleo, Rosa, A. J. (editor), Editora Interciência, Rio de Janeiro, p. 550, 2006.
- Triggia, A. A., et. al. Métodos de recuperação. In: Fundamentos de Engenharia de Petróleo, Thomas, J. E. (editor), Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.
- Zaba, J., et. al. Mechanism and Recovery of Hydrocarbons by Natural Means. In: Standad Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, Lyons, W. C. (editor), Gulf Professional Publishing, Houston, 1996.
- Prates, J. P. Campos Marginais e Produtores Indempendentes de Óleo e Gás: aspectos técnicos, econômicos, regulatórios, políticos e comparativos. Segundo Fórum Continuado de Energia, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- Shecaira, F. S. Programa de Recuperação Avançada de Petróleo – Petróleo Brasileiro S.A. Disponível em: http://www2.petrobras.com.br/tecnologia/portugues/programas_tecnologicos/revitalizacao_campos_maduros.stm. Acesso em 20/03/2005.
- Relatório de devolução do campo de Quiambina, parceria UNICAMP-ANP, 1999.

ANEXO 1 – Performance do avanço frontal, fluxo horizontal de gás

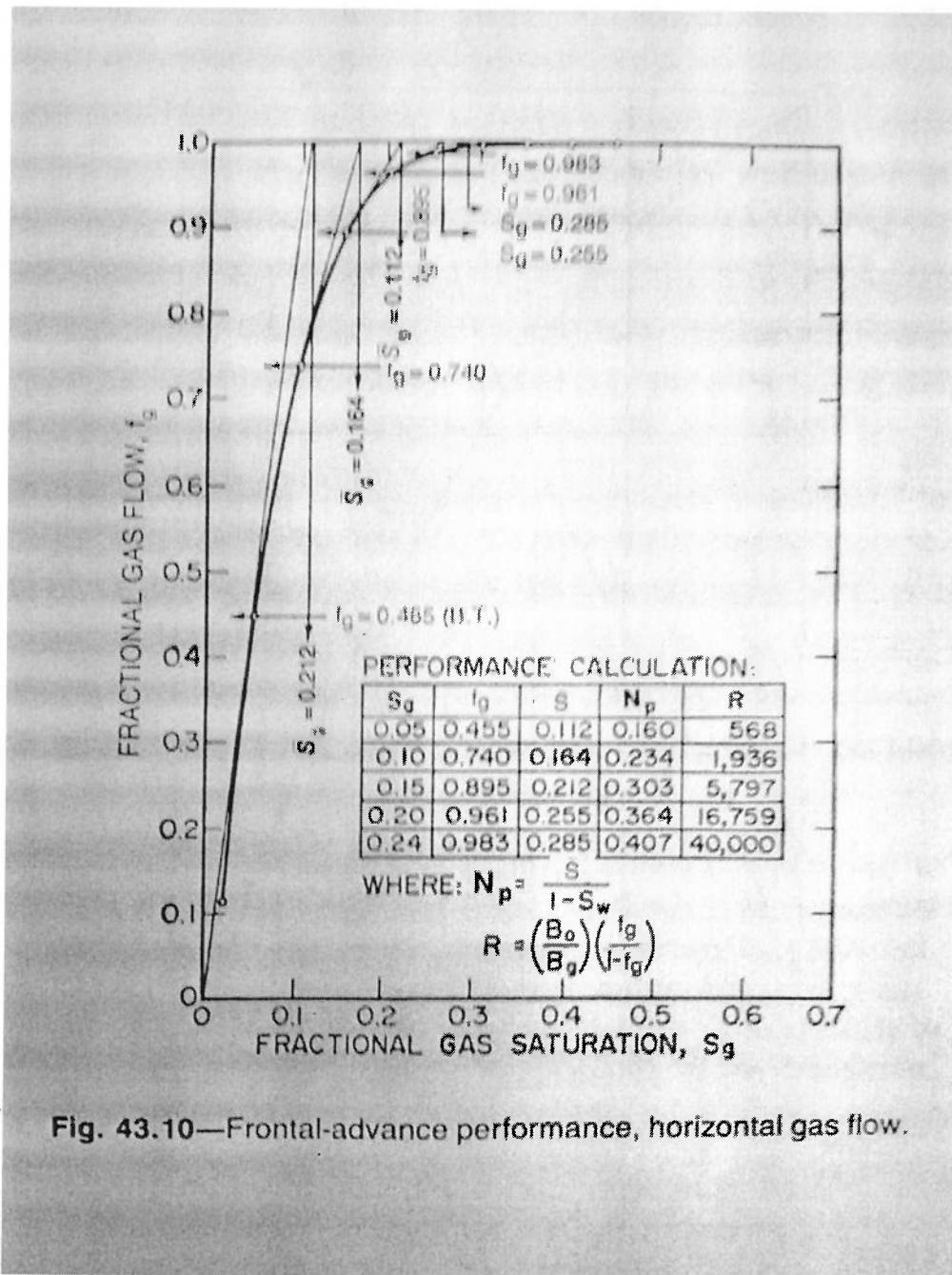


Fig. 43.10—Frontal-advance performance, horizontal gas flow.

