



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

HEURÍSTICA PARA OTIMIZAÇÃO DO MÉTODO DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL AO LONGO DO TEMPO PARA UM CAMPO DE PETRÓLEO

Thonny Santos Jardim

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Virgílio José M. Ferreira Filho
Vinicius Ramos Rosa

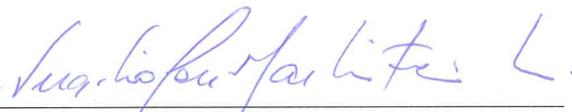
Rio de Janeiro
Dezembro de 2018

HEURÍSTICA PARA OTIMIZAÇÃO DO MÉTODO DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL
AO LONGO DO TEMPO PARA UM CAMPO DE PETRÓLEO

Thonny Santos Jardim

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO
DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:



Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, D. Sc..
(Orientador)



Vinicius Ramos Rosa, D. Sc.
(Co-Orientador)



Prof. Juliana Souza Baioco, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

Dezembro de 2018

Jardim, Thonny Santos

Heurística para otimização do método de elevação artificial ao longo do tempo para um campo de petróleo / Thonny Santos Jardim – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2018.

VII, 66 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Virgílio José Martins Ferreira Filho

Vinicius Ramos Rosa

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia de Petróleo, 2018.

Referências Bibliográficas: p.64-66.

1. Gerenciamento de reservatórios 2. Método de elevação artificial 3. Análise Econômica de Projetos 4. *Gas-lift* 5. Bombeio Centrífugo Submerso Submarino I. Ferreira Filho, Virgílio José Martins. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Petróleo. III. Heurística para otimização do método de elevação artificial ao longo do tempo para um campo de petróleo

À minha família.

Agradecimentos

Agradecemos ao meu orientador Virgílio José Martins Ferreira Filho, por sua disponibilidade, paciência e atenção na elaboração deste trabalho e presença decisiva em minha trajetória acadêmica.

Agradeço ao meu co-orientador Vinicius Ramos Rosa, pelo auxílio e ajuda na definição do tema proposto e modelagem do problema, e a Guilherme Teixeira, pela disponibilidade e solicitude.

Agradeço à equipe e amigos do LORDE pelo suporte necessário para a realização deste trabalho.

Agradeço aos amigos e colegas, pelo companheirismo e suporte durante esta trajetória.

Agradeço à minha família, por ser minha base e minha fortaleza desde sempre.

E agradeço a Deus. Sei que Ele é bom comigo.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

HEURÍSTICA PARA OTIMIZAÇÃO DO MÉTODO DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL AO LONGO DO TEMPO PARA UM CAMPO DE PETRÓLEO

Thonny Santos Jardim

Dezembro de 2018

Orientadores: Virgílio José Martins Ferreira Filho

Vinicius Ramos Rosa

Curso: Engenharia de Petróleo

Frente aos constantes esforços em engenharia por otimização em produção de petróleo, este trabalho utiliza da simulação de reservatórios e escoamento multifásico de forma conjunta, para estudar a otimização da escolha do método de elevação artificial (*gas lift* ou BCSS) em poços produtores ao longo do tempo. Para tanto, foi elaborado um modelo matemático de otimização e uma heurística baseada no estudo de cenários pautados na análise econômica do valor presente líquido (VPL) e retorno sobre o investimento (ROI) dos diferentes casos estudados.

Palavras-chave: método de elevação artificial, análise econômica de projetos, *gas lift*, bombeio centrífugo submerso submarino.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

*HEURISTICS FOR ARTIFICIAL LIFT METHOD OPTIMIZATION THROUGH
TIME FOR AN OIL FIELD*

Thonny Santos Jardim

December / 2018

Advisors: Virgílio José Martins Ferreira Filho
Vinicius Ramos Rosa
Course: Petroleum Engineering

In the face of constant efforts in engineering for optimization in oil production, this work uses reservoir and multiphase flow simulation together to study the optimization of the choice of the artificial lift method (gas lift or ESP) in producing wells along of time. For that, a mathematical optimization model was developed, as well as an heuristic based on the study of scenarios submitted to economic analysis of net present value (NPV) and return on investment (ROI).

Keywords: artificial lift, economic analysis, gas lift, electrical submersible pumping.

SUMÁRIO

1	Introdução	1
2	Revisão Bibliográfica	3
3	Modelagem de Produção	6
3.1	Modelo de Reservatório.....	6
3.1.1	Modelo Black Oil.....	7
3.1.2	Modelo composicional.....	8
3.1.3	Equação da Continuidade.....	8
3.2	Modelo de Poço.....	11
3.3	Modelo de Sistema de Produção.....	15
3.3.1	Escoamento Multifásico em Tubulações.....	16
3.4	Acoplamento entre modelo de reservatório e produção.....	18
3.4.1	Rede de Coleta.....	24
4	Métodos de Elevação Artificial	26
4.1	<i>Gas lift</i>	27
4.2	Bombeio Centrífugo Submerso Submarino.....	31
5	Definição e Modelagem do Problema	35
5.1	Definição do problema.....	35
5.2	Modelagem do Problema.....	36
6	Estudo de Caso	42
6.1	Caracterização do Cenário Base.....	42
6.2	Determinação de BCSS.....	47
6.3	Otimização de <i>Gas lift</i>	49
6.4	Previsão de Produção.....	51
6.5	Avaliação Econômica.....	58

7 Conclusões	62
8 Referências Bibliografias	64

1 INTRODUÇÃO

À medida que, pela exploração de petróleo, camadas cada vez mais profundas de reservatórios são alcançadas, o desafio de aumentar a recuperação de óleo se torna mais iminente. Além disso, o cenário pós a crise vivenciada em 2016 pelo mercado de óleo e gás, prenuncia a chegada cada vez mais próxima de uma transição energética, para uma economia de baixo carbono. Nesse sentido, segundo a ANP (2018), a produção de petróleo torna-se uma oportunidade, frente ao futuro fim de uma era de petróleo a altos preços. Desta forma, o aumento da recuperação de óleo encontra-se atrelado à redução de seus custos operacionais.

A eficiência dos métodos de elevação artificial, aplicados a cenários cada vez mais extremos de pressão, temperatura e profundidade, esbarra em suas próprias limitações. Zhao et al. (2016) dá exemplos de problemas comuns presentes em produção de óleos pesados: altas pressões demandadas na superfície e gastos com equipamentos, altas temperaturas no fundo do poço podem causar falha em motores e cabos de bombas, a eficiência de sistemas de *gas lift* pode ser muito baixa em poços com longos trechos horizontais. Ademais, segundo Saputelli (1997), os equipamentos que compõem o sistema de bombeio centrífugo submerso são caros e possuem pequena vida útil devido à exposição a condições adversas.

Com o objetivo de contribuir para o estudo de elaboração de projetos de elevação e escoamento de petróleo buscando o aumento da produção de óleo e redução dos custos atribuídos a essa operação, este estudo sugere uma forma de responder ao seguinte questionamento: como otimizar o método de elevação artificial de um poço ao longo do tempo?

Para tanto, a partir de um cenário base, com quatro poços produtores (dos quais um é posteriormente convertido em injetor), é realizada uma comparação entre a performance da produção de óleo de cada poço, sob aplicação de *gas lift* e BCSS (bombeio centrífugo submerso submarino). Posteriormente, são observados outros cenários, onde os métodos de elevação são alternados de acordo com a eficiência encontrada na primeira análise. Finalmente, uma análise econômica do valor presente líquido (VPL) e retorno sobre o investimento (ROI) do projeto são realizados em prol de uma análise da melhor opção, segundo os cenários estudados.

O presente trabalho é organizado da seguinte forma: neste primeiro capítulo, é feita uma introdução ao estudo realizado e seus objetivos. O segundo capítulo consiste em uma revisão bibliográfica, na qual é realizado um levantamento de estudos nos quais o uso conjunto de métodos de elevação artificial é abordado. O terceiro capítulo trata-se da fundamentação teórica utilizada nesse trabalho para obtenção de curvas de produção: a simulação de produção de óleo a partir de modelos de reservatórios, poços e de sistema de produção. O quarto capítulo apresenta os dois métodos de elevação artificial estudados neste trabalho. No quinto capítulo, tem-se a definição e modelagem matemática do problema proposto. No sexto capítulo, o estudo de caso realizado e, finalmente, no sétimo capítulo, são apresentadas as conclusões inferidas do estudo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para a realização deste trabalho, foi feita, inicialmente, uma revisão bibliográfica com a finalidade de se estudar trabalhos anteriores em que a definição do método de elevação artificial a ser adotado em projetos de poços de produção é abordada. Em um problema típico de elevação artificial, o método de elevação já foi determinado, e o objetivo do estudo torna-se a eficiência do método, levando-se em conta seus mais diversos parâmetros.

Na literatura podem ser encontrados inúmeros estudos nos quais são indicados fatores a serem levados em consideração na escolha do método de elevação de um poço. Lea e Nickens (1999), por exemplo, chama a atenção para a observação de fatores intrínsecos ao reservatório e poço em questão, como a pressão do reservatório e a produtividade do poço, além de características do fluido produzido. Em seguida, são discutidos características, vantagens e desvantagens dos métodos de elevação por bombeio mecânico, *gas lift* constante e intermitente, bomba submersível, e bomba hidráulica.

Clegg et al. (1993), por sua vez, compara os principais critérios de seleção para oito métodos de elevação e fornece um guia baseado em conhecimentos empíricos e provados acerca da performance e capacidade dos métodos. Cada critério normalmente afeta o custo de operação ou taxa de produção, que, depois, afetam a lucratividade do projeto. Os autores concluem que cada método possui atributos que devem ser avaliados para instalações específicas ao longo de toda a vida produtiva do poço. O mais importante atributo é a habilidade de produção à capacidade desejada ou vazão no tempo requerido, e, em seguida, um custo de operação relativamente baixo.

Bucaram et al. (1994) detalham em seu trabalho uma abordagem de gerenciamento de elevação artificial que pode ser resumida em uma série de passos: seleção do método de elevação, avaliação de fatores de produção e problemas esperados, monitoramento contínuo dos principais dados de produção e de desempenho de equipamentos e avaliação de dados de falha de equipamentos. Os autores preveem que esse monitoramento e avaliação podem resultar em tomadas de decisão como, por exemplo, a mudança do tipo de elevação artificial adotado.

Heinze et al. (1995), considera que mudanças nas condições do poço e disponibilidade e capacidade de equipamentos tornam demandantes atempadas revisões da decisão original do método de elevação para determinar se esta ainda é a melhor escolha. Para tanto, é sugerida uma abordagem de escolha pautada em uma árvore de decisão que pode ser sintetizada em três passos: reduzir possibilidades de acordo com o mérito técnico, reduzir possibilidades conforme limitações secundárias tais como temperatura, capacitação de pessoal, condições de espaço, etc, e investigar fatores econômicos dos métodos remanescentes tecnicamente viáveis.

Na literatura pode ser encontrado o exemplo do campo de Kaji-Semoga (KS), da Indonésia, cujo caráter híbrido da elevação é abordado em Prakoso et al. (2010) e Rohman et al. (2015). A produção de gás do campo era suficiente para viabilizar a elevação dos fluidos até a superfície. Com a queda da produção de gás e aumento da produção de água, o uso de métodos de elevação artificial passou a ser considerado, chegando-se à conclusão de instalar BCSS em 70 poços até 2010. Entretanto, devido aos riscos de perda de tempo associados ao uso de bomba centrífuga submersa que podem parar a produção por dias e até semanas (PRAKOSO et al. 2010), foi instalado sistema híbrido Bomba/*Gas lift*. O sistema *gas lift*, concomitante à bomba, funciona como um suplente, a ser ativado no não funcionamento da bomba. Segundo Prakoso

et al. (2010), essa configuração aumenta a produção de líquido em 35%, comparada à configuração usual de bomba.

Casos em que ocorrem trocas de métodos de elevação em poços já em produção são, contudo, pouco abordados na literatura e tal procedimento, geralmente, não é previsto em projetos de exploração de petróleo. Clegg et al. (1993) afirma que a seleção do método de elevação artificial pelos projetistas se dá, em muitos casos, pela familiaridade ou pela recomendação de fornecedores de equipamentos. Dessa forma, cenários diferentes são raramente considerados, limitando as decisões que podem ser tomadas. Este trabalho se propõe a analisar a viabilidade da troca do método de elevação artificial adotado em um campo durante sua vida produtiva.

Para decidir entre os métodos de elevação por *gas lift* e BCSS, Hullio et al. (2018) realiza simulações do fluxo de fluido na coluna e linha de produção de um poço. A partir das vazões obtidas em cada caso, foram assumidos valores médios de vazão de óleo por ano com os quais foram calculados VPL e ROI para análise econômica e decisão final. Este trabalho adotou uma metodologia semelhante utilizando, no entanto, as curvas de produção obtidas por simulação de reservatório para análise econômica e tomada de decisão.

3 MODELAGEM DE PRODUÇÃO

Neste capítulo serão abordados os tópicos referentes à simulação da produção de óleo a partir de modelos de reservatório, poços, e modelo de escoamento.

3.1 MODELO DE RESERVATÓRIO

Os simuladores matemáticos de sistemas, em geral, podem ser classificados em analíticos e numéricos. As soluções obtidas em simuladores analíticos são exatas, contínuas e deriváveis, e aplicam-se geralmente a problemas simples e lineares. Como exemplos de simuladores analíticos, podem ser citados a solução do modelo da fonte linear, a equação do balanço de materiais, as curvas de declínio e o modelo de Buckley-Leverett, para os quais, explicações aprofundadas podem ser encontradas em Rosa et al. (2006)

Segundo Kleppe (2018), soluções analíticas para equações de fluxo em reservatórios, de forma geral, só são obtidas depois de assumidas hipóteses para simplificar o modelo em estudo. Tais simplificações são aplicadas à geometria, propriedades e condições de contorno que restringem severamente a aplicabilidade da solução a ser obtida. Em problemas mais complexos, tais simplificações não são válidas. Nesses casos, é necessário resolver as equações de fluxo no reservatório numericamente.

A simulação numérica de sistemas oferece soluções aproximadas, discretas, sequenciais e aplicam-se a problemas complexos e não-lineares. Os simuladores numéricos de reservatórios, também chamados de simuladores de fluxo, são utilizados para estudar o comportamento dinâmico do fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo empregando uma solução numérica (Rosa et al., 2006). O reservatório é

dividido em uma malha de blocos discretizados, cada um assumindo propriedades específicas de fluido (PVT e viscosidade) e rocha (porosidade, saturação e permeabilidade).

Filho (2012), resume a operação da simulação de reservatórios ressaltando as bases nas quais ela se apoia: os princípios de balanço de três principais forças atuando sobre as partículas de fluido, a saber forças viscosa, gravitacional e capilar, nas leis básicas de conservação de massa, energia e momento, e no cálculo do escoamento de fluido de um bloco de malha para o próximo, baseado na Lei de Darcy. O fluido escoo no meio poroso segundo o mecanismo de diferença de pressão entre os blocos adjacentes da malha. O cálculo do escoamento de fluido é executado repetidamente em pequenos avanços de tempo, e no final de cada passo de tempo uma nova saturação de fluido é calculada para cada bloco de malha.

Segundo a forma como o comportamento físico e a característica de desempenho do reservatório são tratados numericamente, o modelo adotado nos simuladores são classificados de formas diferentes:

3.1.1 Modelo Black Oil

A hipótese fundamental do modelo Black Oil é a de que a composição química dos fluidos do reservatório permanece constante durante toda a produção, não variando com a depleção. O modelo considera quatro fluidos no reservatório: óleo morto, gás livre, gás dissolvido e água da formação. Esse modelo se ajusta bem aos casos de escoamento de água, gás seco e de óleo com nenhuma ou pouca volatilidade.

3.1.2 Modelo composicional

Diferente do modelo Black Oil, o modelo composicional leva em consideração a composição química dos fluidos em função da depleção do reservatório, o que torna o modelo extremamente complexo. Essa abordagem se aplica aos casos de reservatórios de gás condensado, óleos muito leves com alta volatilidade, e quando o deslocamento miscível, comum na aplicação de métodos recuperação avançada, é estudado.

