

**ANÁLISE DE SISTEMAS DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL POR  
INJEÇÃO DE NITROGÊNIO PARA SURGÊNCIA DE POÇOS E  
PRODUÇÃO.**

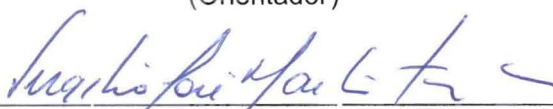
**Clarissa Andrade Santarem**

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

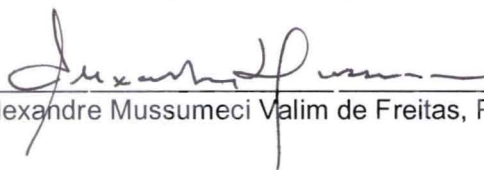
Aprovado por:



Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.  
(Orientador)



Prof. Virgilio Jose Martins Ferreira Filho, D.Sc.  
(Co-orientador)



Alexandre Mussumeci Valim de Freitas, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL  
FEVEREIRO, 2009

Aos grandes mestres, e amigos,  
que têm uma parcela de culpa por  
eu estar aqui hoje.

*“Conhecimento é poder.”*

THOMAS HOBBES

*“Pensar apenas ou desejar somente  
nunca levou ninguém a lugar  
nenhum. É necessária também a  
ação.”*

WILLIAM SHAKESPEARE

# Agradecimentos

Agradeço ao Professor Virgilio José Martins Ferreira Filho, tanto pela orientação no trabalho de pesquisa, quanto em todos os momentos dentro da UFRJ. Nunca mediu esforços para ajudar seus alunos, mostrando-se muito mais que um orientador, um amigo.

Ao Professor Paulo Couto que ajudou e incentivou todos os alunos da Engenharia de Petróleo, sendo orientador de muitos e amigos de todos.

Ao Professores Alexandre Mussumeci, por atender ao pedido de participar da banca de avaliação e, Benjamin Plavnik, pelo apoio durante a pesquisa. Aos demais mestres por todo conhecimento que me transmitiram no que diz respeito à engenharia e também à vida.

Aos meus pais e irmãos que sempre apoiaram minhas escolhas e me incentivaram durante toda minha vida acadêmica. Ao meu padrinho que abriu as portas da sua casa para mim durante esses cinco anos e, também por isso, tornou-se um grande amigo.

Aos meus grandes amigos por compreenderem minha ausência em vários momentos por conta das obrigações na faculdade.

Um agradecimento especial ao meu noivo, Diogo Penna, pelo apoio incondicional em todos os momentos, agüentando meu stress e cansaço com compreensão e amor.

Agradeço também o apoio recebido da ANP que, através do PRH-21, impulsionou e patrocinou minha pesquisa acadêmica e a todos que, de alguma forma, colaboraram para que este trabalho se concretizasse.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b> .....	<b>vi</b>
<b>Lista de Tabelas</b> .....	<b>viii</b>
<b>Resumo</b> .....	<b>ix</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>x</b>
<b>1. Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1. Relevância do tema .....	1
1.2. Estrutura .....	2
<b>2. Elevação</b> .....	<b>3</b>
2.1. Elevação artificial – <i>Gas lift</i> .....	3
2.1.1. Sistemas de <i>gas lift</i> .....	5
2.1.2. Válvulas de <i>gas lift</i> .....	6
2.1.3. Características do <i>gas lift</i> contínuo .....	9
2.2. Aumento na produção de petróleo .....	10
<b>3. Utilização do nitrogênio na indústria de petróleo</b> .....	<b>12</b>
3.1. Manutenção de pressão do reservatório .....	12
3.2. Injeção de nitrogênio na capa de gás do reservatório .....	13
3.3. Tratamentos químicos .....	15
3.4. Recuperação avançada por injeção cíclica de gás .....	15
3.5. Injeção de nitrogênio no método <i>Dual Gradient Drilling</i> .....	17
<b>4. Considerações sobre o Nitrogênio</b> .....	<b>20</b>
4.1. Armazenamento do nitrogênio líquido .....	20
4.2. Equipamentos .....	21
4.2.1. Unidade de gaseificação de nitrogênio líquido .....	21
4.2.1.1. Sistema <i>Heat Recovery</i> .....	22
4.2.1.2. Sistema <i>Direct-Fire</i> .....	22

4.2.2.	Tanques criogênicos .....	23
4.3.	Membranas de geração de nitrogênio <i>in situ</i> .....	24
<b>5.</b>	<b>Indução de surgência .....</b>	<b>27</b>
5.1.	Através do flexitubo .....	27
5.2.	Através de tubulação concêntrica.....	28
5.3.	Através de válvula de <i>gas lift</i> .....	28
<b>6.</b>	<b>Elevação artificial por <i>nitrogen lift</i>.....</b>	<b>31</b>
6.1.	Estudo de caso .....	31
6.2.	Pressão de injeção do gás.....	33
6.3.	Incentivos à aplicação na elevação artificial .....	36
<b>7.</b>	<b>Conclusões .....</b>	<b>38</b>
<b>8.</b>	<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>39</b>
<b>9.</b>	<b>Anexo I – Fator de compressibilidade do gás natural.....</b>	<b>42</b>
<b>10.</b>	<b>Anexo II – Fator de compressibilidade do metano .....</b>	<b>43</b>

## Lista de Figuras

Figura 2.1 – Coluna de produção equipada com válvula de <i>gas lift</i> . (Fonte: <i>Petroleum production systems, 1994</i> ).....	4
Figura 2.2 – Sistema de <i>gas lift</i> . (Fonte: <i>Fundamentos de engenharia de petróleo, 2004</i> ).....	6
Figura 2.3 – Válvulas de <i>gas lift</i> . (Fonte: <i>Fundamentos de engenharia de petróleo, 2004</i> ).....	7
Figura 2.4 – Esquema típico de coluna de produção com mandris de <i>gas lift</i> . (Fonte: <i>MATOS, 2007</i> ).....	8
Figura 2.5 – Poço produzindo por <i>gas lift</i> contínuo. (Fonte: <i>Fundamentos de engenharia de petróleo, 2004</i> ).....	9
Figura 2.6 – Vazão de líquido em função da injeção de gás em um sistema de <i>gas lift</i> contínuo. (Fonte: <i>Fundamentos de engenharia de petróleo, 2004</i> ).....	10
Figura 2.7 – Efeito sobre a pressão com a utilização de <i>gas lift</i> como método de elevação artificial. (Fonte: <i>MATOS, 2007</i> ).....	11
Figura 3.1 – Produção de óleo no México – passado e futuro. (Fonte: <i>MEARNS, 2007</i> ).....	13
Figura 3.2 – Injeção de nitrogênio pela <i>kill line</i> para permitir duplo gradiente na perfuração (Fonte: <i>HERRMANN, 2001</i> ).....	18
Figura 4.1 – NPS540HR10: 540.000 SCFH / 10.000 PSI. (Fonte: <i>PETROBRAS; SOTEP, S. Considerações sobre o Nitrogênio</i> ).....	22
Figura 4.2 – Comportamento do nitrogênio dentro do tanque criogênico. (Fonte: <i>PETROBRAS; SOTEP, S. Considerações sobre o Nitrogênio</i> ).....	23
Figura 4.3 – Tanque <i>offshore</i> com 2000 gal. de capacidade. ( <i>PETROBRAS; SOTEP, S. Considerações sobre o Nitrogênio</i> ).....	24
Figura 4.4 – Unidade de geração de nitrogênio <i>in situ</i> . (Fonte: <a href="http://www.optiflowgaslift.com/nitrogensvcs.html">http://www.optiflowgaslift.com/nitrogensvcs.html</a> ).....	25
Figura 4.5 – Unidade portátil de geração de nitrogênio. (Fonte: <a href="http://www.generon.com/portuguese">http://www.generon.com/portuguese</a> ).....	25
Figura 5.1 – Injeção de nitrogênio para indução de surgência através de válvulas de <i>gas lift</i> . ( <i>PETROBRAS; SOTEP, S. Considerações sobre o Nitrogênio</i> ).....	29
Figura 6.1 - Comparação de injeção de gás natural e de nitrogênio. (Fonte: <i>AGUILAR, 2000</i> ).....	32
Figura 6.2 - Pressão requerida na superfície para injeção. (Fonte: <i>AGUILAR, 2000</i> ) .	32

Figura 9.1 – Fator de compressibilidade para gases naturais. ( <i>Fonte: Standing and Katz, 1942</i> ) .....	42
Figura 10.1 – Fator de compressibilidade do metano. ( <i>Fonte: Brown and Katz, 1948</i> )	43

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Propriedades físicas do nitrogênio. ( <i>Fonte: Elaboração do autor</i> ) .....	20
Tabela 2 – Propriedades físicas do metano. ( <i>Fonte: Elaboração do autor</i> ) .....	20
Tabela 3 – Vantagens e desvantagens da indução de surgência através de tubulação concêntrica. ( <i>Fonte: PETROBRAS; SOTEP, S. Considerações sobre o Nitrogênio</i> ) .....	28
Tabela 4 – Propriedades pseudo-críticas do gás natural ( <i>Elaboração do Autor</i> ) .....	34



## Resumo

Sistemas de injeção de nitrogênio em colunas de produção (*nitrogen lift*) são utilizados tradicionalmente para proporcionar a surgência de novos poços de petróleo. Neste caso, grandes volumes de nitrogênio são transportados na forma líquida até a plataforma para posterior utilização. Recentemente, o desenvolvimento de unidades geradoras de nitrogênio a bordo de plataformas vem barateando o custo desta técnica e permitindo o uso deste gás por um período maior do que aquele necessário para a surgência dos poços. Este projeto de pesquisa tem por objetivo analisar a tecnologia de injeção de nitrogênio para surgência atualmente em uso, e avaliar a utilização de unidades geradoras embarcadas para a injeção deste gás durante a fase de produção do campo, como alternativa à tecnologia tradicional de *gas lift*, que utiliza parte do gás natural produzido para elevação artificial. Para tanto, utilizar-se-á uma abordagem teórica, realizando uma revisão bibliográfica das tecnologias de *nitrogen lift* e *gas lift*. Por fim, uma análise do ciclo de vida de uma unidade geradora embarcada será avaliada com o objetivo de verificar a viabilidade econômica desta nova tecnologia.