ANEXO 2 – Propriedade dos fluidos em relação ao intervalo de pressões.

TABLE 43.2—SUMMARY OF RESERVOIR-FLUID PROPERTIES

Pressure p (psig)	Oil-Volume Factor B_o (bbl/STB)	Solution GOR R_s (scf/STB)	Gas-Volume Factor B_g (bbl/scf)	Oil Viscosity μ_o (cp)	Gas Viscosity μ_g (cp)	Oil Density ρ_o (g/cm ³)	Gas Density ρ_g (g/cm ³)
$p_b = 1,375$	1.210	430.1	0.00178	0.480	0.0148	0.765	0.084
1,300	1.200	414.9	0.00194	0.490	0.0146	0.766	0.082
1,200	1.186	397.0	0.00211	0.508	0.0143	0.767	0.079
1,100	1.173	379.0	0.00233	0.527	0.0140	0.769	0.076
1,000	1.160	361.0	0.00258	0.544	0.0137	0.771	0.073
900	1.147	342.0	0.00290	0.564	0.0134	0.773	0.068
800	1.134	321.7	0.00329	0.587	0.0132	0.775	0.062
700	1.120	301.0	0.00380	0.609	0.0129	0.779	0.056
600	1.106	277.9	0.00447	0.633	0.0126	0.783	0.050
500	1.091	254.9	0.00540	0.661	0.0124	0.788	0.043
400	1.076	230.2	0.00677	0.692	0.0121	0.794	0.035
300	1.060	202.1	0.00904	0.729	0.0119	0.801	0.027
200	1.043	167.9	0.01339	0.773	0.0117	0.809	0.018
100	1.024	125.2	0.02545	0.832	0.0116	0.819	0.009
0	1.001	0.0	0.19802	0.910	0.0114	0.835	0.001

ANEXO 3 – Cálculo da depleção pelo método das diferenças finitas, sem injeção de gás