A seguir serão abordados os principais termos de modelagem relacionados ao acoplamento usados pelo simulador de reservatório:

3.1.3 Equação da Continuidade

Segundo Rosa et al. (2006), a equação da continuidade descreve a variação de massa dentro do meio poroso devida ao fluxo caracterizado pela movimentação do fluido. O fluxo pode ser definido como a taxa de escoamento de massa por unidade de área normal à direção do escoamento. A Figura 3-1 ilustra o fluxo de fluido através de um elemento do meio poroso.

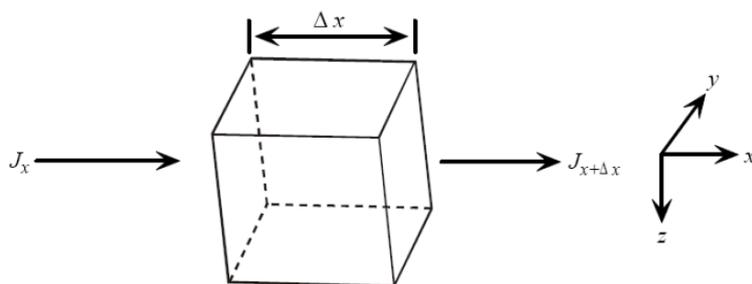


Figura 3-1: Bloco de controle do simulador de reservatório

Pelo princípio de conservação de massa, tem-se que a massa que entra no bloco, menos a massa que sai é igual à acumulação de massa nesse elemento. Dessa forma, a equação da continuidade ((1) pode ser obtida:

$$\frac{\partial(v_x \rho)}{\partial x} + \frac{\partial(v_y \rho)}{\partial y} + \frac{\partial(v_z \rho)}{\partial z} + q = -\frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} \quad (1)$$

onde

v_x, v_y, v_z = velocidades darcianas do fluido na direção indicada;

ρ = massa específica do fluido;

ϕ = porosidade da formação;

q = termo fonte ou sumidouro, que é adicionado para representar o escoamento de massa para dentro ou para fora através de um poço. Um produtor é representado por $q > 0$ e um injetor por $q < 0$.

Para se determinar as equações de fluxo de um sistema óleo, água e gás, faz-se necessário especificar as condições de escoamento e concentrações na equação de continuidade para cada um dos componentes das três fases. Para um simulador Black Oil, por exemplo, de acordo com FILHO (2012), resolvem-se equações de fluxo multidimensional multifásico para três componentes, sendo que os fluidos têm propriedades dependentes da pressão. Assim, tem-se:

$$-\nabla \cdot \frac{\vec{v}_o}{B_o} - \frac{q_o}{\rho_{osc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (2)$$

$$-\nabla \cdot \frac{\vec{v}_w}{B_w} - \frac{q_w}{\rho_{wsc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (3)$$

$$-\nabla \cdot \left(\frac{\vec{v}_g}{B_g} + \frac{R_{so}}{B_o} \vec{v}_o + \frac{R_{sw}}{B_w} \vec{v}_w \right) - \frac{q_g}{\rho_{gsc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_w}{B_w} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right) \right] \quad (4)$$

onde

B_o, B_g, B_w = fatores volume de formação das fases óleo, gás e água;

$\rho_{osc}, \rho_{gsc}, \rho_{wsc}$ = massa específica das fases óleo, gás e água em condições padrão;

q_o, q_g, q_w = vazões de óleo, gás e água, respectivamente;

S_o, S_g, S_w = saturações de óleo, gás e água na formação;

R_{so}, R_{sg}, R_{sw} = razão de solubilidade do gás dissolvido no óleo, gás e água respectivamente.

As velocidades v_l são obtidas a partir da Lei de Darcy (a ser apresentada posteriormente), como mostrado na (5).

$$v_l = -\bar{K} \cdot \frac{k_{rl}}{\mu_l} (\nabla P_l - \gamma_l \nabla Z) \quad (5)$$

onde

\bar{K} = tensor de permeabilidade absoluta;

k_{rl} = permeabilidade relativa da fase l ;

μ_l = viscosidade da fase l ;

P_l = pressão da fase l ;

γ_l = gradiente de pressão da fase l ;

Z = cota vertical.

Essas equações representam o conjunto de todos os elementos da malha na qual o modelo de reservatório foi subdividido. As variáveis primárias de pressão e saturação de cada bloco, além das vazões de produção e injeção dos poços são incógnitas de um sistema formado por estas equações diferenciais parciais não lineares. De acordo com FILHO (2012), pode-se tomar mão dessas equações para compor um sistema de equações lineares e, por meio do método numérico conhecido como Newton-Raphson, obter uma solução, rearranjando o sistema de equações para um sistema de equações residuais e minimizando o resíduo dessas equações num processo iterativo. Os valores dessas variáveis primárias são utilizados para se obter, numericamente, uma matriz Jacobiana das equações residuais. A solução dessa matriz com o vetor de resíduos provê um ajuste aos valores de cada variável primária, de forma a cada interação minimizar o resíduo e caminhar para o valor correto de cada variável.

3.2 MODELO DE POÇO

Um modelo de poço preocupa-se em descrever matematicamente o escoamento radial de fluidos em um meio poroso, simulando a drenagem do reservatório para o fundo do poço. De acordo com Economides et al. (1993), para entendimento do fluxo desde o reservatório para o poço, uma simples expressão da lei de Darcy em coordenadas radiais pode ser usada inicialmente, conforme a (6):

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (6)$$

onde A é a área radial a uma distância r e é dada por $A = 2\pi rh$.

Como FILHO (2012) explica, o gradiente de pressão dp/dr pode ser obtido através da solução da equação da difusividade hidráulica, representada pela (7). Segundo Rosa et al. (2006), a equação da difusividade hidráulica possui um papel crucial para o estudo do fluxo dos fluidos em um meio poroso. É por meio dela que são desenvolvidas soluções pertinentes às diversas situações em que o reservatório pode se encontrar. Ela descreve o perfil de pressão em um reservatório radial infinito, com fluido levemente compressível. A equação da difusividade pode ser obtida a partir de três outras equações básicas:

- a *equação da continuidade*, representada pela (1, aplica o princípio de conservação de massa;
- a *lei de Darcy*, que escreve o transporte de massa no meio poroso;
- e uma equação de estado que, segundo Rosa et al. (2006), tanto pode ser a *lei dos gases* ou a *equação da compressibilidade*.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (7)$$

Os regimes de escoamento determinam as condições de contorno utilizadas. São eles: regime permanente, transiente e pseudo-permanente. Economides et al. (1993) e Rosa et al. (2006) mostram a dedução das soluções da equação da difusividade para cada regime de fluxo.

Segundo FILHO (2012), a formulação inserida no simulador de reservatório estabelece o equilíbrio no balanço de massa dentro de um bloco de malha, relacionando em termos de acumulação, escoamento e fonte de massa. O modelo de

poço é inserido na simulação por meio do termo fonte. A vazão de escoamento se relaciona com a pressão no fundo do reservatório e a pressão média do bloco de malha.

O modelo de poço depende, então, dentre outros fatores como geometria, de propriedades próximas ao poço, interações com outros poços e completação em mais de um bloco. A Figura 3-2 ilustra essa dependência.

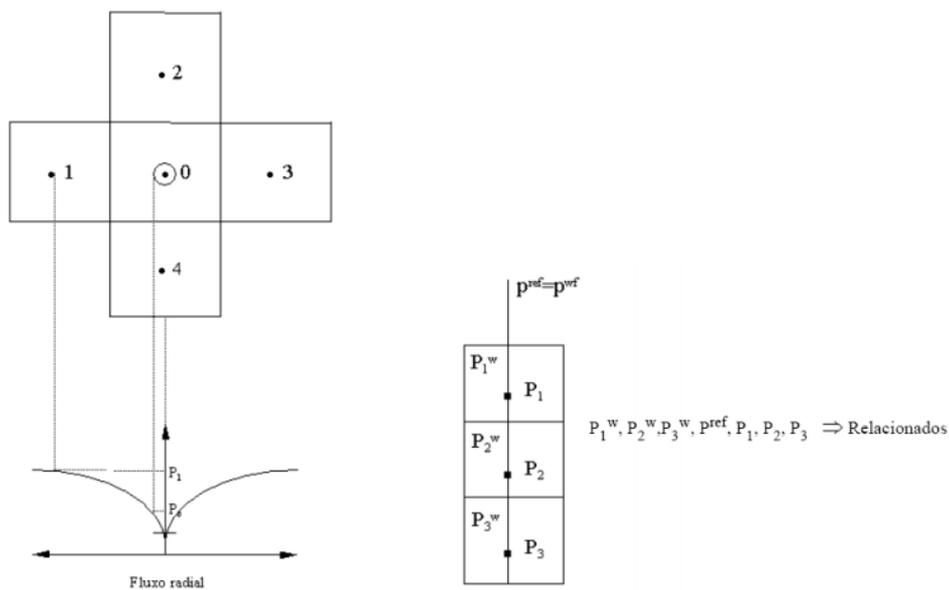


Figura 3-2: Tratamento do poço dentro do simulador de reservatórios

A relação entre a vazão de escoamento q_l de uma dada fase l e a alteração de pressão depende de uma constante de proporcionalidade conhecida como índice de produtividade do poço (IP), que pode ser calculado rearranjando-se a Lei de Darcy. No padrão radial em um poço vertical, assumindo-se fluxo em regime permanente, tem-se a (8):

$$IP_l = \frac{q_l}{\Delta P} = \frac{2\pi K k_{rl} h_{net}}{\mu_l B_l [\ln(r_e/r_w) + Skin]} \quad (8)$$

onde

r_e = raio de drenagem equivalente;

r_w = raio do poço;

h_{net} = espessura de areia;

$Skin$ = Dano do poço.

Segundo FILHO (2012), alguns termos usados na definição do Índice de Produtividade, tais como permeabilidade relativa, viscosidade e fator volume de formação, dependem, no tempo, da variação de pressão e saturação no reservatório. Essa dependência, inserida dentro do simulador de reservatórios, tem um papel importante na confiabilidade dos resultados obtidos com o modelo do sistema de produção durante o acoplamento. Outros fatores mudam relativamente pouco ou são constantes.

Assim, índice de produtividade é a relação entre a vazão de líquido medida em condições de superfície (pressão de 1 atm e temperatura de 60° F) e o diferencial de pressão entre a pressão de fluxo no fundo do poço e o reservatório. É baseado na vazão total de líquido, ou seja, óleo e água produzida. Quanto maior o diferencial de pressão de fluxo entre o fundo do poço e o reservatório maior será a vazão de líquido produzida. A máxima vazão poderia ser obtida quando a pressão do fundo do poço em fluxo fosse nula. Entretanto, esta afirmação não é realista, pois é necessária uma pressão mínima para que o fluido no fundo do poço atinja a superfície.

3.3 MODELO DE SISTEMA DE PRODUÇÃO

Segundo Wang (2003), tipicamente, um campo de óleo possui um sistema de coleta, uma rede de distribuição de uma rede de injeção. O Sistema de coleta recebe os fluidos dos poços produtores e entrega para armazenagem, venda, descarte, injeção ou outro processo. A rede de injeção é usada para injetar fluidos no reservatório em projetos de recuperação melhorada de petróleo ou para armazenamento ou descarte de fluidos.

O modelo da rede de coleta é formado a partir da conexão entre modelos hidráulicos específicos a cada componente do sistema de produção. A partir da vazão de escoamento de cada elemento, tem-se uma descrição matemática da queda de pressão total da rede. Desta forma, o escoamento multifásico dentro desta rede é simulado a partir de modelos matemáticos computacionais, tal qual o modelo de reservatório.

FILHO (2012) diz que os modelos hidráulicos de escoamento multifásico nas tubulações e equipamentos de rede de superfície são os elementos básicos do modelo de sistema de produção. Na maioria dos casos de simulação a partir de modelagem integrada entre reservatórios e sistema de produção, o regime de escoamento que ocorre no sistema de produção é assumido como permanente. Desta forma, não são avaliados questões relacionadas a transientes de vazão, pressão ou temperatura, e é determinada a relação entre as pressões de entrada e saída e as vazões de escoamento dos hidrocarbonetos envolvidos. Entende-se que a estabilização de escoamento no sistema de produção ocorre instantaneamente e é constante dentro dos intervalos de avaliação do sistema integrado.

3.3.1 Escoamento Multifásico em Tubulações

O fluxo multifásico se caracteriza pelo fluxo simultâneo de mais de uma fase. Em reservatórios petrolíferos a produção de água e gás concomitante à de óleo é comum. A água produzida pode ser proveniente de um aquífero, um poço injetor ou intersticial. Já o gás, pode ser associado (caracterizado pelo volume de hidrocarbonetos leves que se desassocia do líquido e evapora, conforme a mudança de trajetória do sistema) ou gás livre (aquele já existente na forma de gás em reservatórios com pressões abaixo do ponto de bolha).

Um modelo hidráulico para o cálculo do escoamento mono, bi ou trifásico nas tubulações é necessário para especificar uma condição de contorno de vazão ou pressão em algum ponto no sistema de produção. Derivados teoricamente do balanço de energia e/ou massa, ou empiricamente de dados experimentais, esse modelo pode ser descrito, basicamente, pela (9).

$$p_{in} - p_{out} = \Delta p_f + \Delta p_h + \Delta p_{ke} + \Delta p_w \quad (9)$$

onde

p_{in} = pressão de entrada na tubulação;

p_{out} = pressão de saída na tubulação;

Δp_f = queda de pressão causada por trabalho irreversível, resultante das perdas por fricção;

Δp_h = queda de pressão por variação de energia potencial ou perda resultante de densidade do fluido na tubulação;

Δp_{ke} = queda de pressão causada por mudança na energia cinética ou perda de aceleração;

Δp_w = diferença de pressão causada por trabalho externo, como o movimentar de uma turbina ou uma bomba.

De acordo com Filho (2012), correlações de escoamento multifásico tem sido desenvolvidas por um grande número de autores para o cálculo da queda de pressão em tubulações. Cada correlação possui particularidades que a adequam para condições específicas. Desta forma, nenhuma correlação é completamente aceitável para qualquer situação.

Beggs & Brill (1973), por exemplo, desenvolveu uma correlação largamente utilizada, e apresentada em muitos trabalhos, sendo usada para determinar o regime de escoamento e o escorregamento das fases líquido e gás (*hold-up*) nas tubulações, que pode ser definido como a razão entre o volume que determinada fase ocupa em na tubulação, e o volume total desta. A diferença entre as velocidades de cada fase decorrente das diferentes densidades e viscosidades de cada uma faz com que, no escoamento multifásico, a razão *hold-up* não seja equivalente à razão entre as vazões volumétricas de cada fase e a vazão volumétrica total do sistema.

A temperatura e pressão são as principais variáveis para definição do gradiente de pressão, que não é constante e varia ao longo da tubulação. Desta forma, pela integração do gradiente de pressão, é possível calcular a queda de pressão ao longo da trajetória percorrida pelos fluidos de produção. Um algoritmo computacional, conhecido como “algoritmo de marcha”, é usado para efetuar numericamente essa integração, partindo de incrementos de cálculo obtidos da segmentação da tubulação.

Discussões mais detalhadas sobre o tema podem ser encontradas em Economides et al. (1993), Magalhães (2005), Wang et al. (2014) e Shoham (2006).

3.4 ACOPLAMENTO ENTRE MODELO DE RESERVATÓRIO E PRODUÇÃO

Conforme Filho (2012), por meio dos modelos de escoamento multifásico de uma coluna de produção, tem-se uma representação da saída dos fluidos para a superfície, porém, para o acoplamento entre o sistemas reservatório e produção, é necessário considerar, também, a entrada dos fluidos no poço diretamente do reservatório.

Conforme explicitado na razão apresentada na (8, a relação entre a pressão de fluxo no fundo do poço e a vazão de líquido, é expressa por uma linha reta, denominada de Curva de Pressão Disponível ou *Inflow Performance Relationship* (IPR), ilustrada na Figura 3-3. A pressão de fluxo no fundo do poço é a pressão disponível para vencer todas as perdas de carga e a coluna hidrostática até a superfície.