*Palavras-chave:* elevação artificial, *gas lift*, unidades geradoras de nitrogênio, engenharia de petróleo.

# Abstract

Nitrogen injection systems in columns of production (nitrogen lift) are traditionally used to provide surge of new oil wells. In this case, large volumes of nitrogen are transported in liquid form to the platform for later use. Recently, the development of nitrogen-generating units on board platforms is lowering the cost of this technique and allowing the use of gas for a period greater than that required for surge wells. This research project aims to analyze the technology of injection of nitrogen for surge currently in use, and evaluate the use of generating units shipped for the injection of gas during the production phase of the field as an alternative to traditional technology of gas-lift, which uses the natural gas produced for artificial lift. For this, use will be a theoretical approach, doing a literature review of technologies for gas lift and nitrogen lift. Finally, an analysis of the life cycle of a generating unit board will be evaluated with the objective to verify the economic feasibility of this new technology.

Keywords: artificial elevation, gas lift, nitrogen-generating units, petroleum engineering.

# 1. Introdução

## 1.1. Relevância do tema

O grande crescimento e o dinamismo da indústria de petróleo vêm favorecendo o desenvolvimento de campos em situações cada vez mais hostis. É neste quadro que se encontra este trabalho: produzir de uma maior fração do óleo presente em um reservatório utilizando a opção tecnológica mais viável, técnica e economicamente.

Este projeto de pesquisa tem por objetivo analisar a tecnologia de injeção de nitrogênio para indução à surgência atualmente em uso, e avaliar a utilização de unidades geradoras embarcadas para a injeção deste gás durante a fase de produção do campo, como alternativa à tecnologia tradicional de *gas lift*, que utiliza parte do gás natural produzido para elevação artificial. Para tanto, utilizar-se-á uma abordagem teórica, realizando em primeiro momento, uma revisão bibliográfica das tecnologias de *nitrogen lift* e *gas lift*.

O principal desafio deste trabalho é o de substituir de forma eficiente a atual tecnologia de *gas lift* e que está altamente difundida na indústria de E&P (Exploração e Produção), por uma nova e inovadora tecnologia que utiliza nitrogênio para propiciar a elevação do petróleo (*nitrogen lift*).

Espera-se verificar com este estudo e, através de uma análise técnica e econômica da tecnologia de injeção de nitrogênio, a viabilidade desta nova tecnologia em aplicações na indústria atual de petróleo. Sistemas de injeção de nitrogênio em colunas de produção (*nitrogen lift*) são utilizados tradicionalmente para proporcionar a surgência de novos poços de petróleo. Neste caso, grandes volumes de nitrogênio são transportados na forma líquida até a plataforma para posterior utilização. Recentemente, o desenvolvimento de unidades geradoras de nitrogênio a bordo de plataformas vem sendo cada vez mais empregado para este fim.

O desenvolvimento de unidades geradoras de nitrogênio a bordo de plataformas tende a baratear o custo desta técnica e permite o uso deste gás por um período maior do que aquele necessário para a surgência dos poços, contribuindo com a produção e maior recuperação do óleo do reservatório.

## 1.2. Estrutura

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

O Capítulo 2 aborda a definição da técnica de elevação artificial e, sobretudo, da elevação artificial por *gas lift*. O objeto é apresentar estes métodos com enfoque nas suas aplicações e limitações, de forma a destacar a aplicação e a importância na produção de petróleo.

Uma vez destacada a metodologia de elevação artificial por *gas lift*, o Capítulo 3 dedica-se a apresentar as utilizações do nitrogênio na indústria de petróleo. Neste capítulo são mostrados alguns casos da sua utilização em áreas específicas da indústria, os quais foram encontrados na literatura especializada.

Já o Capítulo 4 é reservado para a introdução de alguns conceitos sobre o nitrogênio, enfatizando suas propriedades, a sua utilização como nitrogênio líquido e os equipamentos e sistemas disponíveis para esta utilização, assim como a aplicação das membranas de geração de nitrogênio *in situ*.

O Capítulo 5 trata da indução de surgência de poços de petróleo, uma das áreas de foco desse projeto e de maior utilização do gás nitrogênio na indústria.

Finalmente, no Capítulo 6 são apresentados os dados obtidos sobre a utilização do nitrogênio para elevação artificial de petróleo, o *nitrogen lift*. É apresentado um estudo de caso com o fim de esclarecer para casos na indústria a substituição do gás natural pelo nitrogênio é vantajosa, e são dados exemplos matemáticos para corroborar os resultados deste estudo de caso.

## 2. Elevação

Quando a pressão do reservatório é suficientemente elevada, os fluidos nele contidos alcançam livremente a superfície, sendo assim produzidos por elevação natural. Os poços que produzem dessa forma são denominados de poços surgentes.

Já quando a pressão do reservatório é relativamente baixa, os fluidos não alcançam a superfície sem que se utilizem meios artificiais de elevação. O mesmo ocorre no fim da vida produtiva por surgência ou quando o poço apresenta uma vazão abaixo do esperado em projeto, necessitando de uma suplementação da energia natural através de “elevação artificial”. Utilizando equipamentos específicos é possível reduzir a pressão de fluxo no fundo do poço, com o conseqüente aumento do diferencial de pressão sobre o reservatório, o que leva a um aumento de vazão.

Existem diversos métodos de elevação artificial na indústria de petróleo, entre os mais comuns estão *gas lift* contínuo e intermitente, bombeio centrífugo submerso, bombeio mecânico com hastes e bombeio por cavidades progressivas.

A seleção do melhor método para determinado poço ou campo de petróleo depende de vários fatores. Os principais a serem considerados são: número de poços, diâmetro do revestimento, produção de areia, razão gás-líquido, vazão, profundidade do reservatório, viscosidade dos fluidos, mecanismo de produção do reservatório, disponibilidade de energia, acesso aos poços, distância dos poços às facilidades de produção, equipamento disponível, recursos humanos treinados, investimento, custo operacional, segurança, entre diversos outros fatores.

Cada um dos métodos disponíveis na indústria apresenta vantagens e desvantagens, para poder optar por determinado método deve-se conhecer detalhes do mesmo e características do poço no qual será instalado.

Este trabalho será focado na análise do método de *gas lift*, o qual será mais detalhado no próximo tópico.

### 2.1. Elevação artificial – *Gas lift*

O *gas lift* é a denominação de certo número de processos utilizados para elevação artificial de petróleo onde o reservatório não apresente pressão suficiente para produzir o poço. Consiste em um método de elevação artificial que utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar os fluidos do reservatório até a superfície. O gás é utilizado para gaseificar a coluna de fluido ou simplesmente para deslocá-la de determinada profundidade até a superfície.

Este processo envolve a injeção de gás através do anular do poço de forma a diminuir a densidade do óleo a ser produzido, assim a pressão da formação é capaz de elevar a coluna de fluido, ou seja, este método reduz a pressão requerida para elevação da coluna de fluido. O *gas lift* pode ser utilizado ao longo de toda a vida útil de um poço de petróleo: deste o momento que inicia a produção até o seu abandono. O esquema de um poço equipado para *gas lift* pode ser observado de forma simplificada na Figura 2.1.

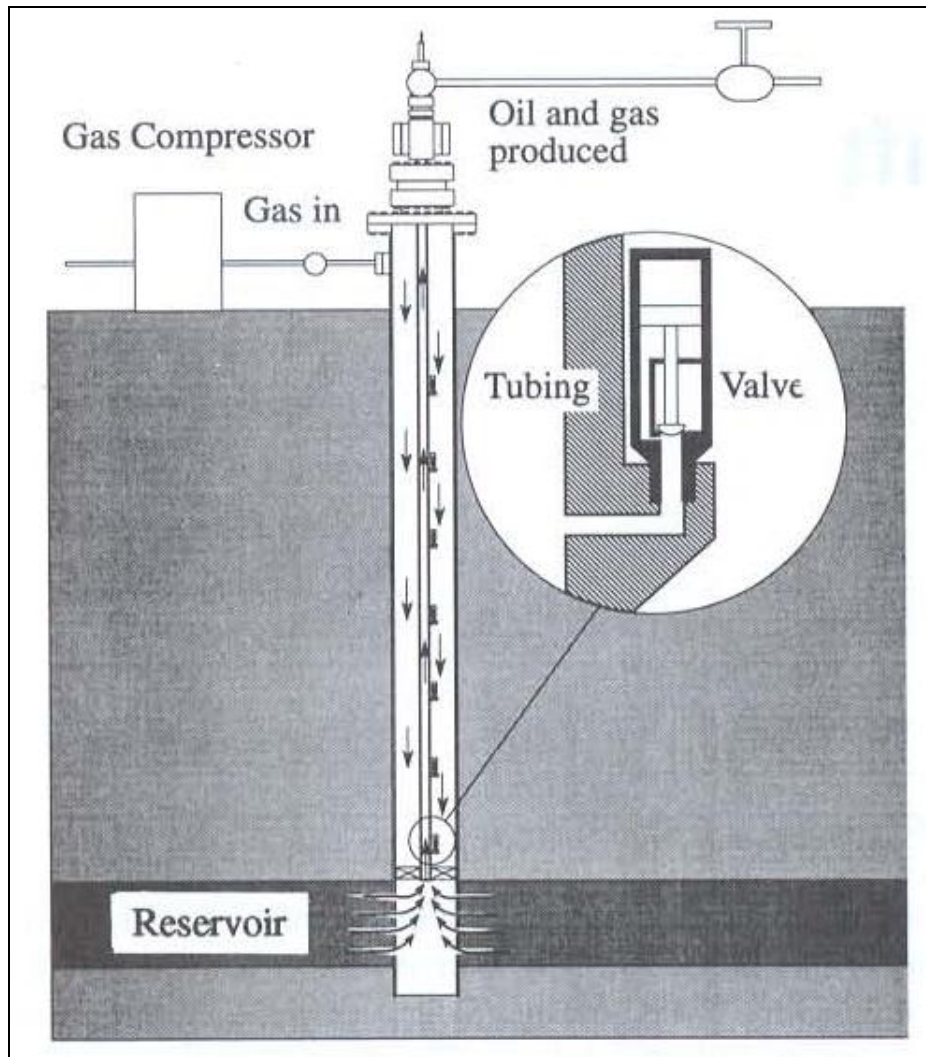


Figura 2.1 – Coluna de produção equipada com válvula de *gas lift*. (Fonte: *Petroleum production systems, 1994*)

Esse é um método muito versátil em termos de vazão, de profundidade e, é propício para poços que produzem fluidos com alto teor de areia, elevada razão gás-líquido, além de não apresentar restrições quanto à presença de cones de água ou gás e de exigir investimentos relativamente baixos no caso de poços profundos.