TABLE 43.5—DEPLETION DRIVE CALCULATION, FINITE-DIFFERENCE METHOD WITH NO REINJECTION OF PRODUCED GAS*

P (1)	ΔN_p (assumed) (2)	$N_p = \Sigma(2)$ (3)	$1 - N_p$ (4)	B_o/B_{cb} (5)	$S_o = (1 - S_w)(4)(5)$ (6)	$S_L = S_o + S_w$ (7)	$f_g = (B_o/B_g)(\mu_o/\mu_g)$ (8)	k_g/k_{ro} (9)	$(8) \times (9)$ (10)	R_i (11)
$P_b = 1,375$	0	0	1.0	1.0	0.700	1.000	22,035	0	0	430.1
1,300	0.0160	0.0160	0.9840	0.992	0.683	0.983	20,829	0.0001	2.1	414.9
1,200	0.0170	0.0330	0.9670	0.980	0.663	0.963	19,951	0.0160	319.2	397.0
1,100	0.0155	0.0485	0.9515	0.969	0.645	0.945	18,969	0.0275	521.6	379.0
1,000	0.0147	0.0632	0.9368	0.959	0.6289	0.9289	17,841	0.0431	768.9	361.0
900	0.0142	0.0774	0.9226	0.948	0.6122	0.9122	16,651	0.0653	1,087.3	342.0
800	0.0132	0.0906	0.9094	0.937	0.5985	0.8965	15,357	0.0960	1,474.3	321.7
700	0.0114	0.1020	0.8980	0.9256	0.5818	0.8818	13,919	0.1350	1,879.1	301.0
600	0.0110	0.1130	0.8870	0.9140	0.5675	0.8675	12,409	0.1890	2,345.3	377.9
500	0.0097	0.1227	0.8773	0.9017	0.5537	0.8537	10,777	0.2575	2,775.1	254.9
400	0.0093	0.1320	0.8680	0.8893	0.5403	0.8403	9,089	0.3420	3,108.4	230.2
300	0.0098	0.1418	0.8582	0.8760	0.5262	0.8262	7,184	0.4700	3,376.5	202.1
200	0.0112	0.1530	0.8470	0.8620	0.5111	0.8111	5,149	0.6560	3,377.7	167.9
100	0.0150	0.1680	0.8320	0.8463	0.4929	0.7929	2,882	0.9600	2,766.7	125.2
0	0.0590	0.2270	0.7730	0.8264	0.4472	0.7472	403	2.580	1,039.7	0.0
$R =$ (11) + (10)	$\bar{R} =$ [($R_i + R_{i-1})/2]^*$	$(B_o/B_g) - R_2$ (14)	$(13) + (14)$ (15)	$\Delta[(B_o/B_g) - R_2]$ (16)	$(4i)(16)^*$ (17)	$\Delta(1/B_g)$ (18)	$B_{ob}\Delta(1/B_g)$ (19)	$(17) - (19)$ (20)	$\Delta N_p =$ (20/15)	(21)
430.1	—	250.0	—	—	—	—	—	—	0	
417.0	423.6	205.0	628.6	-45.0	-45.0	-45.5	-55.1	10.1	0.0161	
716.2	566.6	165.0	731.6	-40.0	-39.4	-42.7	-51.7	12.3	0.0168	
900.6	808.4	125.5	933.9	-39.5	-38.2	-43.8	-53.0	14.3	0.0158	
1,129.9	1,015.2	88.4	1,103.6	-37.1	-35.3	-42.7	-51.7	16.4	0.0149	
1,429.3	1,279.6	53.5	1,333.1	-34.9	-32.7	-42.6	-51.5	18.8	0.0141	
1,796.0	1,612.6	23.4	1,636.0	-30.1	-27.8	-40.5	-49.0	21.2	0.0130	
2,180.1	1,988.0	-6.1	1,981.9	-29.5	-26.8	-41.0	-49.6	22.8	0.0115	
2,623.2	2,401.6	-30.7	2,370.9	-24.6	-22.1	-39.8	-48.2	26.1	0.0110	
3,030.0	2,826.6	-52.7	2,773.9	-22.0	-19.5	-38.2	-46.2	26.7	0.0096	
3,338.6	3,184.3	-71.3	3,113.0	-18.6	-16.3	-37.6	-45.5	29.2	0.0094	
3,578.6	3,458.6	-84.9	3,373.7	-13.6	-11.8	-37.1	-44.9	33.1	0.0098	
3,545.6	3,562.1	-90.0	3,472.1	-5.1	-4.4	-35.9	-43.4	39.0	0.0112	
2,891.9	3,218.8	-85.0	3,133.8	+5.0	+4.2	-35.4	-42.8	47.0	0.0150	
1,039.7	1,965.8	-5.05	1,960.8	+80.0	+66.6	-34.2	-41.4	108.0	0.0551	

*Hand calculated values rounded off and will vary slightly from the computer-generated values given here.

**i = previous step

ANEXO 4 – Cálculo da depleção pelo método das diferenças finitas, com injeção de gás.