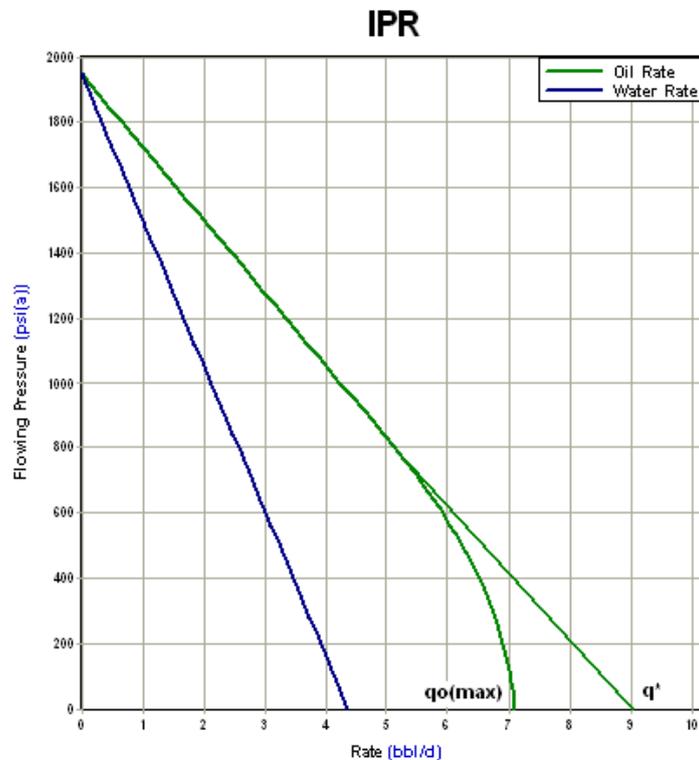


Figura 3-3 : Curva IPR

À medida que as pressões de reservatório e fundo de poço caem para pressões abaixo da pressão de saturação, ocorre a liberação de gás, que começa a ocupar volumes porosos do reservatório e a deslocar o líquido para o poço. O aumento da fração de gás ocasiona em um aumento de sua permeabilidade relativa, e conseqüente diminuição da permeabilidade relativa do óleo. Como o modelo de IPR linear considera constante a permeabilidade relativa ao óleo, não é aplicável às situações de pressão inferiores à pressão de saturação.

Para tal, tem-se o modelo não linear desenvolvido por Vogel para reservatórios de gás em solução com pressões inferiores ou iguais a pressão de saturação e fração de água não muito elevada. A presença de água tende a tornar linear a curva IPR, devido a maior permeabilidade relativa à água. A Figura 3-3 mostra a curva de IPR de Vogel e, como comparação, a IPR linear. A (10 descreve o modelo de Vogel.

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,1 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \quad (10)$$

Analisando a IPR em comparação com as curvas de desempenho da coluna de produção de poço, conhecidas como curvas de pressão requerida, ou *Tubing Performance Curve* (TPR), verifica-se demandas de pressão opostas no fundo do poço. Sob a perspectiva do reservatório, para maiores vazões, menor deve ser a pressão de fluxo no fundo do poço, enquanto que o fluxo na coluna e linha de produção demanda uma maior pressão de fundo, para obtenção de maiores vazões.

A interseção entre TPR e IPR indica o ponto onde a pressão requerida para vencer a perda de carga ao longo da coluna de produção é igual à pressão disponível fornecida pelo reservatório. Esse ponto é conhecido como ponto de operação, e pode ser observado na Figura 3-4.



Figura 3-4: Determinação do ponto de operação

De acordo com Rosa (2006), curvas IPR podem ser entendidas como simplificações do modelo de fluxo do reservatório obtidas a partir do índice de produtividade, que descreve a capacidade de entrega do poço, ao relacionar a vazão de produção com a força de mecanismo dentro do reservatório, seja a diferença de

pressão entre a pressão inicial, a pressão na borda ou a pressão média do reservatório e a pressão de fundo.

Assim, segundo Filho (2012), o acoplamento entre o modelo de reservatório e o modelo da coluna de produção do poço se dá pelo fornecimento, por parte do simulador de reservatório, de uma curva IPR informando a capacidade produtiva do poço. Essa curva será comparada à TPR, calculada pelo modelo do sistema de produção, obtendo, finalmente, o ponto de produção do poço.

Na literatura existem diversas nomenclaturas para os diferentes métodos de acoplamento entre o modelo de reservatório e sistema de produção que, no entanto, podem ser agrupadas em, basicamente, duas abordagens, podendo ser uma metodologia implícita ou explícita.

Filho (2012) apresenta em linhas gerais o fluxograma mostrado na Figura 3-5, aplicado na maioria dos métodos de acoplamento. No início do passo de tempo integrado, o modelo de poço, que descreve o comportamento da pressão de fundo e vazão dos poços, é confrontado com o modelo de sistema de produção, que calcula as perdas de cargas inerentes ao fluxo na coluna, linhas e equipamentos de pressão. Após a convergências desses modelos, o modelo de reservatório, que descreve o escoamento de fluidos nos blocos de malha do meio poroso, é comparado ao modelo de poço em um processo iterativo, até a convergência, possibilitando o prosseguimento para o próximo passo de tempo.

No acoplamento explícito, os resultados obtidos pelo modelo de sistema de produção são mantidos fixos, e atuam como condições de contorno durante a solução da modelagem do reservatório. Dessa forma, o esforço computacional nessa abordagem é menor, uma vez que a interação entre os modelos de reservatório e

sistema de produção ocorrem apenas uma vez, porém, devido à simplicidade do método, erros grosseiros podem ser assumidos se o passo de tempo e condições de contorno não forem adequadamente estabelecidos. Na metodologia explícita, geralmente são utilizados dois simuladores simultaneamente, um para o reservatório e outro para o sistema de produção, além de uma interface de controle.

No acoplamento implícito, os resultados das equações de escoamento são inseridos no modelo de reservatório, de modo que a convergência entre esses modelos é realizada a cada interação no final de um passo de tempo. Deste modo, o acoplamento implícito é considerado uma abordagem mais rigorosa e toma mão de maior esforço computacional. Em sistemas complexos, a metodologia pode não garantir a convergência de todas as variáveis.

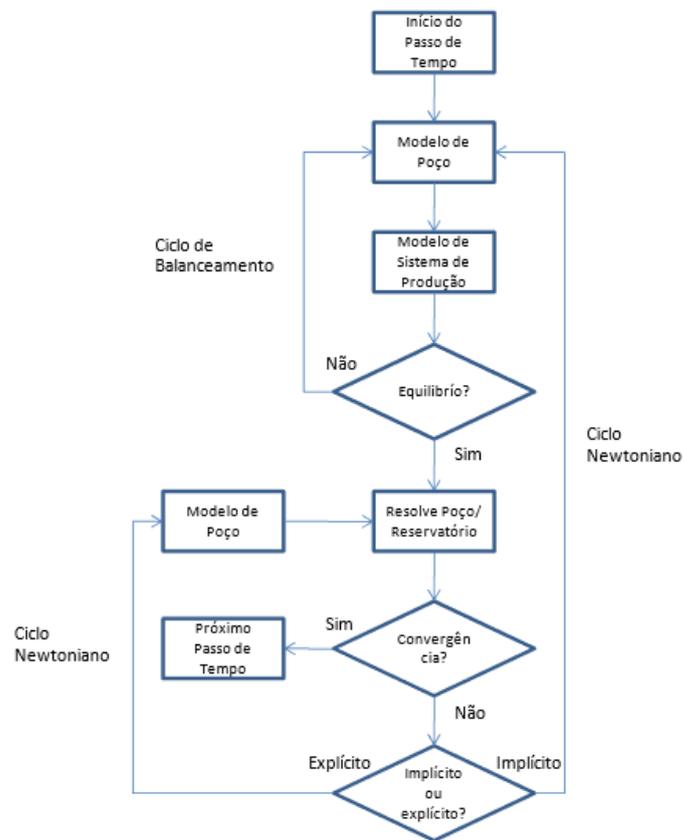


Figura 3-5 : Fluxograma da resolução das metodologias de acoplamento

A maioria dos simuladores de reservatórios permite o acoplamento com sistemas de produção simplificados, com linhas de produção ligadas à superfície, e as quedas de pressão são obtidas por meio de interpolações em tabelas de escoamento multifásico. Essas tabelas simulam o comportamento hidráulico nas tubulações para diferentes intervalos e condições de fluxo, e permitem ao simulador de reservatório interpolar a pressão de fundo do poço a partir de variáveis tais como pressão de saída do sistema de produção, vazão de líquido, razão gás/óleo e fração de água.

3.4.1 Rede de Coleta

De acordo com Rosa (2006), um sistema de produção offshore consiste em uma ou mais plataformas ou unidades estacionárias de produção (UEP), equipamentos localizados no convés das UEPs e os equipamentos localizados no fundo do mar, que constituem o layout submarino.

Este, por sua vez, possui extrema dependência do arranjo assumido pelos poços. Para Filho (2012), em um sistema de produção simples, poços satélites são conectados diretamente à UEP. Sistemas mais complexos, contudo, são bastante comuns.

Desta forma, uma rede de coleta pode ser composta não só por tubulações, mas também por válvulas e outros dispositivos interligados em um ou mais pontos, e, assim, ser compreendida como um conjunto de nós de pressão e vazão conectados entre si, como ilustrado na Figura 3-6.

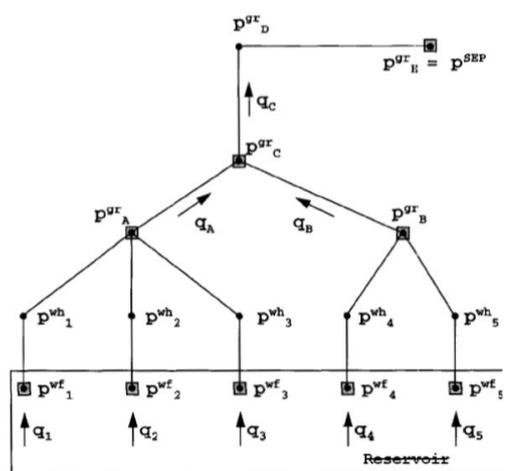


Figura 3-6 : Rede de coleta

Conforme explicado por Schiozer (1994) e Filho (2012), o balanceamento da rede, como é conhecida a solução da rede de coleta, implica que:

- Respeitando o balanço de materiais, o somatório das vazões deve ser igual a zero em cada nó;
- Conforme a Lei de Kirchoff, todas as linhas de fluxo que se bifurcam ou se confluem em um nó da rede devem ter idêntica pressão estática.
- É necessário e suficiente que um nó possua pressão ou vazão fixa para a resolução do escoamento em toda a rede de coleta.

Alguns algoritmos foram desenvolvidos para determinar o equilíbrio de pressões e vazões ao longo da rede de coleta, sendo as abordagens de resolução pelo Método de Newton-Raphson e por métodos de otimização as principais. O primeiro é dependente da continuidade das equações para eficiência devido ao uso de derivadas. O segundo possui desempenho inferior, porém é mais eficiente para obter a solução de redes de escoamento que possuem funções não contínuas.

4 MÉTODOS DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL

A ascensão do fluido do reservatório até a superfície, em primeira instância, é determinada pela energia contida no reservatório. Um poço é considerado surgente quando a pressão a jusante, desde o reservatório até o fundo do poço, é suficiente para elevar livremente o fluido até a montante, na superfície.

Normalmente, a elevação natural ocorre no início da vida produtiva do reservatório. Segundo Thomas (2004), alguns fatores que influenciam na produção por surgência são: propriedades dos fluidos, índice de produtividade do poço, mecanismo de produção do reservatório, dano causado à formação produtora durante a perfuração ou completação do poço, aplicação de técnicas de estimulação, isolamento adequado das zonas de água e gás adjacentes à zona de óleo, características dos equipamentos utilizados no sistema de produção (coluna e linha de produção, restrições ao fluxo, etc.), controle adequado de produção dos poços através de testes periódicos de produção, estudo e acompanhamento da queda de pressão do reservatório.

À medida que o reservatório é depletado, a energia nele contida declina, e a pressão no fundo dos poços torna-se insuficiente para deslocar o fluido até a superfície. Há, ainda, reservatórios que possuem pressão relativamente baixa. Faz-se necessária, então, a utilização de métodos artificiais de elevação, que implementam energia ou reduzem a energia necessária para a produção.

Mesmo na elevação natural, faz-se uso de técnicas de elevação artificial, como forma de complementar a energia do reservatório, aumentando sua vazão. Os principais fatores que influenciam na escolha do método de elevação artificial são as características dos poços e dos fluidos, número de poços contidos em um reservatório,

disponibilidade de energia e economia. Os métodos de elevação artificial abordados neste estudo são *gas lift* e bombeio centrífugo submerso.

4.1 GAS LIFT

A técnica de elevação artificial denominada “*gas lift*” se utiliza da energia contida em gás comprimido para elevar os fluidos até as facilidades de produção. O gás é injetado diretamente na coluna de produção e, ao se misturar com os fluidos produzidos, reduz o peso da coluna hidrostática em função de sua menor densidade.

Esse método de elevação, por ter um custo relativamente baixo para produzir em poços profundos, é bastante utilizado, sendo propício e recomendado para poços produtores de fluidos com alto teor de areia e elevada razão gás-líquido, poços com alta pressão estática de fundo e alto índice de produtividade, e reservatórios com aquíferos (THOMAS, 2004). Também apresenta menos problemas em poços direcionais do que grande parte de outros métodos de elevação, o que é importante principalmente para a produção de poços satélites offshore.

Além disso, os equipamentos de fundo de poço possuem baixo custo e possibilitam condições operacionais facilmente modificáveis. Porém, tratam-se de equipamento específicos para desempenho a altas pressões (fator que eleva riscos operacionais), com revestimentos em bom estado resistentes a corrosão e grandes volumes de gás.

O sistema de *gas lift* é composto por compressores de alta pressão, que requerem grande espaço na plataforma de produção, um controlador de injeção de gás na superfície chamado de choque ou motor valve, válvulas de *gas lift*, que são controladores de injeção de gás de subsuperfície, e equipamento para separação e armazenamento dos fluidos produzidos (Figura 4-1).

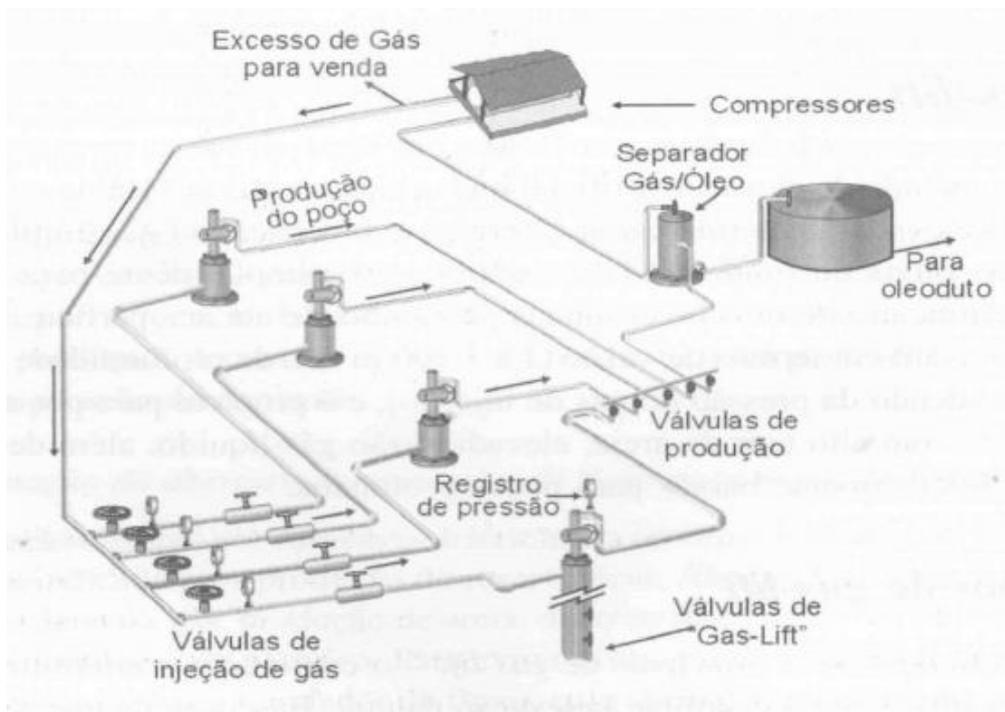


Figura 4-1: Sistema de Gas lift

A profundidade em que uma válvula de *gas lift* pode ser alocada depende da pressão disponível para injeção de gás. Quanto maior essa pressão, fornecida por um compressor, maior a profundidade de injeção possível. Além disso, quanto maior a profundidade de injeção, menos gás de injeção é necessário para se alcançar a mesma pressão de fundo.