Porém, duas considerações devem ser levantadas no projeto. Primeiramente, grandes volumes de gás injetados no poço podem afetar o processo de separação na facilidade de produção. Em segundo lugar, existe um limite superior de razão gás-líquido (RGL) que a diferença de pressão no poço começa a aumentar porque a redução na pressão hidrostática será compensada pelo aumento na pressão devido a fricção.

O gás pode ser injetado continua ou intermitentemente, dependendo das características da produção, geometria do poço e disposição do equipamento de *gas lift*.

O *gas lift* contínuo é baseado na injeção contínua de gás a alta pressão na coluna de produção com o objetivo de gaseificar o fluido desde o ponto de injeção até a superfície. Até certos limites, aumentando-se a quantidade de gás na coluna de produção diminui-se o gradiente médio de pressão, com conseqüente diminuição da pressão de fluxo no fundo e aumento de vazão. É um método padrão e versátil, apresentando excelente continuidade operacional e, não apresenta problemas para implementação em poços desviados.

O *gas lift* intermitente é basicamente o deslocamento de golfadas de fluido para a superfície através da injeção de gás a alta pressão na base das golfadas. Essa injeção de gás possui tempos bem definidos e, normalmente, é controlada na superfície por um intermitor de ciclo e uma válvula controladora. Este método é utilizado em poços que apresentam baixas vazões, menores que 80m<sup>3</sup>/d, e apresenta baixa eficiência energética ao ser comparado ao *gas lift* contínuo.

Em geral, 95% dos poços completados com equipamentos de *gas lift* produzem através do *gas lift* contínuo. Por isso, neste projeto optou-se pelo foco nesta metodologia para a análise da utilização dos diferentes gases, gás natural e nitrogênio, no processo de *gas lift*.

### **2.1.1. Sistemas de *gas lift***

A Figura 2.2 apresenta um desenho esquemático de poços equipados para produzir por *gas lift*. Este sistema é composto basicamente por:

- Fonte de gás de alta pressão (compressores);
- Controlador de injeção de gás na superfície (*choke* ou *motor valve*);
- Controlador de injeção de gás em subsuperfície (válvulas de *gas lift*);
- Equipamentos para separação e armazenamento dos fluidos produzidos (separadores, tanques etc.).

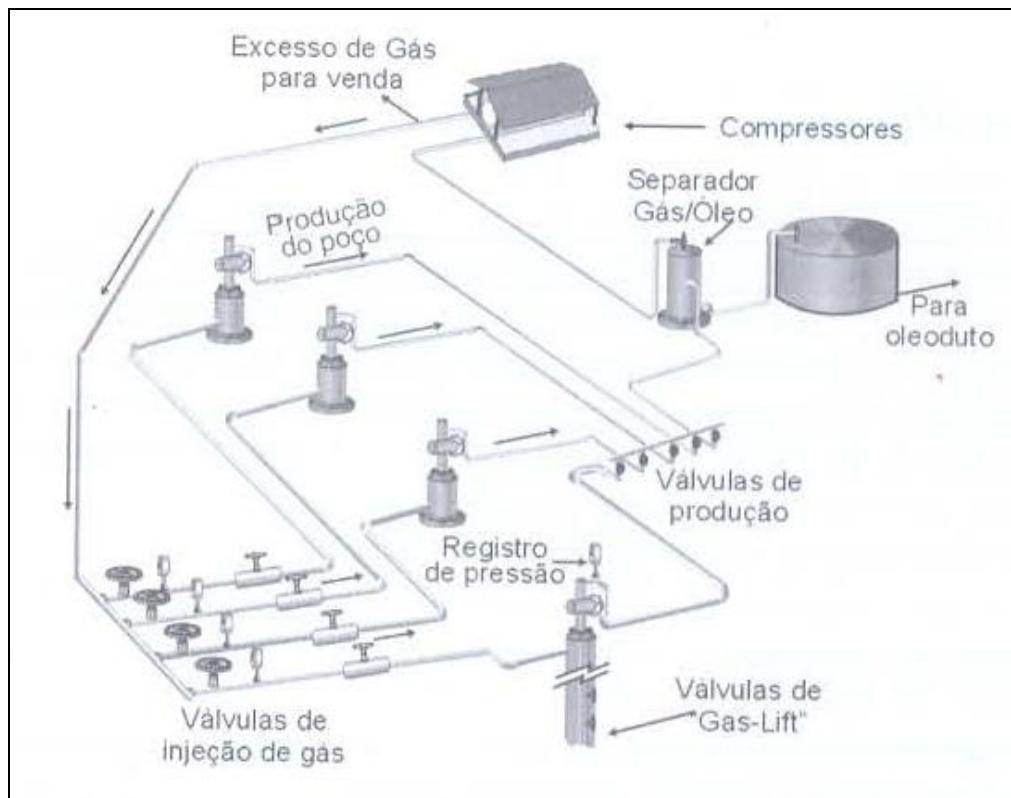


Figura 2.2 – Sistema de *gas lift*. (Fonte: *Fundamentos de engenharia de petróleo*, 2004)

O *gas lift* contínuo requer injeção contínua de gás na coluna de produção, proporcional à vazão de líquido proveniente do reservatório. Para maximizar a produção de petróleo a injeção de gás varia de acordo com condições e geometrias do poço. A injeção de muito ou pouco gás pode não resultar em produção máxima, isto é, a quantidade ótima de gás a ser injetado é determinada pelo teste de poço, quando a taxa de injeção é variada e a produção de líquidos é medida.

Embora o gás seja recuperado a partir da separação do óleo em uma fase posterior, o processo requer energia de um compressor para a condução desse gás, a fim de elevar a pressão deste a um nível em que possa ser re-injetado.

### 2.1.2. Válvulas de *gas lift*

As válvulas de *gas lift* são, fundamentalmente, válvulas reguladoras de pressão introduzidas entre a coluna de produção e o revestimento para facilitar a operação de descarga do poço, isto é, a retirada do fluido de amortecimento e, controlar o fluxo de gás, do anular para o interior da coluna de produção, em profundidades predeterminadas, esta última é chamada de válvula de descarga e operadora.



A Figura 2.3 mostra em corte uma válvula de *gas lift* típica, indicando suas partes principais e a maneira como é instalada na coluna de produção. A válvula apresentada está fechada, com a esfera em contato com a sede da válvula. Para que ela abra é necessário que a pressão no anular atinja um valor preestabelecido por cálculos, de acordo com a pressão do gás no interior do domo e de acordo com a tensão da mola, elementos esses que tendem a manter a válvula fechada.

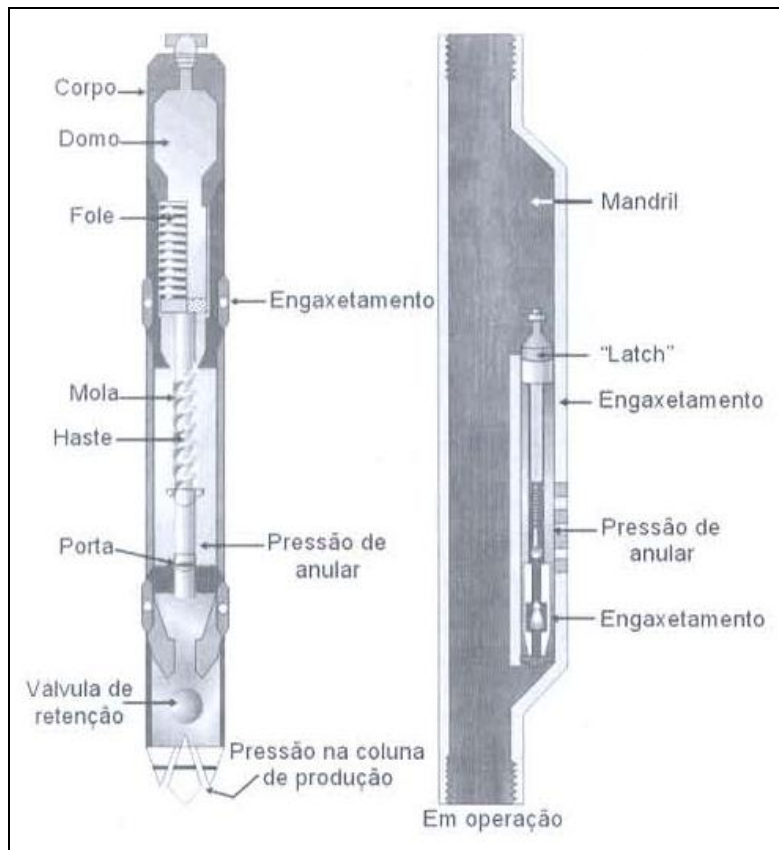


Figura 2.3 – Válvulas de *gas lift*. (Fonte: *Fundamentos de engenharia de petróleo, 2004*)

Estas válvulas são instaladas em mandris de *gas lift*, que por sua vez são colocados em seqüência na coluna de produção. Esse equipamento permite que o gás seja injetado no fluido pela coluna e sua elevação até a superfície. O desenho esquemático de um poço *offshore* com completação seca, equipado para elevação artificial com injeção de gás pode ser visualizado na Figura 2.4.