TABLE 43.6—DEPLETION DRIVE CALCULATION, FINITE-DIFFERENCE METHOD WITH DISPERSED GAS INJECTION

p (1)	ΔN_p (assumed) (2)	$N_p = \Sigma(2)$ (3)	$1 - N_p$ (4)	B_o/B_{g0} (5)	$S_{o,i} =$ (1 - S_s)(4)(5) (6)	$S_L =$ $S_s + S_w$ (7)	t_g^n $(B_o/B_g)(\mu_o/\mu_g)$ (8)	k_{wg}/k_m (9)	$(R) \times (9)$ (10)	R_s (11)	
$\Delta G = 0.5$											
$p_o = 1,375$	0	0	1.0	1.0	0.700	1.000	22,035	0	0	430.1	
1,300	0.0230	0.0230	0.9770	0.992	0.677	0.977	20,829	0.009	187.5	414.9	
1,200	0.0240	0.0470	0.9530	0.980	0.654	0.954	19,951	0.022	438.9	397.0	
1,100	0.0245	0.0715	0.9285	0.969	0.629	0.929	18,969	0.044	834.6	379.0	
1,000	0.0215	0.0930	0.9070	0.959	0.609	0.909	17,841	0.072	1,284.6	361.0	
900	0.0200	0.1130	0.8870	0.948	0.589	0.889	16,651	0.112	1,864.9	342.0	
800	0.0170	0.1300	0.8700	0.937	0.571	0.871	15,357	0.167	2,564.6	321.7	
700	0.0150	0.1450	0.8550	0.9256	0.554	0.854	13,919	0.240	3,340.6	301.0	
600	0.0135	0.1585	0.8415	0.9140	0.538	0.838	12,409	0.345	4,281.1	277.9	
500	0.0115	0.1700	0.8300	0.9017	0.524	0.824	10,777	0.465	5,011.3	254.9	
400	0.0110	0.1810	0.8190	0.8893	0.510	0.810	9,089	0.623	5,662.4	230.2	
300	0.0114	0.1924	0.8076	0.8760	0.495	0.795	7,184	0.860	6,178.2	202.1	
200	0.0126	0.2050	0.7950	0.8620	0.480	0.780	5,149	1.180	6,075.8	167.9	
100	0.0167	0.2217	0.7783	0.8463	0.461	0.761	2,882	1.790	5,158.8	125.2	
0	0.0573	0.2790	0.7210	0.8264	0.417	0.717	403	4.850	1,954.5	0.0	
$\Delta G = 1.0$											
$p_o = 1,375$	0	0	1.0	1.0	0.700	1.000	22,035	0	0	430.1	
1,300	0.051	0.051	0.949	0.992	0.659	0.959	20,829	0.019	395.8	414.9	
1,200	0.083	0.134	0.866	0.980	0.594	0.894	19,951	0.100	1,995.1	397.0	
1,100	0.150	0.284	0.716	0.969	0.486	0.786	18,969	1.030	19,538.1	379.0	
1,000	0.284	0.568	0.432	0.959	0.290	0.590	17,841	170.0	3,032,970.0	361.0	
$R =$ (11)+(10) (12)	$\bar{R} =$ [($R_i + R_{i+1})/2]$ (13)		$(1 - \Delta G_i)\bar{R}$ (14)	$(B_o/B_g) - R_s$ (15)	$(14) +$ (15) (16)	$\Delta[(B_o/B_g) - R_s]$ (17)	$(4i)(17)$ (18)	$\Delta(1/B_g)$ (19)	$B_{ob}\Delta(1/B_g)$ (20)	$(18) -$ (20) (21)	$\Delta N_p =$ (21/16) (22)
430.1	—	—	250.0	—	—	—	—	—	—	0	
602.4	516.2	258.1	205.0	463.1	-45.0	-45.0	-45.5	-55.5	10.5	0.0227	
835.9	719.2	359.6	165.0	524.6	-40.0	-39.1	-42.7	-51.7	12.6	0.0240	
1,213.6	1,024.8	512.4	125.5	637.9	-39.5	-37.6	-43.8	-53.0	15.4	0.0241	
1,645.6	1,429.6	714.8	88.4	803.2	-37.1	-34.4	-42.7	-51.7	17.3	0.0215	
2,206.9	1,926.2	963.1	53.5	1,016.6	-34.9	-31.7	-42.6	-51.5	19.8	0.0195	
2,886.3	2,546.6	1,273.3	23.4	1,296.7	-30.1	-26.7	-40.5	-49.0	22.3	0.0172	
3,641.6	3,264.0	1,632.0	-6.1	1,625.9	-29.5	-25.7	-41.0	-49.6	23.9	0.0147	
4,559.0	4,100.3	2,050.2	-30.7	2,019.5	-24.6	-21.0	-39.8	-48.2	27.2	0.0135	
5,266.2	4,912.6	2,456.3	-52.7	2,403.6	-22.0	-18.5	-38.2	-46.2	27.7	0.0115	
5,892.6	5,579.4	2,789.7	-71.3	2,718.4	-18.6	-15.4	-37.6	-45.5	30.1	0.0110	
6,380.3	6,136.4	3,068.2	-84.9	2,983.3	-13.6	-11.1	-37.1	-44.9	33.8	0.0113	
6,243.7	6,312.0	3,156.0	-90.0	3,066.0	-5.1	-4.1	-35.9	-43.4	39.3	0.0128	
5,284.0	5,763.8	2,881.9	-85.0	2,796.9	+5.0	+4.0	-35.4	-42.8	46.8	0.0167	
1,954.5	3,619.2	1,809.6	-5.05	1,804.6	+80.0	+62.3	-34.2	-41.4	103.7	0.0575	
430.1	—	—	250.0	—	—	—	—	—	—	0	
810.7	620.4	0	205.0	205.0	-45.0	-45.0	-45.5	-55.5	10.5	0.051	
2,392.1	1,601.4	0	165.0	165.0	-40.0	-38.0	-42.7	-51.7	13.7	0.083	
19,917.1	11,154.6	0	125.5	125.5	-39.5	-34.2	-43.8	-53.0	18.8	0.150	
3,033,331.0	1,526,624.0	0	88.4	88.4	-37.1	-26.6	-42.7	-51.7	25.1	0.284	