A injeção de *gas lift* pode ser executada de forma contínua (GLC) ou intermitente (GLI), em bateladas entre intervalos de tempo. O conceito de GLC pode ser ilustrado, em termos de valores e gradiente de pressão, profundidade de poço e profundidade de injeção, conforme a Figura 4-2. Com a pressão de produção disponível no fundo do poço e o gradiente de fluxo natural $(dp/dz)_b$, os fluidos do reservatório apenas ascenderiam até o ponto indicado pela projeção do perfil de pressão no poço.

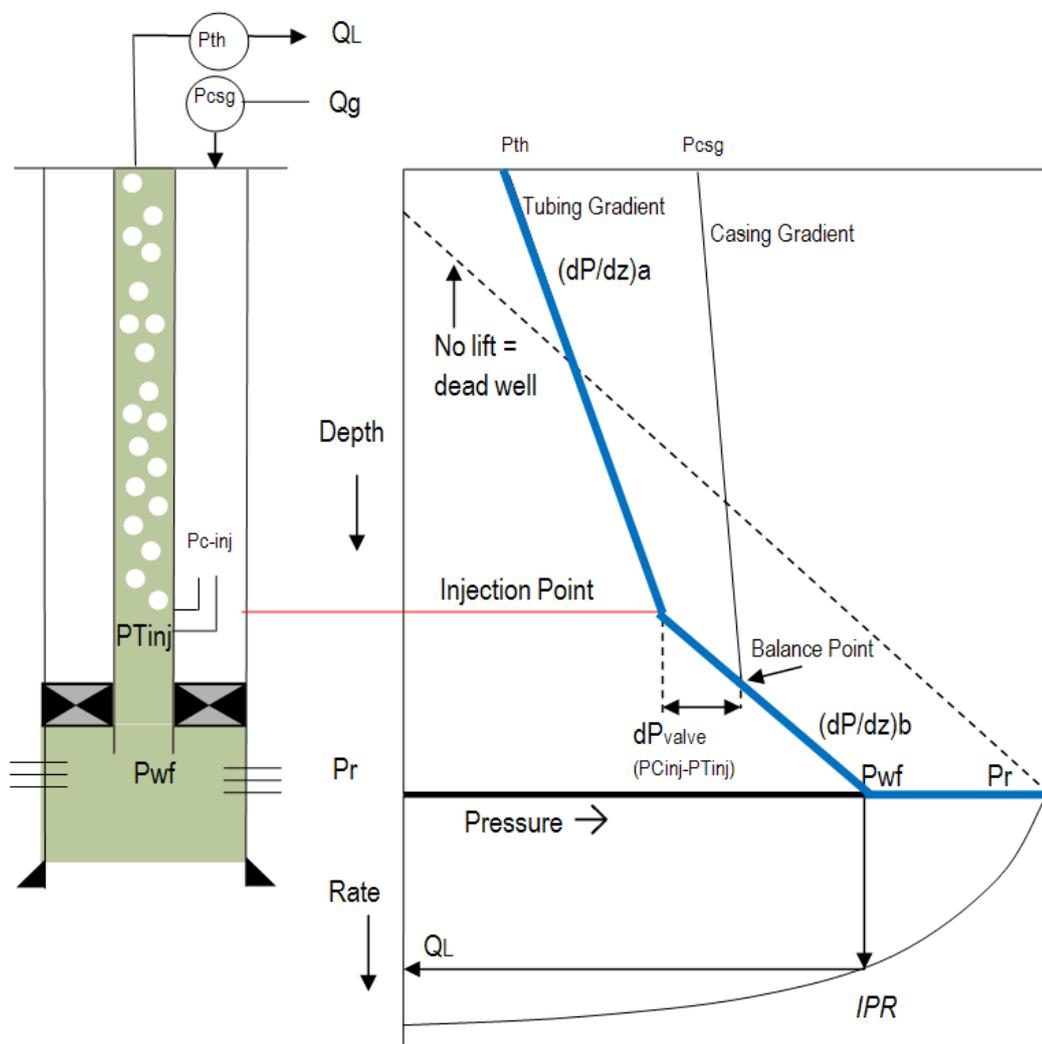


Figura 4-2: Gradientes de pressão em poços produzidos por *gas lift*

A adição de gás à profundidade de injeção reduz o gradiente de pressão $(dP/dz)_a$, permitindo assim a elevação dos fluidos até a superfície. A interseção do gradiente de pressão no anular com gradiente de pressão na coluna $(dP/dz)_b$ é chamada de “ponto de equilíbrio”. A válvula deve estar alocada a uma profundidade de injeção menor que a profundidade do ponto de equilíbrio.

Em termos do gradiente de pressão global, o *trade-off* para a adição de gás é um gradiente de pressão de atrito aumentado. Como mostrado na Figura 4-3, à medida que a taxa de injeção de gás aumenta, um ponto é atingido onde os benefícios

de reduzir o gradiente de elevação são iguais à desvantagem de aumentar o gradiente de atrito.

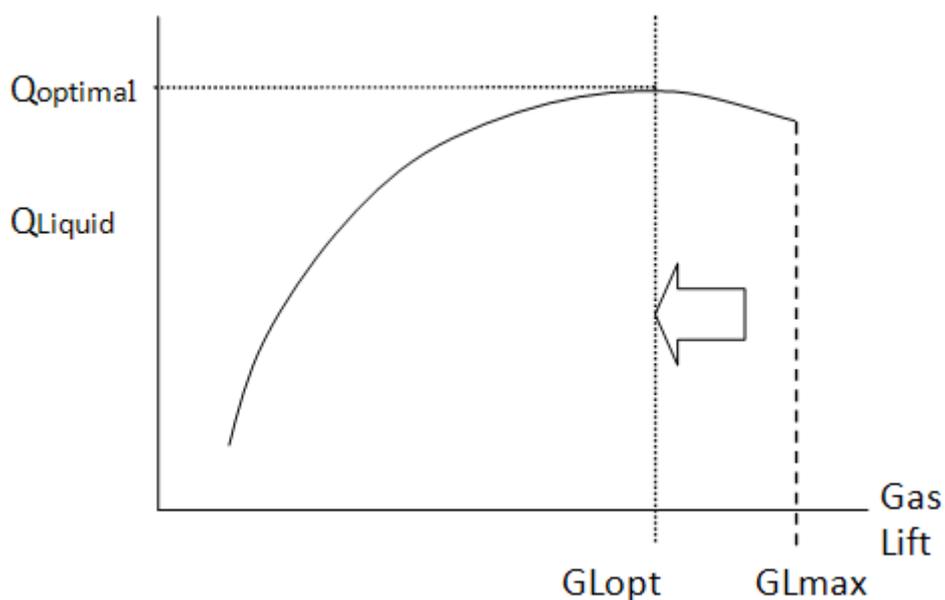


Figura 4-3: Vazão de líquido de um poço em função da vazão de injeção de *gas lift*

Portanto, um incremento de gás de injeção pode desempenhar um efeito prejudicial à vazão de produção. Os efeitos de atrito do gás serão mais pronunciados, quanto maior for a linha de fluxo horizontal, restringindo, dessa forma, a taxa de injeção ótima.

Existem vários tipos de válvulas de *gas lift* para diversos tipos de aplicações. Elas são, fundamentalmente, válvulas reguladoras de pressão introduzidas entre a coluna de produção e o revestimento para facilitar operação de retirada de fluido de amortecimento (válvula de descarga) e colocar o poço em produção, e controlar o fluxo de gás para o interior da coluna de produção (válvula de descarga e operadora).

O tipo e diâmetro das válvulas de *gas lift* também são fatores de decisão em projetos de elevação e escoamento de poços. A válvula mais utilizada como operadora em poços de *gas lift* contínuo, segundo Thomas (2004), é a válvula de orifício, que não

prevê qualquer mecanismo de fechamento. Quanto menor o orifício da válvula, mais fácil é a injeção constante de gás na coluna, mas por outro lado, menor é a quantidade de gás que pode ser injetada. Quando se tem muita instabilidade na injeção de gás, há o risco de ocorrência de cabeceio de anular (*casing heading*). Um poço produtor nessas condições é caracterizado por grandes variações de pressão ao longo de toda a coluna de produção. Isso produz grandes e alternadas golfadas de gás e líquido. O uso ineficiente da energia do reservatório pode ocasionar a perda do poço.

O tipo de válvula e diâmetro do orifício da válvula, no entanto, não serão abordados neste trabalho. Preferiu-se adotar uma abordagem mais simplificada do projeto de *gas lift* estudado, que, porém, é suficiente para a análise objetivo deste estudo. Peixoto (1995) se aprofunda nessas e outras questões, referentes à otimização em projetos de *gas lift*.

4.2 BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO SUBMARINO

A técnica de bombeio centrífugo submerso baseia-se no princípio de conversão de energia mecânica em energia potencial hidráulica. Um cabo elétrico transmite energia elétrica para o fundo do poço. Essa energia alimenta um motor que, por sua vez, a converte em energia mecânica. O motor é diretamente conectado à bomba centrífuga que transmite a energia mecânica para o fluido em forma de pressão.

O BCSS é uma bomba centrífuga de múltiplos estágios, onde cada estágio é formado por um impelidor e um difusor. O impelidor é o dispositivo que fornece energia ao líquido, na forma de velocidade. O difusor, que envolve o impelidor, é estacionário e tem por finalidade mudar a direção do líquido, transformando parte desta energia em pressão.

O aumento de pressão fornecido pela bomba pode ser expresso em termos da altura de fluido que o Δp criado pode suportar, também chamado de capacidade de elevação, ou *head* da bomba:

$$h = \frac{\Delta p g_c}{\rho g} \quad (11)$$

ou em unidades de campo:

$$h = \frac{\Delta p}{0.433\gamma_L} \quad (12)$$

onde γ_L é a densidade do fluido relativa à da água.

Cada estágio da bomba fornece um incremento de pressão. O número de estágios, então, determina o head total, bem como a potência necessária ao motor.

$$h = N_s h_s \quad (13)$$

O *head* diminuirá à medida que a vazão volumétrica aumentar. No entanto, a eficiência da bomba, definida como a relação entre a potência hidráulica transferida para o fluido $q\Delta p$ e a potência da bomba, tem um máximo em alguma vazão para uma dada bomba. A capacidade de elevação de uma bomba centrífuga depende do design específico da bomba e devem ser medidas. Essas características são fornecidas pelo fabricante da bomba como uma curva de bomba, como a mostrada na Figura 4-4.

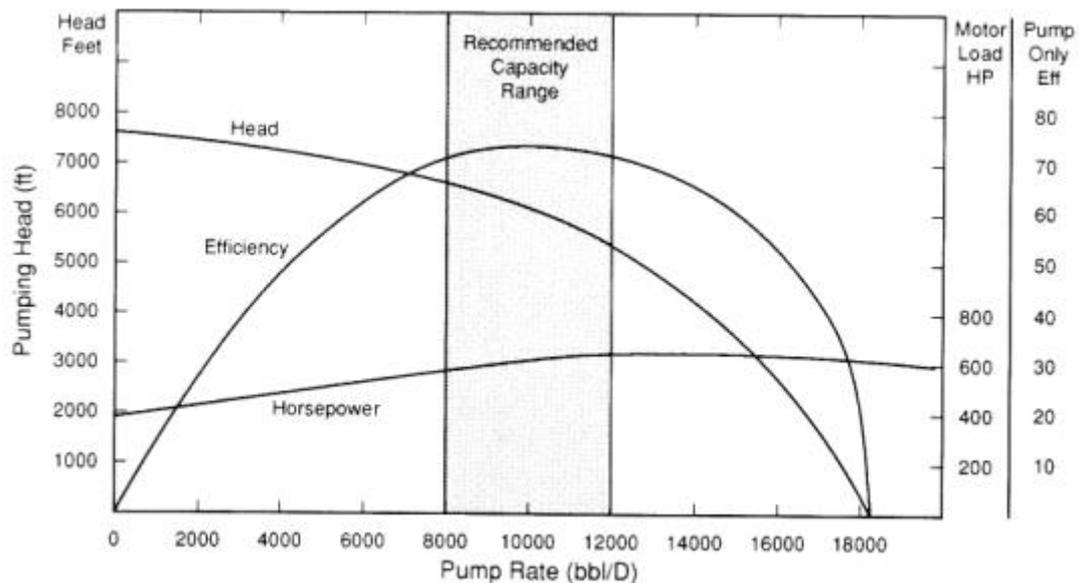


Figura 4-4: Curva de Bomba

A Figura 4-5 ilustra um perfil de pressão (mostrado em azul) para um poço produzido por BCS. Sem a bomba, este poço está morto, com a coluna de fluido na tubulação representada pelo gradiente estático $(dP/dz)_b$. Uma vazão projetada, Q_L , e a pressão de fluxo de fundo correspondente, P_{wf} , são identificadas a partir da curva IPR (projetada lateralmente). Para atingir esta taxa, a bomba deve ser projetada para fornecer um aumento de pressão equivalente a ΔP_{pump} , que é a diferença de pressão entre a descarga e a entrada da bomba. Quando a bomba descarrega pressão na profundidade mostrada, os fluidos fluem para a superfície na pressão especificada da cabeça do poço, P_{th} .

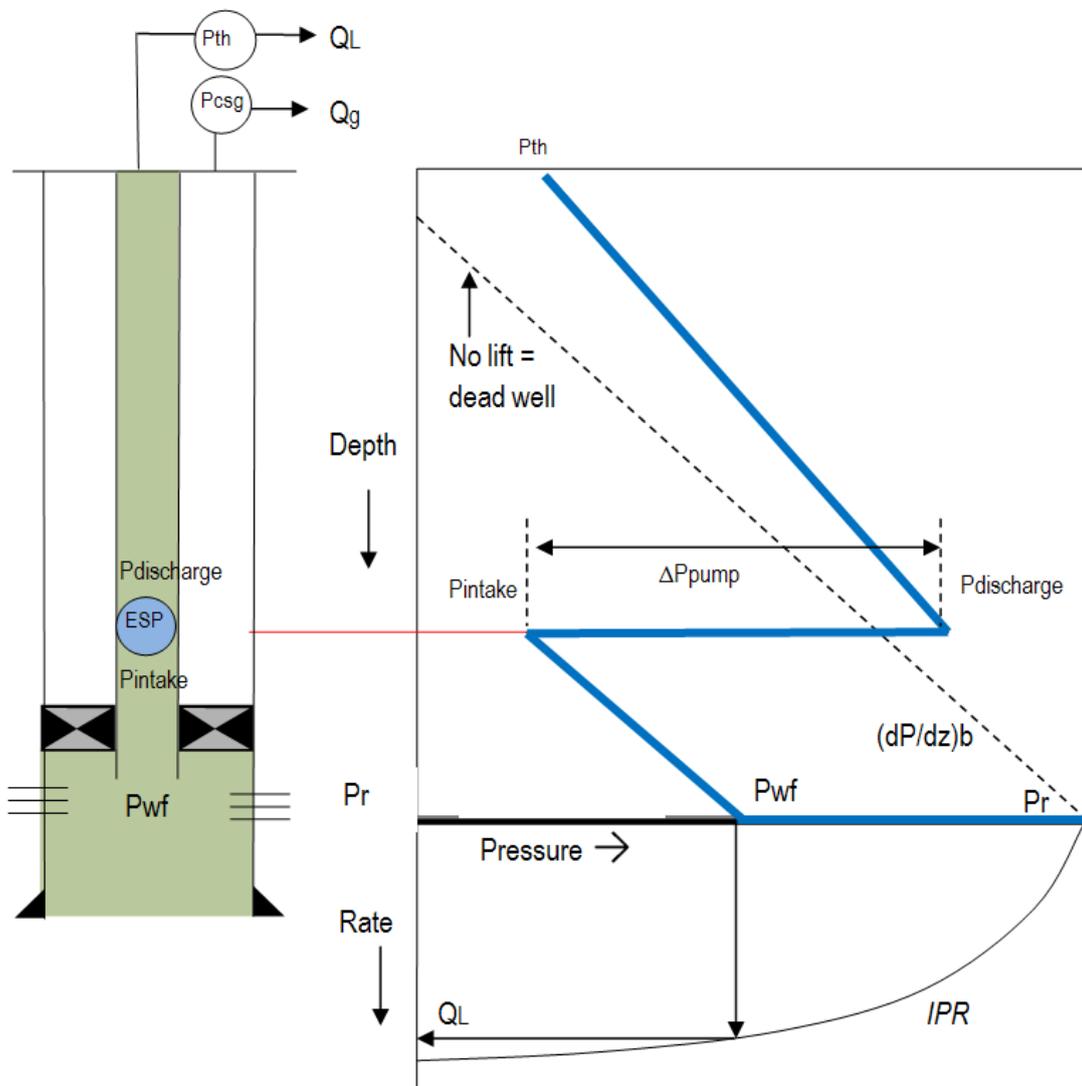


Figura 4-5: Perfil de peressão de um poço produzido por BCSS

5 DEFINIÇÃO E MODELAGEM DO PROBLEMA

Neste capítulo, será realizada a definição do problema a ser investigado e a modelagem do mesmo.