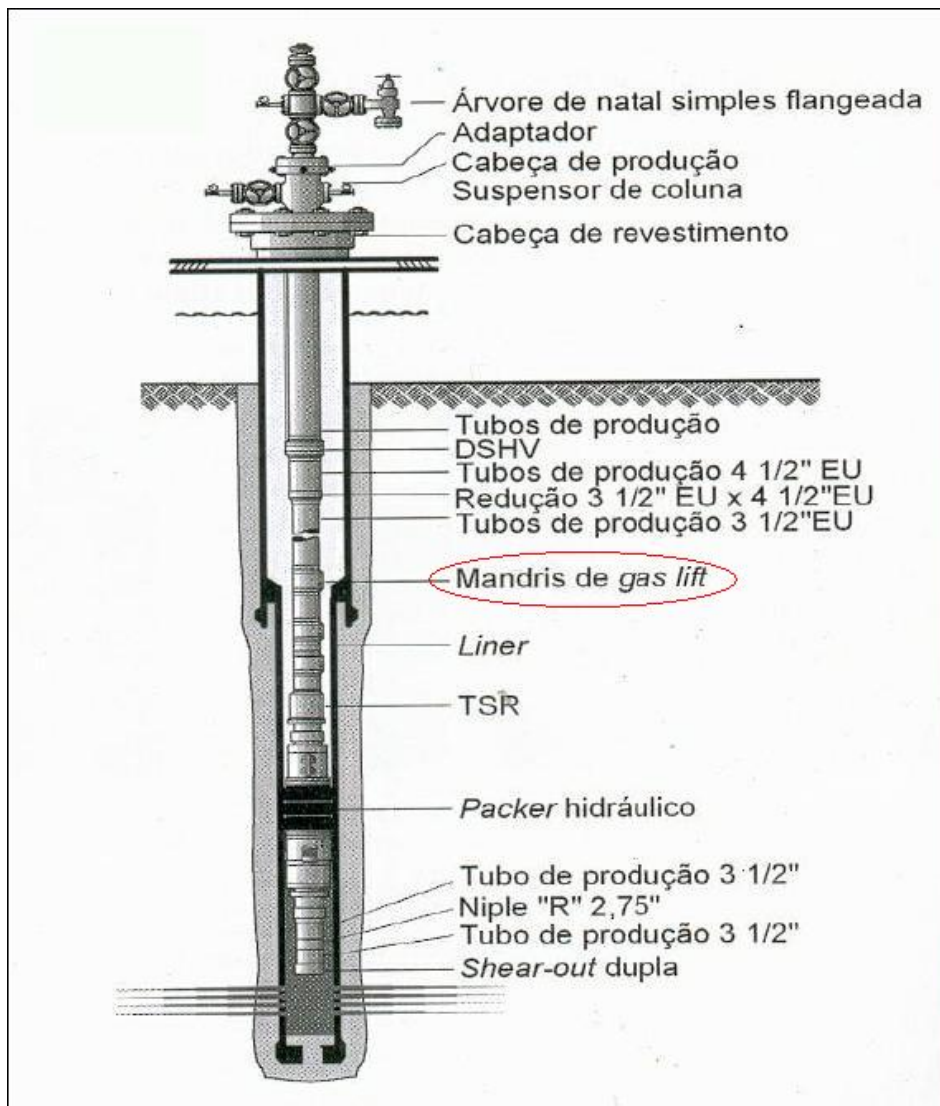


Figura 2.4 – Esquema típico de coluna de produção com mandris de *gas lift*. (Fonte: MATOS, 2007)

Existem dois tipos de mandris: o mandril convencional de gás, uma válvula é instalada assim que a coluna é colocada no poço, neste caso, para substituir ou reparar a válvula, toda coluna deve ser retirada. Utilizando o outro tipo de mandril, a válvula é instalada e removida por cabo, enquanto o mandril continua no poço, não havendo necessidade de retirada da coluna para reparar ou substituir a válvula.

Existem empresas no mercado que disponibilizam sistemas de *gas lift* de qualidade e flexibilidade. Como por exemplo, instalações de *gas lift* adequadas à produção com materiais abrasivos, como areia, podendo ser utilizado em baixa produtividade, com alta razão gás/óleo, ou poços desviados.

### 2.1.3. Características do *gas lift* contínuo

Na Figura 2.5 está representado um diagrama de fluxo contínuo em que constam os gradientes e pressões envolvidos na produção de um poço por *gas lift* contínuo.

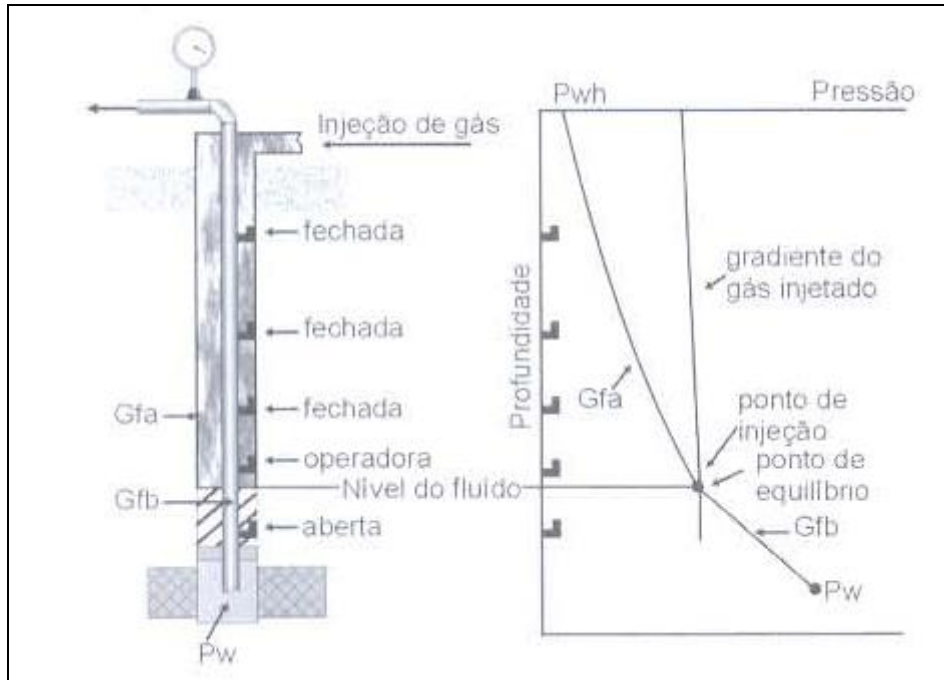


Figura 2.5 – Poço produzindo por *gas lift* contínuo. (Fonte: *Fundamentos de engenharia de petróleo, 2004*)

Assumindo um valor para o gradiente médio de pressão abaixo do ponto de injeção de gás e outro gradiente médio de pressão acima do ponto de injeção, pode-se escrever:

$$P_w = P_{wh} + G_{fa} L_{vo} + G_{fb} (D - L_{vo}) \quad (1)$$

onde:

$P_w$  = pressão de fluxo no fundo do poço;

$P_{wh}$  = pressão de fluxo na cabeça do poço;

$G_{fa}$  = gradiente de pressão dinâmico médio acima do ponto de injeção;

$G_{fb}$  = gradiente de pressão dinâmico médio abaixo do ponto de injeção;

$L_{vo}$  = profundidade da válvula operadora;

$D$  = profundidade dos canhoneados.

A equação (1) é a base para o projeto, dimensionamento e análise de instalações de *gas lift* contínuo. Por exemplo, quanto mais profundo for o ponto de injeção de gás para determinado poço, menor será o volume diário de gás a ser injetado. Por outro lado, essa profundidade de injeção depende, dentre outros fatores, da pressão disponível do gás de injeção, ou seja, quanto maior a pressão do gás, mais profundo pode ser o ponto de assentamento da válvula operadora.

A quantidade de gás de injeção em cada poço depende da relação econômica entre custo de injeção e o volume de óleo recuperado. A Figura 2.6 mostra graficamente a relação típica entre o volume de gás injetado e volume de óleo recuperado, percebe-se que para um acréscimo de produção é necessário um acréscimo de injeção. O princípio básico é que o incremento na produção resulte em uma receita que exceda ou se iguale ao acréscimo nos custos de injeção. O ponto que é associado ao maior lucro acumulado é o que vale a igualdade entre receita e custos, correspondendo à tangente econômica no gráfico, logo à produção econômica.