ANEXO 5 – Gráfico da performance da manutenção de pressão pela injeção de gás dispersa

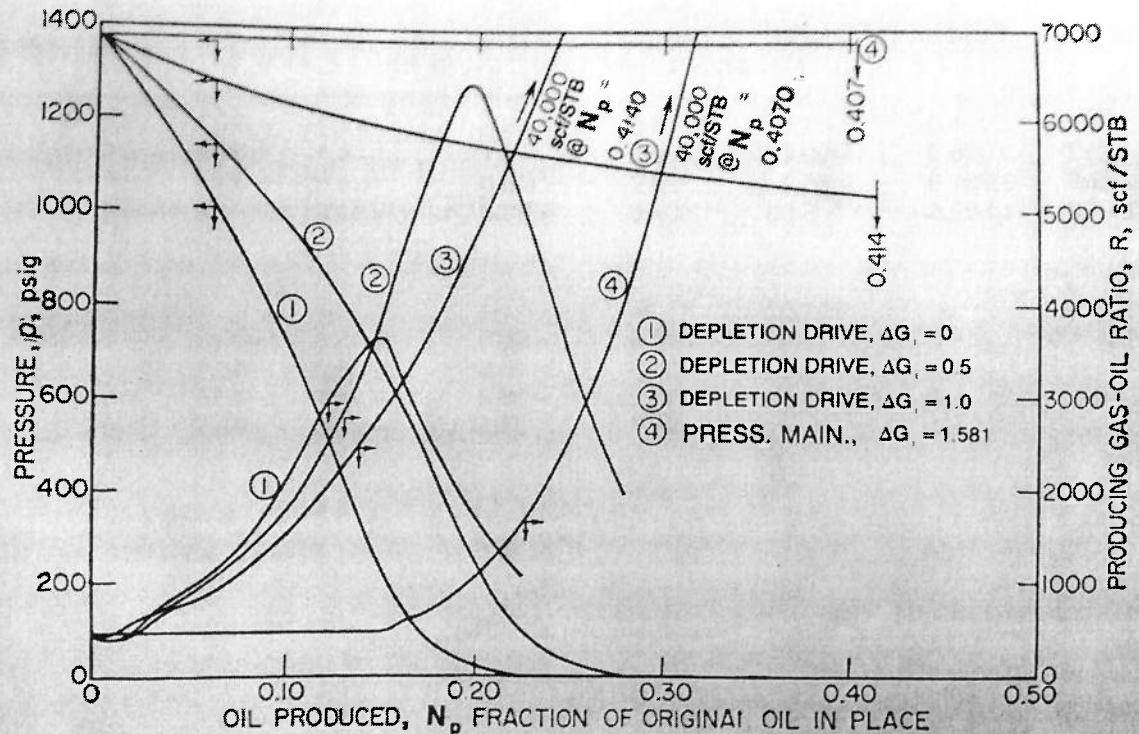


Fig. 43.12—Dispersed gas-injection pressure-maintenance performance.

ANEXO 6

ANEXO 7