5.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

A partir da modelagem da produção de um poço, tal como disposto nos capítulos anteriores, é possível a obtenção de curvas ou tabelas que descrevam o desempenho da produção de óleo ao longo do tempo, seja o método de elevação artificial empregado *gas lift* ou BCSS. Desta forma, caso em algum instante do tempo, a vazão de óleo obtida por um método de elevação supere a vazão obtida pelo outro, seria possível observar um fenômeno tal qual o exemplificado na Figura 5-1.

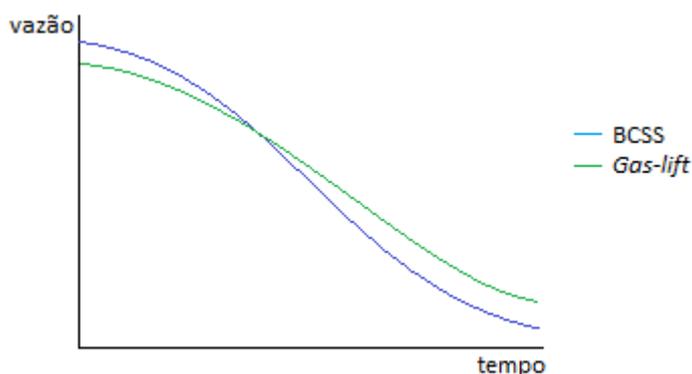


Figura 5-1: Exemplo hipotético de curvas de produção com BCSS e *gas lift*

Partindo dessa premissa, um cenário, onde BCSS e *gas lift* são empregados intercaladamente, em prol do melhor desempenho da produção do poço pode ser assumido. A Figura 5-2 ilustra esse cenário, exemplificando a junção da curva de produção por *gas lift* à por BCSS, no instante esta é superada pela outra. Esse cenário tem o potencial de aumentar as receitas do projeto, ao proporcionar uma maior produção acumulada de óleo.

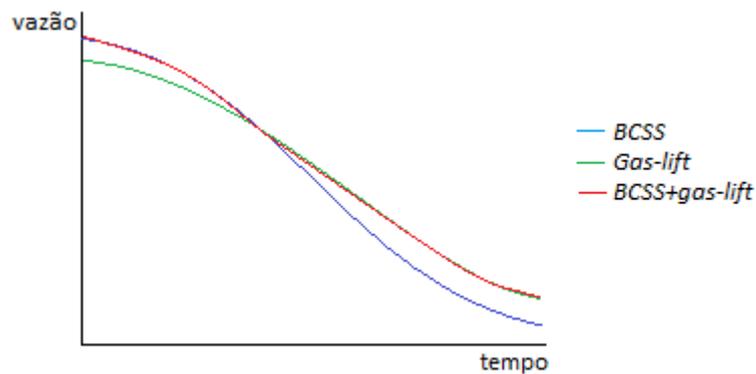


Figura 5-2: Exemplo hipotético de curva de produção sujeita à implementação de ambos os métodos de elevação

Contudo, a vazão de óleo não pode ser o único fator de decisão em um caso como este, pois a produção de óleo por métodos de elevação diferentes demanda custos de operação diferentes, intervalos de tempo entre intervenções diferentes, e custos de intervenções diferentes. Esses custos podem impactar no valor presente líquido do projeto, influenciando a decisão em relação à substituição ou não do método.

Portanto, tem-se seguinte problema: qual método de elevação artificial utilizar (BCSS ou *gas lift*) em um poço ao longo do tempo para maximizar o valor presente líquido do projeto?

5.2 MODELAGEM DO PROBLEMA

Para modelar o problema proposto, foram assumidas as seguintes premissas em relação aos custos:

- durante o período de operação por *gas lift*, são realizadas intervenções para manutenção no poço a cada 7 anos;

- durante o período de operação por BCSS, são realizadas intervenções no poço para manutenção ou troca da bomba a cada 2 anos;
- a instalação da planta do método de elevação artificial utilizado é realizada no início da implementação do projeto ($t = 0$);
- a cada intercalação de método de elevação, é realizada uma intervenção;
- o custo da intervenção realizada na intercalação entre dois métodos de elevação artificial é igual ao custo de intervenção do método de elevação a operar.

A modelagem do problema é dada a seguir:

Índices e conjuntos

i : índice contido em P correspondente ao momento inicial de um período

j : índice contido em P correspondente ao momento final de um período

t : índice contido em P correspondente a um momento

P : conjunto correspondente ao tempo de projeto, tal que $P = \{t | t \in I | 0 \leq t \leq T\}$

Variáveis

$b_{i,j}$: variável binária que, se igual a 1, determina que a *BCSS* opera do período i a j ;

$g_{i,j}$: variável binária que, se igual a 1, determina que *gas lift* opera do período i a j ;

q_t : vazão de óleo no tempo t ;

v_t : variável binária que define qual método de elevação é utilizado no momento t ($v_t = 1$, opera BCSS, $v_t = 0$, opera *gas lift*);

u_b : variável binária que, caso igual a 1, define que em algum momento do tempo de projeto há uso de BCSS, e do contrário, é igual a 0;

u_g : variável binária que, caso igual a 1, define que em algum momento do tempo de projeto há uso de *gas lift*, e do contrário, é igual a 0.

Parâmetros

T : tempo de projeto;

R : valor monetário do m^3 de óleo;

J : taxa de juros;

O_g : custo operacional de *gas lift*;

O_b : custo operacional de BCSS;

I_g : custo de instalação de planta de *gas lift*;

I_b : custo de instalação de planta de BCSS;

C_b : custo de manutenção de BCSS;

C_g : custo de manutenção de *gas lift*;

$Q_g(t)$: valor da vazão de óleo no tempo t para poço operando com *gas lift*;

$Q_b(t)$: vazão de óleo no tempo t para poço operando com BCSS.

Função Objetivo

Max:

$$VPL = \sum_{t=0}^T \frac{q_t \Delta T R}{(1+J)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{O_b v_t}{(1+J)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{O_g (1-v_t)}{(1+J)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{C_b z_{bt}}{(1+J)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{C_g z_{gt}}{(1+J)^t} - I_b u_b - I_g u_g, \forall t \in P \quad (14)$$

Restrições

$$\sum_{w=i+1}^T \sum_{s=i}^{j-1} g_{s,w} \leq 1 - b_{i,j}, \forall (i,j > i) \quad (15)$$

$$\sum_{w=i+1}^T \sum_{s=i}^{j-1} b_{s,w} \leq 1 - g_{i,j}, \forall (i,j > i) \quad (16)$$

$$\sum_{w=i+1}^T \sum_{s=i}^{j-1} b_{s,w} \leq 1 - b_{i,j}, \forall (i,j > i) \quad (17)$$

$$\sum_{w=i+1}^T \sum_{s=i}^{j-1} g_{s,w} \leq 1 - g_{i,j}, \forall (i,j > i) \quad (18)$$

$$\sum_i \sum_j (j-i) b_{i,j} + \sum_i \sum_j (j-i) g_{i,j} = T, \forall (i,j > i) \quad (19)$$

$$\sum_{t=i}^{j-1} v_t = (j-i) b_{i,j}, \forall (i,j > i) \quad (20)$$

$$q_t = Q_b(t) v_t + Q_g(t) (1 - v_t), \forall t \in P \quad (21)$$

$$u_b \leq \sum_i \sum_j b_{i,j}, \forall (i,j > i) \quad (22)$$

$$Mu_b \geq \sum_i \sum_j b_{i,j}, \forall (i,j > i) \quad (23)$$

$$u_g \leq \sum_i \sum_j g_{i,j}, \forall (i,j > i) \quad (24)$$

$$Mu_g \geq \sum_i \sum_j g_{i,j}, \forall (i,j > i) \quad (25)$$

A função objetivo, definida pela equação 14, é o valor presente líquido do projeto. O primeiro termo da equação refere-se às receitas com as vendas do óleo produzido. Os dois próximos termos correspondem aos custos operacionais de cada método e elevação considerado. Esses custos são descontados apenas nos períodos em que seus respectivos métodos são empregados. Os dois termos seguintes são os custos de intervenção e manutenção associados a *BCSS* e *gas lift*. Por fim, os dois últimos termos são os custos de instalação das plantas de *gas lift* e *BCSS*.

As restrições 15 e 16 restringem, a um período (i,j) , o uso de apenas um método de elevação, de forma que, $b_{i,j} = 1$ implica em $g_{i,j} = 0$, por exemplo.

As restrições 17 e 18 impedem a recontagem de períodos de bomba e/ou *gas lift*. Desta forma, para um $b_{i,j} = 1$, $b_{i+1,j-1} = 0$, por exemplo.

Pela restrição 19, é garantido que a soma dos períodos com bomba ou *gas lift*, é igual ao tempo total contemplado pelo projeto, de modo que sempre há uso de *BCSS* ou *gas lift*.

A equação 20 define, para cada tempo t , se há aplicação de *BCSS* ou *gas lift*. Essa equação é importante para o cálculo do custo operacional de cada método descontado no respectivo tempo t . Além disso, para cada tempo t , tem-se uma vazão em função do método de elevação artificial empregado, conforme garantido pela equação 21.

As restrições 22, 23, 24 e 25 servem para indicar se, em algum momento houve uso de BCSS ou *gas lift*. A partir delas é definido o custo de instalação da planta que é descontado no tempo $t = 0$. Caso tanto BCSS quanto *gas lift* sejam empregados, é considerado o custo de instalação de ambas as plantas.

Nota-se que, para o cálculo dos custos com manutenção e intervenção associados a cada método de elevação, faz-se necessário duas variáveis binárias z_{bt} e z_{gt} que indiquem em quais tempos t ocorrem intervenções de BCSS e *gas lift* respectivamente. A partir de conjuntos $A_{i,j}$ e $H_{i,j}$ predeterminados que contenham, para todas combinações possíveis de (i,j) para todo $j > i$, os t' tempos, entre i e j , em que ocorrem intervenções e/ou manutenções, obtém-se z_{bt} e z_{gt} a partir das restrições 26 e 27:

$$t'z_{bt'} \geq b_{i,j}, \quad \forall t' \in A_{i,j} \tag{26}$$

$$t'z_{gt'} \geq g_{i,j}, \quad \forall t' \in H_{i,j} \tag{27}$$

Nota-se que, quanto maior o tempo T de projeto, maior o número de restrições e variáveis assimiladas por esse modelo e maior o esforço computacional exigido. Por esse motivo, foi adotada uma heurística alternativa, neste trabalho, para avaliar a decisão do método de elevação artificial a ser adotado em um poço ao longo do tempo.

6 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo será exposto um estudo de caso realizado tomando como base o modelo de reservatório do campo de Namorado, utilizando uma heurística baseada na análise de cenários.

O fluxograma apresentado na Figura 6-1 descreve as etapas desta análise. Os casos 1 e 2, referem-se ao uso exclusivo de BCSS e *gas lift* respectivamente. As curvas de produção obtidas a partir desses casos iniciais são comparadas. Um cenário onde cada poço produz utilizando o método de elevação que, predominantemente, mostrou-se mais eficiente segundo os casos 1 e 2 é, então, levado em consideração. Esse é o caso 3. Um outro caso 4 julga a existência de interseções entre as curvas de produção com *gas lift* e BCSS de cada poço. Nessas interseções, o método de elevação empregado é substituído pelo método que confere ao modelo a maior vazão, de modo a otimizar o acumulado de óleo. Por fim, uma análise econômica dos resultados obtidos é realizada.

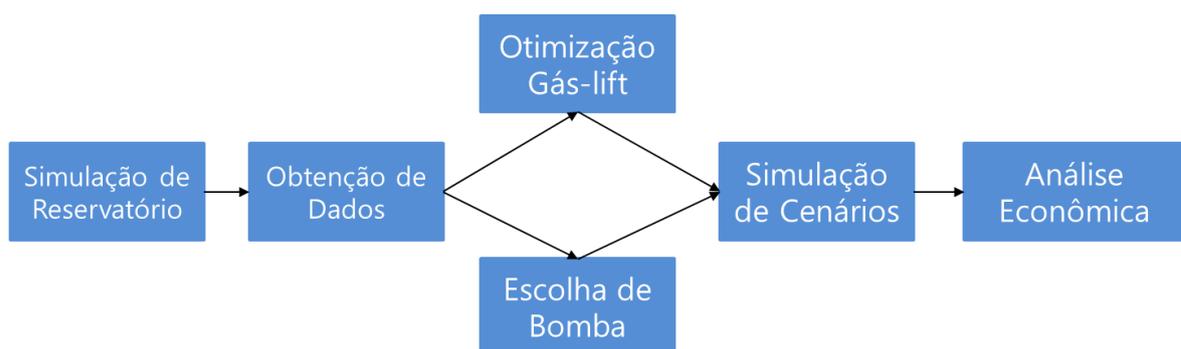


Figura 6-1: Fluxograma da metodologia aplicada

6.1 CARACTERIZAÇÃO DO CENÁRIO BASE

O modelo de reservatório utilizado neste trabalho é um modelo sintético, denominado UNISIM, criado por Avansi & Schiozer (2015), a partir de dados públicos

do Campo de Namorado, em face à necessidade de um caso que permitisse avaliação e comparação de diferentes metodologias para seleção de estratégia de desenvolvimento da produção. (GASPAR, 2013)

A caracterização do reservatório foi realizada, portanto, a partir do caso UNISIM-I-D (determinístico). A construção deste modelo baseia-se em dados públicos disponibilizados pela ANP para o Campo de Namorado, como arcabouço estrutural, modelagem litológica e petrofísica do reservatório.

Na construção do modelo, Avansi & Schiozer (2015) utiliza um conjunto de dados obtidos de 56 poços perfurados na Formação Macaé (Meneses and Adams, 1990), como conjunto de perfis de Raios Gama (GR), Densidade (RHOB), Sônico (DT), Neutrôn (NPHI) e Resistividade (ILD), os quais permitiram a identificação do Arenito Namorado com base nas variações das propriedades físicas ao longo da formação e nas vizinhanças dos poços.

Em relação ao arcabouço estrutural do modelo, dez falhas são identificadas no Campo, sendo quatro internas (primárias) e seis externas (secundárias) ao reservatório. Dentre as internas, apenas uma é selante e as secundárias são responsáveis por mapear o limite do reservatório.

O modelo petrofísico descreve as distribuições de porosidade, permeabilidade e demais propriedades inerentes às rochas e que são de suma importância para a interpretação do reservatório. A porosidade foi modelada através de métodos estocásticos e a permeabilidade foi estimada a partir de correlações de amostras de testemunho.

O modelo de simulação, baseado no modelo de referência, consiste de aproximadamente 37.000 blocos ativos e considera 4 anos de histórico de produção

para os 4 poços verticais (NA1A, NA2, NA3D e RJS19), cujas áreas canhoneadas podem ser localizadas conforme indicado no esquema do reservatório representado pela Figura 6-2. Neste estudo, apenas os poços NA1A, NA2 e RJS19 tiveram seus métodos de elevação artificial avaliados. O poço NA3D, devido à baixa produtividade, foi convertido em um poço injetor.