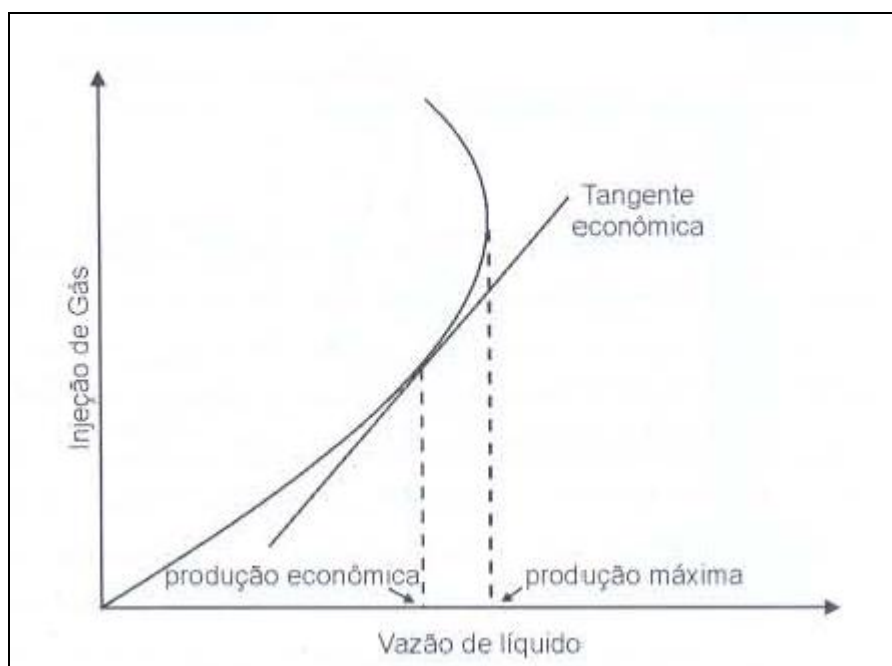


Figura 2.6 – Vazão de líquido em função da injeção de gás em um sistema de *gas lift* contínuo. (Fonte: *Fundamentos de engenharia de petróleo*, 2004)

## 2.2. Aumento na produção de petróleo

A técnica de *gas lift* é utilizada para aumentar a taxa de produção de diversos reservatórios de petróleo. A vazão para petróleo pesado pode ser baixa em muitos casos, dependendo da qualidade do reservatório e do declínio de pressão. As vazões

são incrementadas através da introdução dessa metodologia, que envolve a injeção de gás natural na coluna de produção de petróleo no fundo do poço. Isto reduz a densidade do petróleo ao longo de todo o poço e, diminuindo a densidade, reduzindo a pressão requerida para elevar do fluido à superfície, como podemos verificar através da Figura 2.7. Isto cria uma maior diferença de pressão entre o reservatório e o poço, resultando em maiores taxas de produção.

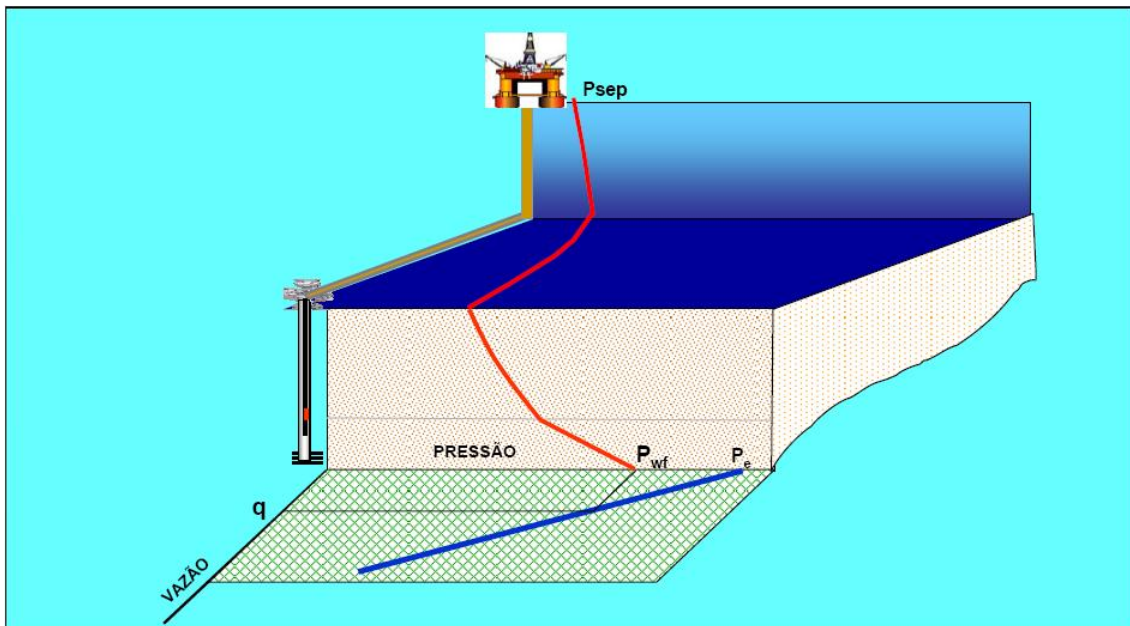


Figura 2.7 – Efeito sobre a pressão com a utilização de *gas lift* como método de elevação artificial. (Fonte: MATOS, 2007)

### 3. Utilização do nitrogênio na indústria de petróleo

A técnica do uso do nitrogênio nos campos de petróleo foi introduzida no ano de 1959 pela NITROGEN OIL WELL SERVICE CO. Durante a pesquisa, na fase de revisão bibliográfica, foram verificadas algumas utilizações possíveis do nitrogênio em diversas etapas na indústria de petróleo. Entre essas utilizações verifica-se:

- Manutenção de pressão do reservatório: utilização do nitrogênio para aumentar a pressão do reservatório e mobilizar o fluido através da injeção miscível do gás em reservatório de óleo pesado, exemplo: Campo de Cantarell, México (MEARNS, 2007);
- Recuperação de reservatório por injeção de nitrogênio na capa de gás, exemplo: Campo de Akal, México (ASTUDILLO-ABUNDES, 2004);
- Tratamentos químicos: inibição de corrosão, remoção de parafinas, entre outros;
- Substituição do gás natural por nitrogênio no método de recuperação avançada por injeção cíclica de gás no reservatório;
- Injeção de nitrogênio de forma a reduzir o gradiente do fluido de perfuração no *riser* acima do fundo do mar, ou seja, utilizar o nitrogênio em perfurações pelo método de *Dual Gradient Drilling*;
- Indução de surgência de poços de petróleo;
- Elevação Artificial, designada como *nitrogen lift*, exemplo: Campo de Bellota, México (AGUILAR, 2000).

Os tópicos que se seguem apresentam mais detalhes de algumas dessas aplicações, porém foi dada maior atenção neste projeto para as duas últimas utilizações do nitrogênio mostradas acima, a indução à surgência e a elevação artificial, o que poderá ser verificado nos Capítulos 5 e 6 deste trabalho.

#### 3.1. Manutenção de pressão do reservatório

A manutenção da pressão do reservatório pode ser problemática quando tratamos de óleo pesado, já que nesse caso a injeção de água é menos aplicável. Isto se deve ao possível aumento de viscosidade do óleo ao injetar água fria, podendo resultar em um varrido desigual no reservatório. Esse aumento da viscosidade possivelmente deve-se pelo resfriamento do reservatório.

É uma prática comum para injetar vapor em reservatórios de óleo pesado para ultrapassar alguns destes problemas. No entanto, segundo MEARNS (2007), no

Campo de Cantarell a injeção de gás nitrogênio foi selecionada e esta conduzirá à construção de uma planta de geração de nitrogênio, com um custo de US\$ 6 bilhões. Não é possível simplesmente injetar ar, pois o oxigênio pode originar um grande número de reações químicas e biológicas indesejáveis no reservatório.

A injeção de nitrogênio é uma forma de recuperação por gás miscível. O nitrogênio contribui para aumentar a pressão do reservatório e mobilizar o petróleo. No Campo de Cantarell obteve-se como efeito dessa injeção um aumento acentuado na produção de petróleo que acompanha a injeção de nitrogênio iniciada em 2000, como pode ser observado na Figura 3.1. No entanto, a contínua injeção de nitrogênio pode vir a causar prejuízos na produtividade do reservatório, pois como não é um gás muito miscível, após determinado período de injeção pode vir a ser produzido juntamente com o óleo.

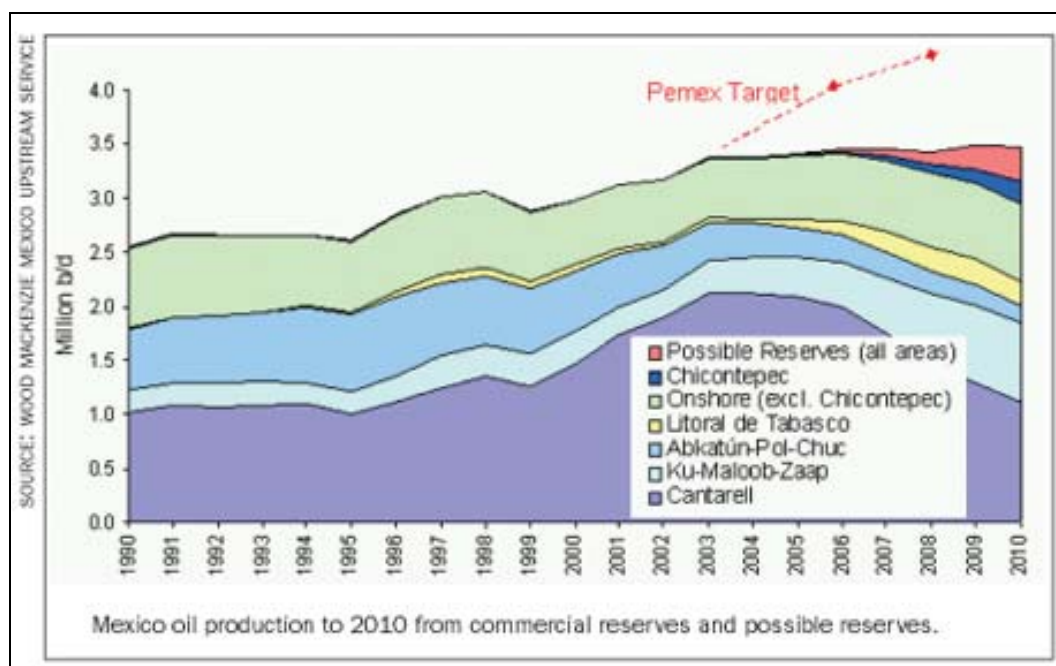


Figura 3.1 – Produção de óleo no México – passado e futuro. (Fonte: MEARNS, 2007)

### 3.2. Injeção de nitrogênio na capa de gás do reservatório

Segundo ASTUDILLO-ABUNDES (2004), a injeção de nitrogênio na capa de gás do Campo Akal no México iniciou-se em maio de 2000, contando nesta data com quatro módulos de geração de nitrogênio, os quais funcionavam com 300 MMscf de produção de nitrogênio por módulo. Em 2003, o volume médio de nitrogênio injetado no reservatório era de 1050 MMscf. Este foi o primeiro campo no México com injeção de nitrogênio na capa de gás como um processo de manutenção de pressão.



A manutenção da pressão considera que a relação mássica injeção de gás/produção de óleo deve ser constante e igual a um, a fim de evitar o declínio da pressão no reservatório. Porém, na prática observou-se que esta relação é menor que a unidade, o que acarreta um significativo declínio de pressão.

Desde o início da injeção de nitrogênio no campo, uma equipe trabalhou no monitoramento e acompanhamento de importantes parâmetros como pressão, produção, comportamento de injeção de nitrogênio, e surgimento de nitrogênio na capa de gás e nas instalações de superfície. Ou seja, o nitrogênio foi monitorado em pontos específicos em todo o campo, em pontos de fornecimento, em tubulações de distribuição de gás, no reservatório quando o nitrogênio aparece em perfurações de novos poços e a partir de perfis especiais no reservatório.

Devido ao campo ser um reservatório de petróleo naturalmente fraturado com alta densidade de fraturas, o nitrogênio injetado desloca-se rapidamente em direção ao contato gás/óleo. Então, o nitrogênio é utilizado como um traçador para a caracterização dinâmica do reservatório. A determinação da percentagem molar de nitrogênio para cada poço nos permite conhecer qualitativamente a evolução da capa de gás do reservatório. Nota-se também que o contato gás/óleo avança devido à produção de óleo, logo, o monitoramento do nitrogênio no reservatório e nas instalações de superfície mostra-se importante.

No trabalho de ASTUDILLO-ABUNDES (2004), foram mostrados os procedimentos de amostragem e análises da concentração de nitrogênio no campo. Este procedimento é baseado em mais de 20000 amostras de cromatografia de gás produzido. As amostragens e análises de cromatografias ajudam a identificar o crescimento ou declínio da concentração de nitrogênio.

O comportamento do nitrogênio nos poços ao atingir o contato gás/óleo permite-nos definir a circulação do nitrogênio no reservatório e é complementada com perfis especiais para detectar a posição deste contato. A partir destes dados específicos do avanço do contato gás/óleo foram realizadas simulações numéricas, que têm por objetivo a geração de perfis e curvas de produção, além de controlar o processo de injeção de nitrogênio no campo, operando adequadamente os poços produtores.

Como no restante do mundo há relativamente pouca experiência em injeção de nitrogênio nos reservatórios com volumes industriais, como neste caso abordado, existe a necessidade de controle do surgimento de metodologias e procedimentos nesta área, de modo a utilizar este gás em outros campos.



### **3.3. Tratamentos químicos**

Um fator de maior dispêndio de tempo e, conseqüentemente, de dinheiro, nas acidificações, é a parte referente a limpeza e remoção do ácido após a operação. Por esta razão uma das maiores vantagens no uso de nitrogênio em conjunto com o ácido de estimulação é a recuperação dos fluidos injetados na formação.

O nitrogênio tem baixa solubilidade em fluidos aquosos, por isso, maior parte do nitrogênio misturado com o ácido fica em estado de bolhas de gás comprimido. Essas bolhas comprimidas servem como um manancial de energia, injetado juntamente com o fluido na formação. A energia de expansão será uma força adicional quando a pressão for liberada com abertura do poço. Essa energia adicional vai suplementar a existente no reservatório, que será grandemente beneficiada para a remoção dos fluidos até o fundo do poço ou a superfície. Promove maior velocidade, aumentando favoravelmente a remoção dos precipitados insolúveis e de finos de formação (argila) ao longo do fluido.

Outra vantagem no uso do nitrogênio em conjunto ao ácido é o aumento do raio de penetração devido ao aumento do volume da solução, pelo acréscimo do nitrogênio. No entanto, para se obter um máximo de benefício do uso do nitrogênio misturado com o fluido injetado em um poço, é importante que a operação seja programada para cada poço.

### **3.4. Recuperação avançada por injeção cíclica de gás**

Segundo o estudo de LINDERMAN (2008), a injeção de nitrogênio no lugar de hidrocarbonetos gasosos para manutenção de pressão do reservatório pode ser um meio efetivo de acelerar e aumentar o volume de hidrocarbonetos gasosos disponíveis para venda. Utilizou-se no estudo, baseado em um reservatório de gás condensado do Oriente Médio, a simulação composicional do reservatório para avaliar a adequação da injeção de nitrogênio em um ciclo de gás.

Os resultados do estudo mostram que a substituição de nitrogênio durante o ciclo de gás tem o potencial de acelerar significativamente a produção de hidrocarbonetos gasosos para consumo de gás de uso doméstico. Embora a recuperação do condensado seja um pouco menor, em termos globais a recuperação de hidrocarbonetos é melhorada devido à maior valorização do reservatório de gás. Aumentar as concentrações de nitrogênio na produção de gás, após este ser produzido juntamente com o gás, pode ser gerenciado dentro de limites aceitáveis por

uma combinação de gestão de subsuperfície, instalações de remoção de nitrogênio, e/ou alterações nos equipamentos de consumo de gás, esta última opção não se apresenta como uma alternativa aceitável.

Várias opções para a substituição de não-hidrocarbonetos gasosos foram avaliadas, e concluiu-se que a separação criogênica do ar é o método mais rentável para gerar grandes volumes de não-hidrocarbonetos gasosos, neste caso o nitrogênio, com as especificações do gás produzido dentro do limite aceitável. Porém, em diversos casos na indústria a separação criogênica é uma das técnicas com maior custo operacional existente, o que não condiz com o artigo exposto.

Neste caso de estudo obteve-se algumas conclusões acerca da substituição do hidrocarboneto gasoso pelo nitrogênio na injeção cíclica de gás, abaixo seguem as vantagens dessa substituição e as complexidades inerentes a esse tipo de projeto.

A injeção de nitrogênio é tecnicamente viável: A simulação composicional do campo demonstrou que, em relação à prática corrente de injeção de hidrocarbonetos leves gasosos, a injeção de nitrogênio melhora a recuperação global de hidrocarbonetos, com um aumento da recuperação de gás e LGN (líquido de gás natural) e uma ligeira diminuição da recuperação de condensado. Níveis de nitrogênio no gás produzido estão dentro dos limites aplicáveis de separação de gás ou de tecnologias de combustão. Também, as instalações de superfície usaram tecnologias comprovadas para compressão, separação de nitrogênio, e de geração de energia.

A injeção de nitrogênio é comercialmente atraente: A substituição por nitrogênio pode liberar quantidades substanciais de gás natural para uso doméstico. Esta substituição por nitrogênio prevê menor custo de oferta de gás e maiores volumes que outras opções de curto prazo para aumentar a oferta de hidrocarboneto gasoso. Também, a substituição por nitrogênio oferece potencialmente uma das mais rápidas das fontes de abastecimento de gás adicionais. Nitrogênio foi selecionado para prover recuperação de hidrocarbonetos semelhante ao de outras opções de injeção de não-hidrocarbonetos e com menores custos de projeto.

Opções para otimizar o plano de depleção do reservatório são identificados: Parâmetros como a taxa de pico de injeção de nitrogênio, perfurações adicionais, a duração da injeção e da alocação de volumes para injeção foram avaliados para ajudar a otimizar o plano de declínio a longo prazo. Um projeto conceitual das facilidades foi desenvolvido para produção e injeção de nitrogênio. Uma unidade criogênica localizada na planta de gás foi selecionada como a melhor opção para fornecer grandes volumes de nitrogênio de alta pureza com um custo razoável.

Existem várias opções viáveis para o gerenciamento do teor de nitrogênio na produção de gás: O teor de nitrogênio na produção de gás pode ser mantido

inicialmente dentro das especificações de venda de gás pela mistura com outros hidrocarbonetos gasosos produzidos, mas eventualmente um plano de gestão do teor de nitrogênio será requerido. A tecnologia criogênica é recomendada como comprovada e custo efetivo significativo na remoção de nitrogênio, mas requer avaliação de projeto meticulosa e melhorias das instalações existentes. Uma alternativa seria permitir uma maior concentração de nitrogênio no gás para venda e gerar energia através da combustão de gás de menor energia.

Há importantes desafios para a implementação e operação de um projeto de substituição do gás: A integração de novas instalações de superfície com as instalações existentes apresenta um significativo desafio de planejamento e execução. O desafio é agravado pela dimensão do projeto, o ambiente hostil, bem como a necessidade de gerenciar o nitrogênio na produção de gás. O range de opções de implementação tem implicações significativas para o custo, cronograma e risco de execução.

Ou seja, apesar de todas as vantagens descritas anteriormente, no fim o autor afirma ser praticamente impossível a implementação da técnica de substituição do gás devido aos diversos desafios existentes.

### **3.5. Injeção de nitrogênio no método *Dual Gradient Drilling***

Segundo HERRMANN (2001), a injeção de nitrogênio para criar um duplo gradiente na perfuração, requer processos comprovados de perfuração com ar e técnicas de *underbalanced*, pode ser utilizada para reduzir o peso do fluido de perfuração no *riser* acima do fundo do mar ou, ainda, pode ser combinado com a utilização de um *riser* concêntrico.