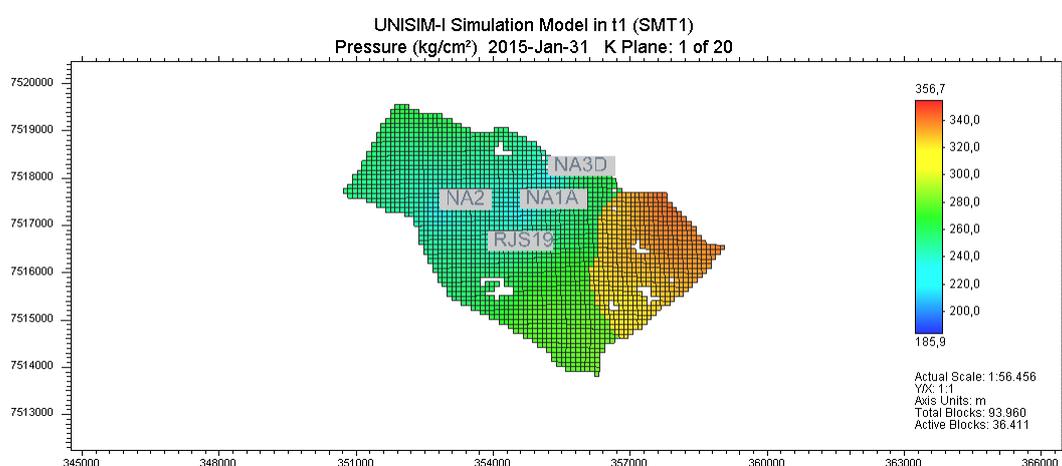


Figura 6-2: Modelo do reservatório e disposição dos poços

A estimativa dos dados de produção foi feita através do software IMEX, desenvolvido pela Computer Modelling Group (CMG). O software IMEX utiliza o Método dos Volumes Finitos a fim de discretizar o reservatório (malha do tipo corner-point) e também considera o modelo Black Oil para simulação. No início da produção, os volumes de gás associado e óleo *in place* são, respectivamente, 16,428 MMm³ e 910,76 MMbbl respectivamente.

O modelo apresenta duas regiões distintas, delimitadas por uma falha, para as quais propriedades diferentes foram definidas. O óleo contido na região que detém os poços estudados possui grau API 27,7, tendo, portanto densidade relativa igual 0,886. A densidade relativa do gás e da água presentes são, respectivamente, 0,745 e 1,0. A

Tabela 6-1 apresenta as propriedades PVT do óleo e do gás para os fluidos do reservatório.

Tabela 6-1 : Propriedades PVT do fluido do reservatório

Pressão (kgf/cm ²)	Rs (m ³ /m ³)	Bo (m ³ /m ³)	Bg (m ³ /m ³)	μo (cp)	μg (cp)
35.49	31.80	1.198	0.0346	2.05	0.0109
41.82	34.66	1.200	0.0291	1.99	0.0113
49.20	38.02	1.210	0.0245	1.91	0.0117
59.75	42.83	1.230	0.0199	1.81	0.0123
68.54	46.85	1.240	0.0172	1.73	0.0128
80.85	52.51	1.250	0.0144	1.62	0.0134
93.86	58.51	1.270	0.0123	1.52	0.0142
105.81	64.06	1.280	0.0108	1.43	0.0148
121.98	71.60	1.300	0.0093	1.32	0.0157
133.94	77.20	1.320	0.0084	1.25	0.0164
148.00	83.83	1.330	0.0076	1.17	0.0172
166.29	92.49	1.350	0.0067	1.09	0.0182
193.36	105.42	1.390	0.0058	1.00	0.0197
213.26	115.01	1.410	0.0053	0.96	0.0208
219.38	117.64	1.420	0.0051	0.94	0.0211
229.50	122.19	1.430	0.0049	0.91	0.0217
248.00	130.84	1.450	0.0045	0.85	0.0227
283.02	147.22	1.500	0.0040	0.75	0.0246
316.91	163.08	1.540	0.0035	0.65	0.0265
352.63	179.79	1.580	0.0032	0.54	0.0285
360.00	183.24	1.590	0.0031	0.52	0.0289

Foi assumido que os quatro poços são do tipo satélite, com completação molhada, isto é, a cabeça do poço encontra-se submersa. Uma linha de produção horizontal leva a produção até o ponto, no leito marinho, onde a plataforma de produção se encontra, e uma linha vertical, conduz a produção até a superfície, através da lâmina d'água de 156 metros.

Os dados dos poços estão descritos na Tabela 6-2:

Tabela 6-2: Dados da arquitetura dos poços produtores

Poço	Comprimento da coluna de produção (mTVD)	Comprimento da linha horizontal (m)	Diâmetro da coluna de produção (in)	Diâmetro do revestimento (in)
NA1	2962,6	30,2	5,5	7
NA2A	3008,59	1663,6	5,5	7
NA3D	3021,21	940,1	5,5	7
RJS19	2966,98	3745,5	5,5	7

Em uma primeira análise, na qual foi determinado o *Caso 0*, os poços foram submetidos às restrições operacionais determinadas por Maschio et al. (2015), listadas na Tabela 6-3. Desta forma, assumindo pressão de fundo de poço mínima igual a 190 kgm/cm², foram obtidas as propriedades listadas na Tabela 6-4, as quais foram assumidas para realização dos estudos de fluxo multifásico nas tubulações, bem como na determinação dos demais casos, os quais preveem aplicação de elevação artificial. Os anos 2015, 2025 e 2035 foram escolhidos por representarem condições de início, meio e fim da produção.

Tabela 6-3: Condições operacionais assumidas no Caso 0

Restrições Operacionais	Produtor Vertical	Produtor Horizontal	Injetor Vertical	Injetor Horizontal
Vazão de água (m ³ /dia)	-	-	Max 5000	Max 500
Vazão de Óleo (m ³ /dia)	Min 20	Min 20	-	-
Vazão de Líquido (m ³ /dia)	Max 2000	Max 2000	-	-
BHP (kgf/cm ²)	Min 190	Min 190	Max 350	Max 350

Tabela 6-4: Propriedades de produção dos poços

Ano	2015			2025			2035		
Poço	IP <small>(m³/(d.bar))</small>	RGO <small>(m³/m³)</small>	Wcut	IP <small>(m³/(d.bar))</small>	RGO <small>(m³/m³)</small>	Wcut	IP <small>(m³/(d.bar))</small>	RGO <small>(m³/m³)</small>	Wcut
NA1A	50	113	0%	46	113	0%	32	113	41%
NA2	46,5	113	8%	53,8	113	11%	58,5	113	17%
RJS19	23	113	0%	22	113	0%	22,3	113	0%
Pressão Estática no reservatório	260 kgf/cm ²			197 kgf/cm ²			208 kgf/cm ²		

A partir dos modelos de fluxo, elaborados com os resultados obtidos preliminarmente, uma nova simulação de reservatório deveria ser realizada, assumindo-se, agora, como restrição, as informações de perda de carga, ao invés da pressão de fundo fixa, e assim, interativamente, até a conversão dos valores das propriedades de produção considerados. Esse processo, deveria ser realizado também para a elaboração dos demais casos, para garantir maior robustez do modelo. Neste trabalho, para fins de simplificação, essas medidas não foram adotadas.

6.2 DETERMINAÇÃO DE BCSS

A escolha da BCSS leva em consideração alguns fatores que oferecem restrições ao modelo de bomba admitido. A partir do incremento na vazão desejado para cada poço, é determinado o diferencial de pressão que deve ser fornecido ao fluido. Esse diferencial, segundo Thomas (2004), corresponde á diferença entre a pressão dinâmica na coluna de produção e no anular do poço, na profundidade de assentamento da bomba. Portanto, tem-se a capacidade de entrega de pressão requerida da bomba.

A escolha da bomba a ser utilizada nos poços deve contemplar o diâmetro do revestimento do poço, que apresenta uma restrição. Seleciona-se a bomba de maior diâmetro externo que caiba no revestimento, deixando uma folga para passagem do cabo elétrico que alimenta o motor. A partir dos modelos de bomba contidos no

catálogo do PIPESIM, foram selecionadas bombas em que a vazão do projeto estivesse dentro do intervalo de operação determinado pelo fabricante da bomba. A partir da curva de performance da bomba escolhida, calcula-se o número de estágios para oferecer ao fluido o *head* necessário.

A potência necessária do motor é diretamente proporcional à densidade do fluido que está sendo bombeado. Portanto, o valor de potência encontrado na curva da bomba deve ser multiplicado pela densidade do fluido que está passando pela bomba. Segundo o NREL (2014), o mercado apresenta motores de bomba que atingem até 1500 hp em ambientes de até 163°C. A Petrobras, em 2013, possuía cerca de 20 sistemas BCSs de alta potência (> 1000 hp) em operação (Petrobrás, 2013). Portanto, foi usado 1500 hp como valor máximo de potência da bomba.

Outra restrição relacionada às bombas centrífugas submersas é a liberação de gás pelo fluido de produção. A admissão de gás livre no fluido de produção na entrada da bomba é muito baixa, 15% (30% quando a bomba conta com separador na entrada).

Da Tabela 6-5 à Tabela 6-7, estão relacionadas as bombas escolhidas para três períodos da vida produtiva dos poços.

Tabela 6-5 : Relação de bombas utilizadas de 2014 a 2025

2014 - 2025					
Poço	Bomba	Estágios	Eficiência (%)	Potência (hp)	Frequência (Hz)
NA1A	REDA L43000N	41	65,90%	1057,38	60
NA2	CENTRILIFT HC35000	54	69,33%	1127,3278	60
RJS19	REDA JN21000	81	65,20%	753,41	60

Tabela 6-6: Relação de bombas utilizadas de 2025 a 2035

2025 - 2035					
Poço	Bomba	Estágios	Eficiência (%)	Potência (hp)	Frequência (Hz)

NA1A	CENTRILIFT HC27000	49	67,86%	795	60
NA2	REDA H22500N	91	70,00%	1009	60
RJS19	REDA	78	64,40%	718,84	60

Tabela 6-7: Relação de bombas utilizadas de 2035 até o abandono dos poços

2035 - 2050					
Poço	Bomba	Estágios	Eficiência (%)	Potência (hp)	Frequência (Hz)
NA1A	CENTRILIFT HC19000	52	63,42%	559,08	60
NA2	REDA H22500N	79	75,90%	763	60
RJS19	REDA L16000N	40	69,55%	421	60

6.3 OTIMIZAÇÃO DE *GAS LIFT*

A otimização de um sistema *gas lift* a nível de campo, considerando uma rede de poços produtores, pode ser bastante complexa. As interações entre os poços devem ser modeladas e os equipamentos componentes do sistema de superfície devem ser incorporados ao modelo de modo a contemplar suas restrições de operação. Para obtenção do melhor cenário de *gas lift* neste trabalho, cada poço foi analisado individualmente.

Como explicado anteriormente, o princípio básico da elevação artificial por meio de *gas lift* é a diminuição da densidade do fluido na coluna de produção, o que resulta em uma queda no componente gravitacional do gradiente de pressão acima do ponto de injeção e uma pressão de fundo de poço mais baixa. Dessa forma, obtém-se um aumento do *drawdown* do reservatório e, conseqüentemente, da vazão de líquido. Com a injeção de gás, tem-se também um aumento do fator de fricção do gradiente de pressão, de modo que os efeitos da diminuição da componente gravitacional podem ser abafados com o acréscimo na vazão de injeção.

Para um determinado poço, quanto mais profundo for o ponto de injeção, menor será o volume diário de gás a ser injetado. Entretanto, a profundidade de

injeção depende fortemente, dentre outros fatores, da pressão disponível do gás de injeção. Quanto maior essa disponibilidade, mais profundo pode ser o ponto de assentamento da válvula operadora (THOMAS, 2004). Além disso, poços com mesmas características e índices de produtividade diferentes, demandarão quantidades diferentes de gás de injeção, a diferentes profundidades.

Para obtenção do melhor cenário de injeção de *gas lift* foram observadas, para cada poço, as curvas de performance obtidas a partir de diferentes valores de pressão, para os quais, o intervalo de valores de vazão de injeção também foi estabelecido. Para cada par de pressão e vazão de injeção a profundidade ótima de injeção é calculada a partir do princípio explicado no capítulo anterior.

A determinação da configuração ótima do sistema *gas lift*, em termos de pressão, profundidade e vazão de injeção, foi determinada, então, comparando o ganho de produtividade. O melhor cenário não foi o que atribuiu a maior vazão de produção, mas aquele onde o incremento ainda é crescente. Entende-se que para um acréscimo na produção, é necessário um acréscimo na injeção e/ou na pressão de injeção. O princípio básico é que o incremento na produção resulte em uma receita que exceda ou, no máximo, se iguale ao acréscimo nos custos de injeção.

A Tabela 6-8, Tabela 6-9 e Tabela 6-10 apresentam os parâmetros de *gas lift* determinados a partir dos quais foram obtidas as tabelas de perda de carga, que contém os resultados das equações do escoamento multifásico, e que foram, posteriormente, inseridas no modelo de reservatório. Uma vez que parâmetros diferentes foram definidos para cada período da vida produtiva do poço, três tabelas de perda de carga diferentes, referentes a cada ao período, foram geradas para cada poço.

Tabela 6-8: Parâmetros de *gas lift* (2013-2025)

Poço	2013-2025		
	Pressão de Injeção (kg/cm ²)	Vazão de Injeção (mmscf/d)	Profundidade de Injeção (m)
NA2	210	8	2938
NA1A	190	7,0629	2962
RJS19	190	7,0629	2966

Tabela 6-9: Parâmetros de *gas lift* (2025-2035)

Poço	2025-2035		
	Pressão de Injeção (kg/cm ²)	Vazão de Injeção (m ³ /d)	Profundidade de Injeção (m)
NA2	210	8	2965,685255
NA1A	190	7,0629	2962,295208
RJS19	190	8	2966,69521

Tabela 6-10: Parâmetros de *gas lift* (2035-2043)

Poço	2035-2043		
	Pressão de Injeção (kg/cm ²)	Vazão de Injeção (m ³ /d)	Profundidade de Injeção (m)
NA2	210	9	3008,295198
NA1A	190	7,0629	2962,295208
RJS19	190	8	2963,679122

6.4 PREVISÃO DE PRODUÇÃO

O controle dos poços é feito pelo software utilizado, ao nível de pressão de na saída da linha de produção (WHP, ou Well Head Pressure) e vazão de produção. As restrições operacionais dos poços produtores são WHP mínima de 12 kg/cm² e produção máxima de líquido a 2000 m³/d. Primeiramente, foi observado o desempenho da produção dos poços com BCSS (*Caso 1*) e *gas lift* (*Caso 2*) separadamente. Inicialmente, para ambos os casos, a sequência de abertura dos poços produtores foi esquematizada conforme a Tabela 6-11. A análise com BCSS foi realizada assumindo-se que, em 91% do tempo de produção, os poços não se

encontram em atividade, devido à necessidade de manutenção ou troca das bombas (MTTF) a cada 2,5 anos. Os poços com *gas lift*, por sua vez, sofrem menos intervenções, a cada 7 anos, de modo que o tempo de não atividade não foi considerado.

Tabela 6-11: Cronograma de operação

Data	Poço	Tipo	Ação
01/07/2013	NA1A	Produtor	Abertura
01/12/2013	RJS19	Produtor	Abertura
01/03/2014	NA3D	Produtor	Abertura
01/06/2014	NA2	Produtor	Abertura
31/01/2030	NA3D	Produtor	Fechamento
28/02/2030	Inj001	Injetor	Aberto

A Figura 6-3 mostra a vazão de óleo ao longo do tempo do poço NA1A nos casos em que são empregados *gas lift* e BCS. Notavelmente, a produção por meio de *gas lift* nesse poço (curva azul) é mais vantajosa. Pode ser observado, também, um ponto anormal na curva de vazão de produção por *gas lift*, resultante de uma instabilidade na simulação. Esse ponto foi considerado um *outlier* e desconsiderado. Algumas descontinuidades, ou degraus, observados nas curvas, correspondem à troca de tabelas de perda de carga na coluna de produção.

A conversão do poço produtor NA3D em poço injetor, gera um considerável efeito sobre a produção de óleo do poço NA1A, notado pela ascensão da curva de vazão em 2030. A produção de óleo acumulada no final do período observado no cenário de injeção de gás chega a ser 34% maior que no cenário de uso de bomba, de modo que sua aplicação a todo o período de produção é recomendada.