Este estudo descreve como a injeção submarina de nitrogênio pode criar efetivamente um gradiente duplo por gaseificação do fluido de perfuração no *riser*. Foi examinada uma abordagem similar, mas que propunha varrer todo o *riser* de perfuração com gás. O trabalho de HERRMANN (2001) propõe combinar a injeção de nitrogênio com *risers* concêntricos de alta pressão. Esta técnica reduz grandemente o gás necessário para mistura com o fluido de perfuração. A Figura 3.2 ilustra um exemplo do nitrogênio sendo injetado em um BOP (*Blowout Preventer*) submarino.

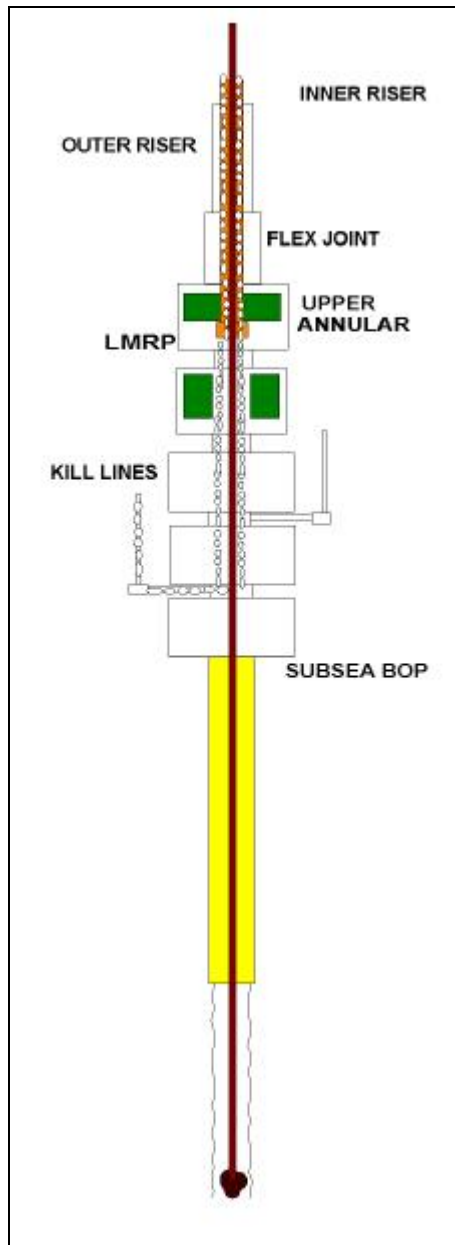


Figura 3.2 – Injeção de nitrogênio pela *kill line* para permitir duplo gradiente na perfuração (Fonte: HERRMANN, 2001)

O método de injeção de nitrogênio para atingir um duplo gradiente apresenta várias características atraentes:

- Não são necessários novos equipamentos de fundo;
- Todas as partes móveis encontram-se na superfície;
- Todo o equipamento utilizado pode ser levado com apenas uma viagem;
- Os geradores de nitrogênio serão temporariamente instalados ou já fazem parte dos equipamentos da plataforma;
- Não são necessários grandes investimentos na tecnologia *dual gradient drilling* já realizada;

- O equipamento pode ser alugado;
- Combina a comprovada tecnologia de gaseificação na perfuração e perfuração *underbalanced*;
- O *riser* concêntrico reduz o volume de gás necessário na injeção, ou seja, reduz a potência requerida dos equipamentos de superfície.

## 4. Considerações sobre o Nitrogênio

Este capítulo tem como objetivo apresentar a metodologia de armazenamento de nitrogênio líquido e os equipamentos utilizados, além da metodologia de geração de nitrogênio. Na Tabela 1 seguem as principais propriedades físicas do gás nitrogênio, as quais são de grande importância em um projeto que utilize este gás.

Tabela 1 – Propriedades físicas do nitrogênio. (Fonte: Elaboração do autor)

Propriedades do Nitrogênio	
Símbolo químico	N <sub>2</sub>
Massa molecular	28,016
Temperatura crítica	-232,8 °F
Pressão crítica	492,0 psia
Volume crítico	0,0515 ft <sup>3</sup> /lb
Densidade do líquido (60 °F/60 °F)	-
Massa específica do líquido a 60 °F e 14,7 psia	6,7481 lb/gal
	50,479 lb/ft <sup>3</sup>
Densidade do gás a 60°F e 14,7 psia (ar = 1)	0,9672

A Tabela 2 apresenta as propriedades físicas do gás natural, considerando que este é 100% constituído de metano (CH<sub>4</sub>).

Tabela 2 – Propriedades físicas do metano. (Fonte: Elaboração do autor)

Propriedades do Metano	
Símbolo químico	CH <sub>4</sub>
Massa molecular	16,04
Temperatura crítica	-116,5 °F
Pressão crítica	673 psia
Volume crítico	0,0993 ft <sup>3</sup> /lb
Densidade do líquido (60 °F/60 °F)	0,25
Massa específica do líquido a 60 °F e 14,7 psia	2,5 lb/Gal
	18,701 lb/ft <sup>3</sup>
Densidade do gás a 60°F e 14,7 psia (ar = 1)	0,555
Fator de compressibilidade crítico	0,289

### 4.1. Armazenamento do nitrogênio líquido

Para o nitrogênio a razão de expansão do líquido é de aproximadamente 1/700 (peso específico do N<sub>2</sub> líquido / peso específico N<sub>2</sub> gasoso). Isto significa que um

volume de líquido é igual a 700 vezes um volume de gás nas condições padrão (1 atm / 15,5 °C). Também podemos escrever da seguinte forma:

$$1 \text{ gal N}_2 \text{ líquido} = 93 \text{ scf de N}_2 \text{ gasoso}$$

onde:

scf = standard cubic feet = ft<sup>3</sup> a condições padrão (60 °F e 14,7 psia).

A unidade de bombeio de nitrogênio é composta por uma central de força, uma unidade de gaseificação e injeção a alta pressão e um tanque criogênico.

O nitrogênio em estado líquido é armazenado em tanque criogênico a fim de manter as suas condições de estabilidade. Este recipiente é composto por um tanque interno de aço inoxidável, envolto por outro tanque de aço carbono.

O espaço entre os dois tanques é mantido sob vácuo, a fim de promover o isolamento térmico, diminuindo a vaporização devido ao aumento de temperatura decorrente do contato das paredes do tanque com a temperatura ambiente. Este tanque também apresenta válvulas de segurança para aliviar o excesso de pressão.

O nitrogênio líquido é succionado do tanque por uma bomba centrífuga que pressuriza a entrada da bomba triplex que comprime o nitrogênio líquido para o gaseificador / vaporizador onde o líquido se transforma em gás e segue para a linha de descarga. A temperatura de saída do gás é mantida sob controle, e normalmente o gás é injetado no poço numa temperatura de até 55 °C (130 °F).

## **4.2. Equipamentos**

Essa seção vem, de forma simplificada, apresentar as características técnicas dos equipamentos de uma planta de nitrogênio. Serão tratados aqui os equipamentos da unidade de gaseificação de nitrogênio líquido e os tanques criogênicos.

### **4.2.1. Unidade de gaseificação de nitrogênio líquido**

Os dois sistemas disponíveis no mercado possuem algumas características em comum, ambos possuem um painel de controle de operações contendo controles do motor e bombas, circuitos hidráulicos, instrumentos e válvulas que permitem o perfeito controle do bombeamento (vazão) e gaseificação (temperatura) do nitrogênio líquido.

Além disso, devido ao tamanho dos sistemas, todo o conjunto está montado em *skids* para disponibilizar a movimentação os serviços pesados e é dotado de uma armação de elevação protetora.

#### **4.2.1.1. Sistema *Heat Recovery***

O sistema de gaseificação por recuperação de calor, ou seja, sem utilização de chama (*Heat Recovery*), utiliza a potência calorífica do motor dissipada através do óleo hidráulico, água e descarga dos gases de combustão. Está integrado a este sistema um motor diesel para acionar uma bomba centrífuga criogênica, uma bomba triplex criogênica e uma bomba de circulação de água. O acionamento de todas as bombas é feito através de sistemas de bombas e motores hidráulicos.

A Figura 4.1 é um exemplo de um sistema de recuperação de calor que apresenta máxima pressão de trabalho de 10000 psi e máxima vazão de 540000 scf/h.



Figura 4.1 – NPS540HR10: 540.000 SCFH / 10.000 PSI. (Fonte: PETROBRAS; SOTEP, S. *Considerações sobre o Nitrogênio*)

#### **4.2.1.2. Sistema *Direct-Fire***

O sistema de gaseificação é por fogo direto, sendo utilizado um vaporizador fogo direto a diesel com alimentação de ar através de turbina acionada hidráulicamente.

Está integrado à unidade, um motor diesel para acionar uma bomba centrífuga criogênica, uma bomba triplex criogênica com pistões de 2" ou 2 7/8" de diâmetro e uma bomba de circulação de água. O acionamento de todas as bombas é feito através de um sistema de bombas e motores hidráulicos.



## 4.2.2. Tanques criogênicos

Reservatório para armazenamento e transporte de nitrogênio líquido com capacidade de 7,26 / 10,59 m<sup>3</sup> (2000 / 3000 gal.). Constituem esse tanque: um recipiente interior em aço inox e um recipiente exterior em aço liga. O espaço anular está preenchido com “perlita” expandida ou camadas de fibras de papel e alumínio (*super insulated material*) e submetido a um vácuo de 200 μm Hg (microns de mercúrio) ou menos para promover o máximo isolamento térmico do nitrogênio líquido. A Figura 4.2 mostra o comportamento do nitrogênio dentro do tanque, em condições para bombeio.