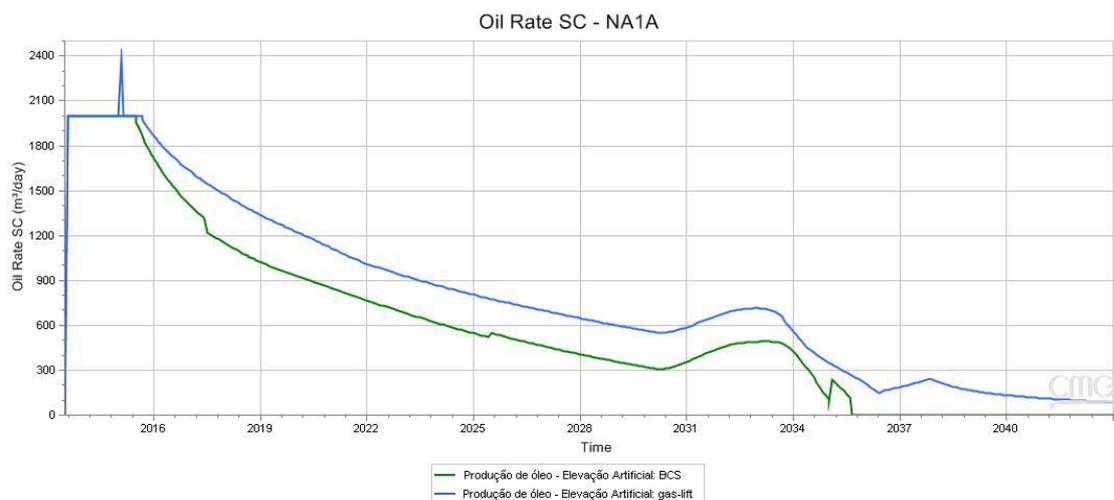


Figura 6-3: Produção de óleo do poço NA1A

Conforme a Tabela 6-2, o poço NA1A é o poço mais próximo da unidade de produção. Desta forma, o trecho horizontal percorrido pelo fluido até a superfície, é entre 55 e 124 vezes menor que o trecho horizontal dos demais poços. Nesses trechos, o fator ficcional da perda é maior conforme a fração de gás aumenta. A diferença observada, portanto, reflete na eficiência da injeção de gás no poço NA1A, no qual, o método resultou em melhores resultados.

O poço NA2, por sua vez, apresenta maiores vazões quando o bombeio centrífugo é adotado, como pode-se observar na Figura 6-4. Contudo, em um período compreendido entre 2023 e 2038, o comportamento da vazão obtida tanto por *gas lift* quanto por BCS, são bastante semelhantes

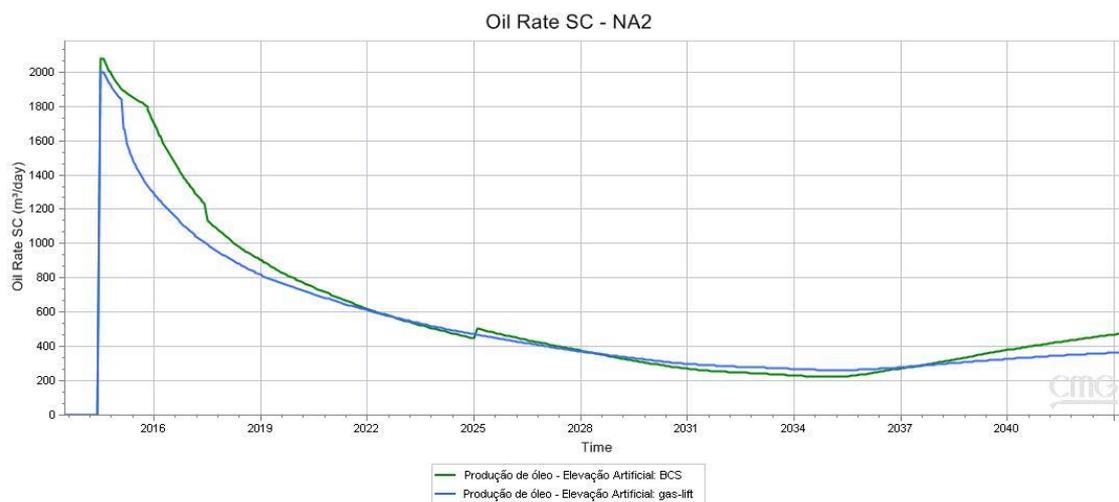


Figura 6-4: Produção de Óleo do poço NA2 nos casos 1 e 2

A Figura 6-5 mostra a diferença entre a vazão obtida pelo método de *gas lift* e BCSS ao longo da produção. Nos períodos em que a vazão obtida pelo BCSS e *gas lift* torna-se ± 20 m³/dia, optou-se pela troca do primeiro pelo segundo. O caso 4, portanto, trata-se da análise da viabilidade do uso de *gas lift* no período entre 2023 e 2038, de modo a evitar os custos relacionados à manutenção e ou troca de bomba que poderiam ocorrer.

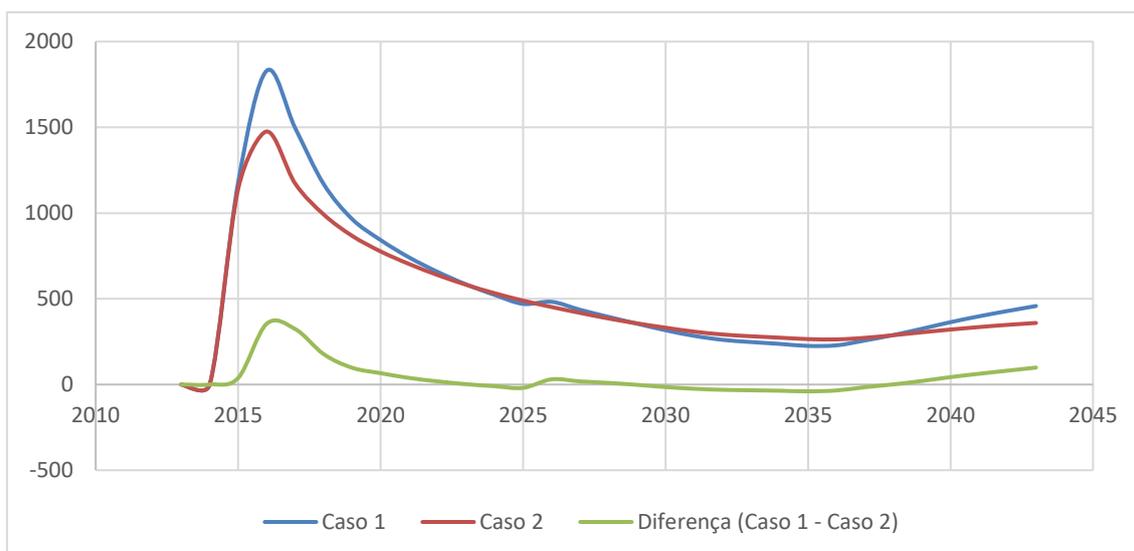


Figura 6-5: Determinação da Alternância entre BCSS e *Gas lift* no poço NA2

A Figura 6-6 mostra que o período em que as curvas BCSS e *gas lift* possuem o comportamento semelhante, coincide com o aumento da razão gás/óleo do fluido de produção do poço. Esse cenário favorece o uso de *gas lift*, uma vez que a produção de gás é um fator limitante à bombas, ocasionando baixa eficiência volumétrica e elevado número de problemas operacionais.

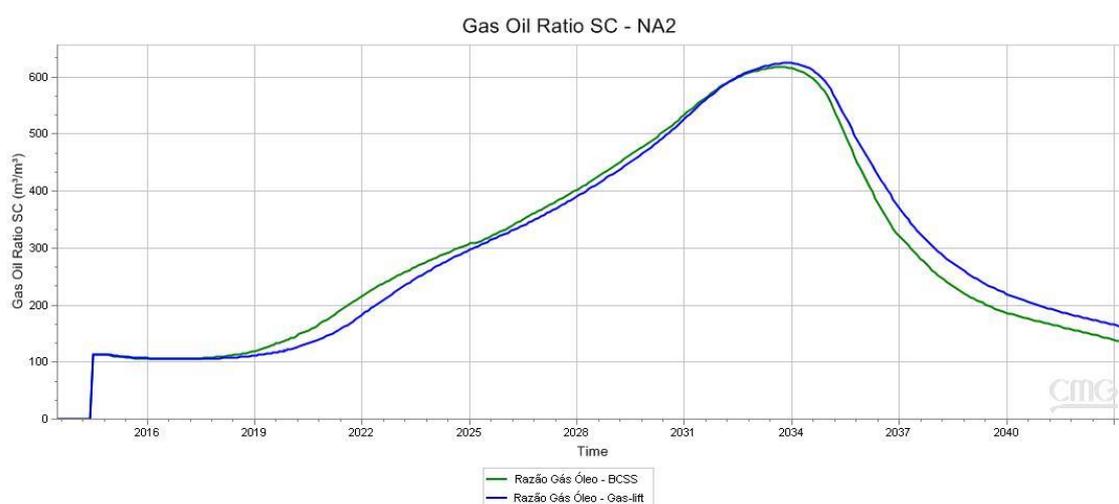


Figura 6-6: Razão gás/óleo do poço NA2 nos casos 1 e 2

A produção de óleo prevista para o poço RJS19, apresentada na Figura 6-7, o uso de bomba mostra-se mais eficiente em toda a vida produtiva do poço, de modo que esse método é selecionado.

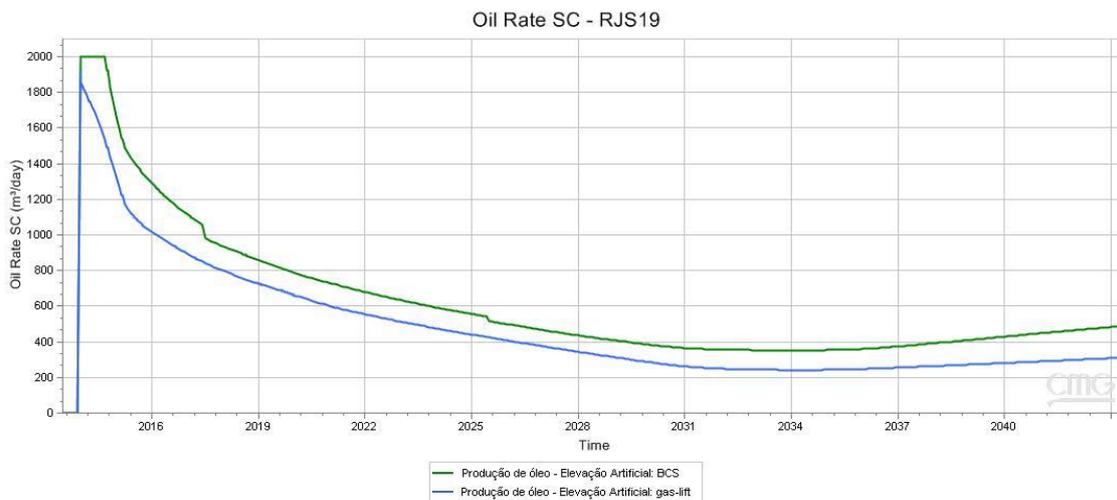


Figura 6-7: Produção de óleo do poço RJS19

Finalmente, baseado nessas observações, foram estabelecidos os *Casos 3 e 4*. No *Caso 3*, é aplicado *gas lift* para produção do poço NA1A, e BCSS nos poços NA2 e RJS19. No *Caso 4*, um novo cronograma de produção foi estabelecido, conforme o esquema mostrado na Figura 6-8.

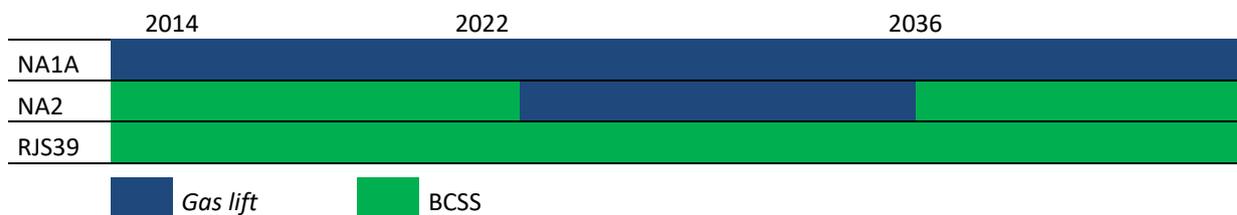


Figura 6-8: Cronograma de Elevação Artificial – Caso 4

A previsão de produção dos poços NA1A, NA2 e RJS19 estão expostas em Figura 6-9, Figura 6-10 e Figura 6-11.

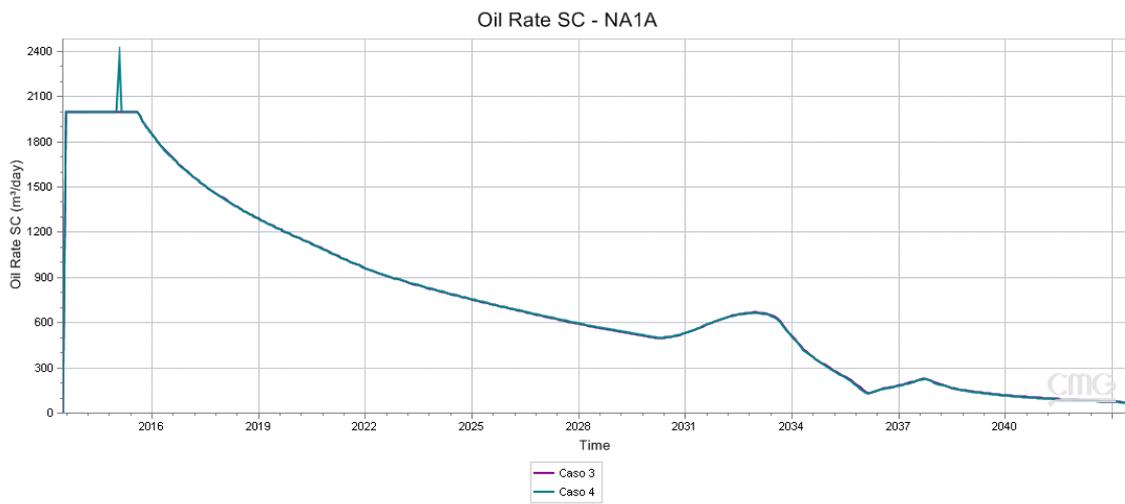


Figura 6-9: Previsão da produção de óleo do poço NA1A nos Casos 3 e 4

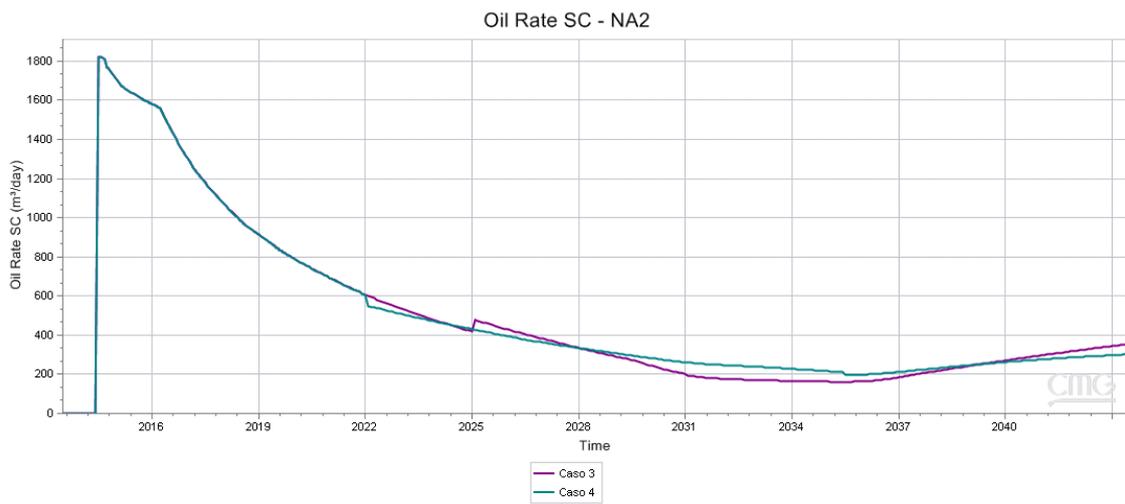


Figura 6-10: Previsão da produção de óleo do poço NA2 nos Casos 3 e 4

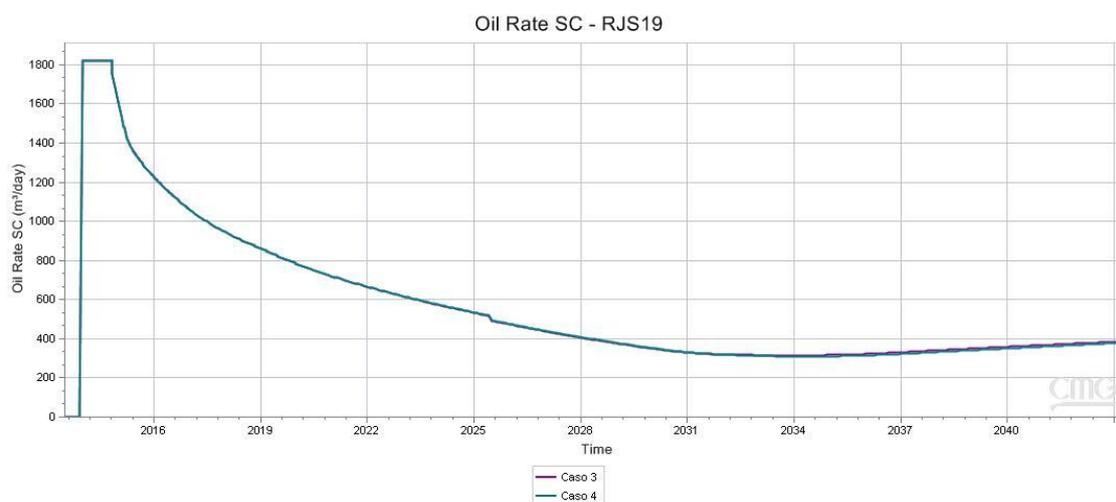


Figura 6-11: Previsão da produção de óleo do poço RJS19 nos casos 3 e 4

6.5 AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Após a simulação do trabalho e obtenção do perfil de produção para os casos propostos, foi feita uma avaliação econômica. Para tal análise, o custo de capital, custo operacional, custos com intervenções, ou *workover*, e custo de renda (*income costs*) foram levados em consideração, assumindo-se os valores dados por Hullio et al. (2018). Antes da tomada de uma decisão final, o estudo econômico do projeto deve ser realizado, uma vez que sua lucratividade é, normalmente, o critério final de decisão.

As tabelas abaixo mostram as despesas de capital e despesas operacionais de BCSS e *Gas lift* por poço, segundo Hullio et al. (2018).

Tabela 6-12: Capex de BCSS e *Gas lift* (adaptado de Hullio et al. 2018)

Serviço	Custo BCSS (\$)	Custo <i>Gas lift</i> (\$)	Caso 0 (\$)
Equipamentos de elevação artificial	120300	165387	290002
Instalação/ <i>workover</i>	42000	29000	182100
Equipamentos de superfície	150800	182100	24075
Suporte elétrico	84000	96300	15500
Medição	20667	62000	290002

Tabela 6-13: Opex de BCSS e Gas lift (adaptado de Hullio et al. 2018)

Serviço	Custo BCSS (\$)	Custo Gas lift (\$)	Caso 0 (\$)
Horse Power por ano	1051200	705600	141120
Custo de Operação	700000	700000	233333,3
Custo de Manutenção	833333	600000	150000
Tratamento de água	550000	550000	550000

Os custos de Instalação/Workover são considerados a cada 2 anos, nos casos de BCSS, e a cada 7 anos, nos casos de *gas lift*.

A partir dos valores obtidos, por meio da simulação da produção dos poços, dos valores acumulados de óleo por poço, para cada um dos casos, foram calculados seus respectivos VPLs (valor presente líquido) e RPI (retorno sobre o investimento).

O VPL é um critério econômico usado para avaliar a rentabilidade de projetos e pode ser calculado a partir do valor descontado dos projetos. A (28) é a equação básica do VPL:

$$VPL = C_0 + \frac{C_1}{(1+J)} + \frac{C_2}{(1+J)^2} + \frac{C_3}{(1+J)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+J)^n} \quad (28)$$

onde,

C_n = fluxo de caixa no período n;

J = custo do capital, ou taxa de juros.

O ROI (Retorno sobre o investimento) também é outro critério econômico que determina a lucratividade de um projeto, estimando o lucro líquido e o investimento total do projeto. O ROI calculado neste trabalho é apenas uma estimativa e não deve ser o critério principal de escolha do método de elevação adotado, uma vez que, para tanto, é necessária uma análise de custos muito mais criteriosa. A equação básica do ROI é dada pela (29):

$$ROI = \frac{\text{Lucro Operacional}}{\text{Investimento}} \quad (29)$$

Na Tabela 6-14, encontram-se os valores de produção de óleo acumulada, VPL e ROI para cada um dos casos simulados, assumindo-se $i = 0,1$ ao ano. Além disso, foram avaliados dois cenários, nos quais o preço do metro cúbico de óleo é \$ 526,32 e \$ 250,00 em todo o período analisado. Nota-se que o Caso 4 obteve os melhores resultados de VPL e de produção acumulada de óleo. Por esses dois critérios, considerando apenas os fatores expostos neste trabalho, a alternância entre os métodos de elevação é a melhor opção.

Tabela 6-14: Resultados da Análise Econômica

Casos	Produção Acumulada (milhões de m ³)	526,32 \$/m ³		250,00 \$/m ³	
		VPL	ROI	VPL	ROI
Caso 1	19,04	\$ 4.502.695.940,00	2,20	\$ 2.086.643.892,65	1,03
Caso 2	19,58	\$ 4.452.523.195,69	2,67	\$ 2.077.330.754,97	1,20
Caso 3	20,02	\$ 4.628.512.836,28	2,08	\$ 2.150.222.514,84	0,97
Caso 4	20,08	\$ 4.638.107.806,48	2,34	\$ 2.156.946.118,43	1,09

O ROI do Caso 2, no cenário definido por 526,32 \$/m³, é maior que os demais. Quanto tem-se 250 \$/m³, o maior retorno sobre o investimento é, também, associado ao Caso 2, onde todos os poços produzem por *gas lift*. Isso mostra o quão significativo são os custos de BCSS. O CAPEX associado ao BCSS é 78% do CAPEX associado ao *gas lift*. Por outro lado, os custos operacionais, OPEX, associados à elevação artificial por bombeio centrífugo submerso superam os custos com *gas lift* em 42% anualmente.

Uma análise econômica individual do poço NA2 pode ser observada na Tabela 6-15. A produção acumulada no caso 4 cai em relação aos casos 1 e 2. Isso se deve à maior depleção do reservatório pelo poço NA1A e RJS19, e conseqüente queda mais acentuada da pressão estática do reservatório.

Tabela 6-15: Resultados da análise econômica do poço NA2

Casos	Produção Acumulada (milhões de m ³)	526,32 \$/m ³		250 \$/m ³	
		VPL	ROI	VPL	ROI
1	6,00	\$ 1.341.955.712,98	42,66	\$ 620.909.707,96	19,74
2	5,56	\$ 1.209.422.501,62	54,30	\$ 562.778.619,68	25,27
3	5,36	\$ 1.252.186.266,88	39,20	\$ 578.014.321,08	18,10
4	5,44	\$ 1.258.588.887,37	44,24	\$ 582.889.910,97	20,49

Apesar da dificuldade na observação dos resultados para o poço isolado, em função do efeito causado pela produção dos outros poços, é possível notar, comparando os casos 3 e 4 (cuja única diferença é a alternância no método de elevação aplicado no poço NA2), que a abordagem adotada no último caso é viável. O caso 4, que representa uma abordagem não muito adotada usualmente, mostrou-se próxima e, possivelmente, melhor que a opção representada pelo Caso 3, opção que, normalmente, é mais levada em conta.

7 CONCLUSÕES

O cenário atual do mercado de óleo e gás, bem como o panorama mundial da demanda e oferta de energia, demandam todos os esforços de engenharia pela otimização de produção de petróleo, vinculada à minimização dos custos operacionais envolvidos. A intensão deste trabalho é estudar a viabilidade da troca, em algum momento da vida produtora de um poço, do método de elevação artificial adotado, como forma de melhorar a produção, além de reduzir os custos.

Sob essa perspectiva, este trabalho utiliza da simulação de reservatórios e escoamento multifásico de forma conjunta, para estudar os efeitos do uso de *gas lift* e BCSS na depleção de um reservatório. Pôde-se perceber que essa abordagem contribuiu para uma análise mais robusta, uma vez que a depleção causada por um poço pôde ser considerada no sistema como um todo, gerando maior proximidade entre a simulação e um cenário real.

A utilização alternada de BCSS e *gas lift* mostrou-se viável apenas no poço NA2A. As limitações relacionadas à produção de gás e custo operacionais de BCSS foram os principais viabilizadores da substituição método de bombeio pela injeção de gás na coluna de produção. Não houve, contudo, um aumento significativo na produtividade do poço. A maior vantagem, nesse caso, foi a possibilidade de redução de custos.

A opção na qual estava prevista a alternância entre os métodos de elevação retornou o maior VPL e produção acumulada de óleo entre os casos estudados. Devido aos altos custos de BCSS, no entanto, a opção de aplicar *gas lift* a todos os poços apresenta maior retorno sobre o investimento. Uma decisão pode ser tomada, uma vez estabelecidos os critérios para tanto.

Este trabalho pode ser levado adiante utilizando-se Modelagem Integrada de Produção (MIP) para análise do desempenho de *gas lift* e BCSS nos poços produtores. Uma vez que a produção se inicia, o cenário para o qual a bomba e a injeção de gás foram projetados fica sujeito a mudanças que não foram previstas neste trabalho. Uma vez considerados tais efeitos, é possível realizar a simulação de operação de *gas lift* e bomba (profundidade, pressão e vazão de injeção e gás e modelo e profundidade de bomba) de forma mais realista.

Além disso, a metodologia utilizada, pode ser empregada a outros estudos de caso, com distintos modelos de reservatório, de modo a observar situações em que a troca de método de elevação mostra-se viável, e quais fatores determinam essa viabilidade. Neste trabalho, notou-se que o poço para o qual a troca de método foi viável, o gargalo da produção encontrava-se no reservatório, e os comportamentos das vazões sob cada método de elevação eram parecidos.

A implementação do modelo elaborado neste trabalho também pode ser levada em consideração em estudos futuros. Também vale estudar formas de gerar os conjuntos de tempos com possíveis intervenções ou manutenções de forma mais eficiente, buscando caminhos alternativos à solução encontrada para a consideração do custo de *workover*.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. ANP participa de seminário sobre o futuro do setor de óleo e gás. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/anp-e-p/4710-anp-participa-de-seminario-sobre-o-futuro-do-setor-de-oleo-e-gas>>. Acesso em: 26/11/2018.

AVANSI, G. D.; SCHIOZER, D. J. UNISIM-I: Synthetic Model for Reservoir Development and Management Applications. **International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry**, v. 9, n. 1, p. 21–30, 2015.

BEGGS, H. .; BRILL, J. . “A Study of two phase flow in inclined pipes”. 1973.

BUCARAM, S. M. M.; PATTERSON, J. C.; ARCO, E.; TECHNOLOGY, P. Managing Artificial Lift. **Journal of Petroleum Technology**, v. 46, n. 4, p. 335–340, 1994. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00026212&soc=SPE>>. .

CLEGG, J. D.; BUCARAM, S. M.; HEIN, N. W. Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods(includes associated papers 28645 and 29092). **Journal of Petroleum Technology**, v. 45, n. 12, p. 1128–1167, 1993. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/24834-PA>>. .

ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D.; CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES. **Petroleum Production Systems**. New Jersey: Prentice Hall PTR, 1993.

FILHO, J. C. V. H. **Avaliação do Acoplamento Explícito entre Simulação de Reservatório e Sistema de Produção**, 2012. UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS.

FILHO, J. C. V. H. **Avaliação do Acoplamento Explícito entre Simulação de Reservatório e Sistema de Produção**, 2012. UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS.

GASPAR, A. T. F. DA S. Caso UNISIM-I-D para Estudos de Benchmark para Seleção de Estratégias de Desenvolvimento e Produção. **UNISIM ONLINE**, dez. 2013. UNICAMP. Disponível em: <https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/online/UNISIM_ON_LINE_N76.PDF>. .

HEINZE, L. R.; WINKLER, H. W.; LEA, J. F. Decision Tree for Selection of Artificial Lift Method. SPE Production Operations Symposium. **Anais...** . p.8, 1995. Oklahoma City, Oklahoma, USA: Society of Petroleum Engineers. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/29510-MS>>. .

HULLIO, I. A.; JOKHIO, S. A.; MEMON, K. R.; NAWAB, S.; BALOCH, K. J. Design and Economic Evaluation of the ESP and Gas Lift on the Dead Oil Well. , v. 8, n. 6, p.

1548–1553, 2018. Disponível em: <<http://inpressco.com/category/ijcjet>>. .

KLEPPE, J. **Reservoir Simulation**, 2018. Norwegian University of Science and Technology.

LEA, J. F.; NICKENS, H. V. Selection of Artificial Lift. **SPE Mid-Continent Operations Symposium**, 1999. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/52157-MS>>. .

MAGALHÃES, T. C. B. D. **Influência de Restrições Operacionais na Definição das Estratégias de Produção**, 2005. Universidade Estadual de Campinas.

MASCHIO, A. T. G. A. S. C.; AVANSI, G.; SCHIOZER, J. H. F. D. **Study Case for Reservoir Exploitation Strategy Selection based on UNISIM-I Field**. 2015.

NREL. Electronic Submersible Pump (ESP) Technology and Limitations with Respect to Geothermal Systems (Fact Sheet). NREL (National Renewable Energy Laboratory). , 2014. Alliance for Sustainable Energy, LLC. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62355.pdf>>. .

PEIXOTO, G. DE A. **Otimização do dimensionamento de gas lift contínuo em poços marítimos**, 1995. Universidade Estadual de Campinas. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/264341>>. .

PETROBRÁS. Tecnologia Petrobrás 2013. , p. 78, 2013. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/relatorio-apresenta-nossos-principais-resultados-de-2014-na-area-de-tecnologia.htm>>. .

PRAKOSO, N. F.; MEDCO, E.; INDONESIA, P. SPE 128974 Single String Packerless ESP Gas Lift Hybrid ; Optimizing Production and. **Production**, p. 1–8, 2010.

ROHMAN, A. F.; ARSETO, Y. I.; HAMZAH, K. Redesign of a Single String Packerless ESP-Gas Lift Hybrid ESP-Gas Lift Hybrid Design Overview. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. **Anais...** . p.10, 2015. Nusa Dua, Bali, Indonesia: Society of Petroleum Engineers.

ROSA, A. J.; XAVIER, J. A. D.; CARVALHO, R. DE S. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda, 2006.

ROSA, V. **Otimização em Localização de Plataformas de Produção**, 2006. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SAPUTELLI, L. Combined Artificial Lift System - An Innovative Approach. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. **Anais...** , 1997. Society of Petroleum Engineers. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/39041->

MS>. .

SCHIOZER, D. J. **Simultaneous Simulation of Reservoir and Surface Facilities**, 1994. Stanford University.

SHOHAM, O. Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes. **Society of Petroleum Engineers**, 2006.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2º ed. Interciência, 2004.

WANG, P. Development and applications of production optimization techniques for petroleum fields. , , n. March, p. 1–196, 2003. Disponível em: <<https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/pereports/PhD/Wang03.pdf>>. .

WANG, Y.; DUAN, M.; FENG, J.; et al. Modeling for the optimization of layout scenarios of cluster manifolds with pipeline end manifolds. **Applied Ocean Research**, v. 46, n. March, p. 94–103, 2014. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0141118714000145>>. .

ZHAO, R.; ZHANG, X.; LIU, M.; et al. Production Optimizaton and Application of Combined Artificial-Lift Systems in Deep Oil Wells. **SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition**, p. 1–10, 2016. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/184222-MS>>. .