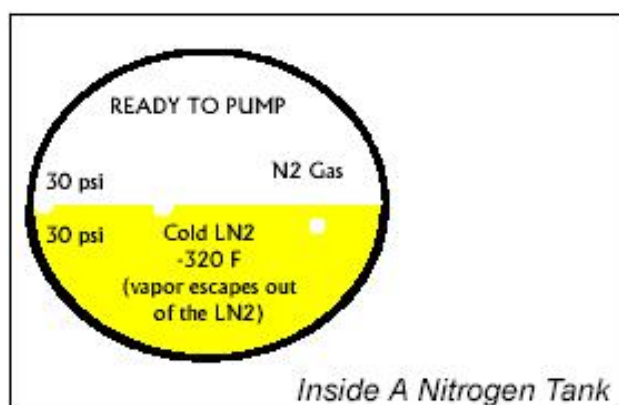


Figura 4.2 – Comportamento do nitrogênio dentro do tanque criogênico. (Fonte: PETROBRAS; SOTEP, S. *Considerações sobre o Nitrogênio*)

Uma tubulação múltipla em aço inox para promover o enchimento, o esvaziamento, a pressurização e a ventilação dos recipientes. Válvulas e instrumentação, que dão a indicação de pressão e o nível do líquido no recipiente, e um sistema de válvulas de alívio, que controla automaticamente a pressão no recipiente dentro da faixa especificada em 46 psig. Válvula de viagem calibrada para 15 psi e disco de ruptura certificado para 53 psi completam o sistema de segurança do tanque.

Assim como na unidade de gaseificação, todo o conjunto está montado sobre *skids* para disponibilizar a movimentação os serviços pesados e é dotado de uma armação de elevação protetora de estrutura de aço. Um exemplo de tanque criogênico *offshore* pode ser observado na Figura 4.3.



Figura 4.3 – Tanque *offshore* com 2000 gal. de capacidade. (PETROBRAS; SOTEP, S. Considerações sobre o Nitrogênio)

### **4.3. Membranas de geração de nitrogênio *in situ***

Muitas empresas estão disponibilizando o serviço de geração de nitrogênio *in situ*, de forma que não seria necessária a compra de nitrogênio líquido. Essas empresas apresentam unidades de geração que podem ser alocadas junto ao poço ou a unidade de produção, no caso de poço *offshore*, que produzem o gás nitrogênio a partir da separação do ar no local.

Usando o estado da arte da tecnologia de membrana de separação de ar, o gás nitrogênio surge como uma alternativa ao gás natural versátil e mais acessível. As unidades de geração são compactas e portáteis, já que são montadas sobre um reboque e tudo é facilmente acessível e movido de local para local. Exemplo de unidades de geração de nitrogênio por membranas pode ser visto nas Figuras 4.4 e 4.5.



Figura 4.4 – Unidade de geração de nitrogênio *in situ*. (Fonte: <http://www.optiflowgaslift.com/nitrogensvcs.html>)

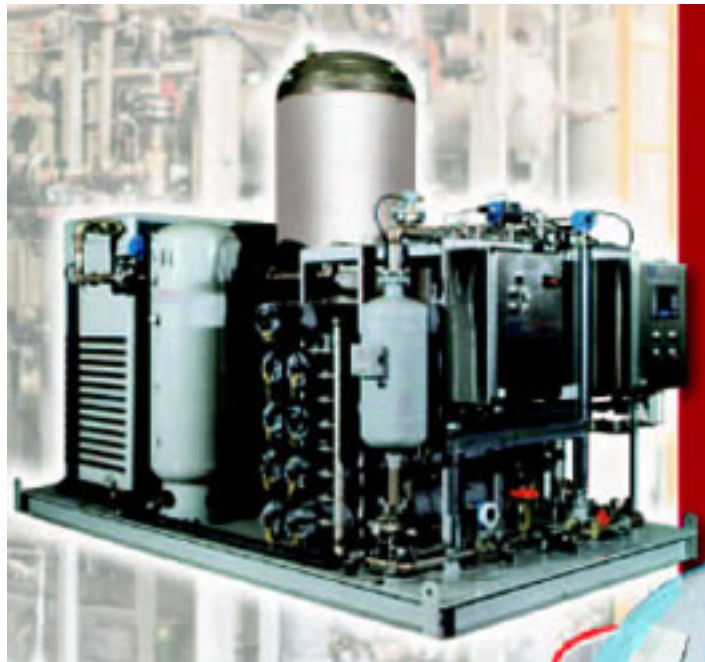


Figura 4.5 – Unidade portátil de geração de nitrogênio. (Fonte: <http://www.generon.com/portuguese>)

Outras características que demonstram as vantagens da utilização das membranas de geração de nitrogênio são:

- Elimina a necessidade de gastos dispendiosos em nitrogênio líquido;
- Longo prazo de fluxo de nitrogênio ininterrupto;
- Baixo custo de transporte;
- Execução rápida;

- Garantia de fluxo e pureza do gás (até 95% de nitrogênio);
- Segura e confiável;
- Ideal para operações que exigem *gas lift*.

Atualmente a tecnologia de membranas para nitrogênio está mais avançada, levando às membranas a serem mais eficientes e apresentarem maior pureza. Estas altas performances na separação de ar por membranas são encontradas nas indústrias incluindo óleo e gás (*onshore* e *offshore*), armazenamento de alimentos, química, marinha, metalúrgica, montagem e armazenamento de materiais, eletrônica, e muitas outras.

O sistema de geração de gás produz um seguro e econômico suprimento de nitrogênio que lhe permite gerar no local, a quantidade e pureza de nitrogênio gasoso necessário para a maioria das aplicações, oferecendo uma alternativa econômica para os produtos de alto preço que têm sido oferecidos tradicionalmente pela indústria de fornecedora de gás.

## 5. Indução de surgência

Induzir a surgência de um poço nada mais é do que retirar de sobre a formação o excesso de pressão formado pela coluna hidrostática, através da injeção de um fluido (gás) de menor densidade no fluido do poço. Há alguns métodos de realizar a indução de surgência de poços de petróleo, porém neste trabalho serão apresentados três desses métodos, os quais utilizam o nitrogênio como gás para a surgência.

### 5.1. Através do flexitubo

A introdução da unidade flexitubo trouxe um modo mais prático de indução de surgência nos poços de óleo e/ou gás, sem os riscos e desvantagens apresentados pelo método de pistoneio (*swab*). A unidade pode ser usada em conjunto com qualquer tipo de gás para indução, no entanto, o gás ideal para ser usado é o nitrogênio, pois tem muitas vantagens sobre qualquer outro gás, tais como:

- Sendo inerte, o nitrogênio não causa corrosão nas paredes do flexitubo ou na tubulação do poço;
- O nitrogênio elimina a possibilidade de explosão dentro do poço;
- O nitrogênio reduz grandemente a possibilidade de incêndio ao retorno à superfície;
- Mantém o estado gasoso a pressões elevadas o que não ocorre com o gás natural;
- As unidades de nitrogênio possuem certa mobilidade, permitindo o acesso a áreas remotas e de difícil acesso.

A linha de descarga do nitrogênio é conectada a uma junta rotativa do carretel de flexitubo, esta junta permite que o nitrogênio seja injetado mesmo com o carretel de flexitubo em movimento. As pressões de injeção estão limitadas a um máximo de 5.000 psi ou de acordo com os equipamentos de superfície.

O início da injeção de nitrogênio começa usualmente no instante em que é iniciada a descida do flexitubo no poço. Com a aeração do fluido durante a descida é também evitado o entupimento da extremidade do flexitubo, caso ele venha a penetrar em material sólido. Baixando o flexitubo e injetando nitrogênio até alcançar a profundidade desejada, os resultados obtidos são acompanhados na superfície. Nessas operações são aplicadas as mesmas regras que para o *gas lift*.

Como foi descrito anteriormente este trabalho, o nitrogênio pode ser utilizado em diversas atividades na indústria de petróleo. Juntamente com a unidade de

flexitubo, o nitrogênio não é usado somente na indução para produção, também pode ser usado para inúmeras outras aplicações:

- Indução para avaliação da zona;
- Retirada de fluido antes do canhoneio;
- Retirada de lama e areia;
- Refluxo (*back flow*) em poços de injeção ou descarte de água;
- Remoção de ácido após operação de acidificação;
- Colocação em circulação de fluidos aerados.

## 5.2. Através de tubulação concêntrica

Algumas vezes é necessário induzir ou esvaziar um poço que tem uma coluna de pequeno diâmetro dentro da coluna de produção. Para isso pode ser injetado nitrogênio pelo anular e retirado o fluido pelo tubo ou o inverso. Normalmente é preferível injetar pelo tubo o que depende da área do espaço anular.

Cuidados devem ser tomados quando da chegada do nitrogênio de retorno à superfície, após a surgência inicial o retorno deve ser estabilizado. A razão de nitrogênio dependerá do diâmetro do tubo e da pressão da formação, usualmente uma vazão de 200 a 400 scf/minuto é suficiente para uma indução; no entanto, vazões maiores podem ser usadas para se obter um máximo de retorno.

Esse método apresenta vantagens e desvantagens, como pode ser observado na Tabela 3.

Tabela 3 – Vantagens e desvantagens da indução de surgência através de tubulação concêntrica. (Fonte: PETROBRAS; SOTEP, S. *Considerações sobre o Nitrogênio*)

Vantagens	Desvantagens
Menor perda de carga	Lavagem pelos sólidos entre as duas colunas
Menor contrapressão na formação	Possibilidade de entupimento
Menor consumo de nitrogênio	Maior pressão de nitrogênio no retorno "slug"

## 5.3. Através de válvula de *gas lift*

Alguns poços são completados para produção já com válvula para a futura elevação artificial por *gas lift* ou para uma indução em casos em que ocorre o amortecimento do poço e, por isso, ficar parado por certo período.

Caso não haja disponibilidade de gás natural para realizar essas operações nestes poços, o nitrogênio pode ser utilizado. Ao ser bombeado pelo revestimento, é injetado na coluna através de válvula de *gas lift*, ao se misturar com o óleo mais pesado, este tem sua densidade reduzida, ficando o poço em condições de fluxo. A Figura mostra o esquema de injeção de nitrogênio pelas válvulas de *gas lift* para indução de surgência.

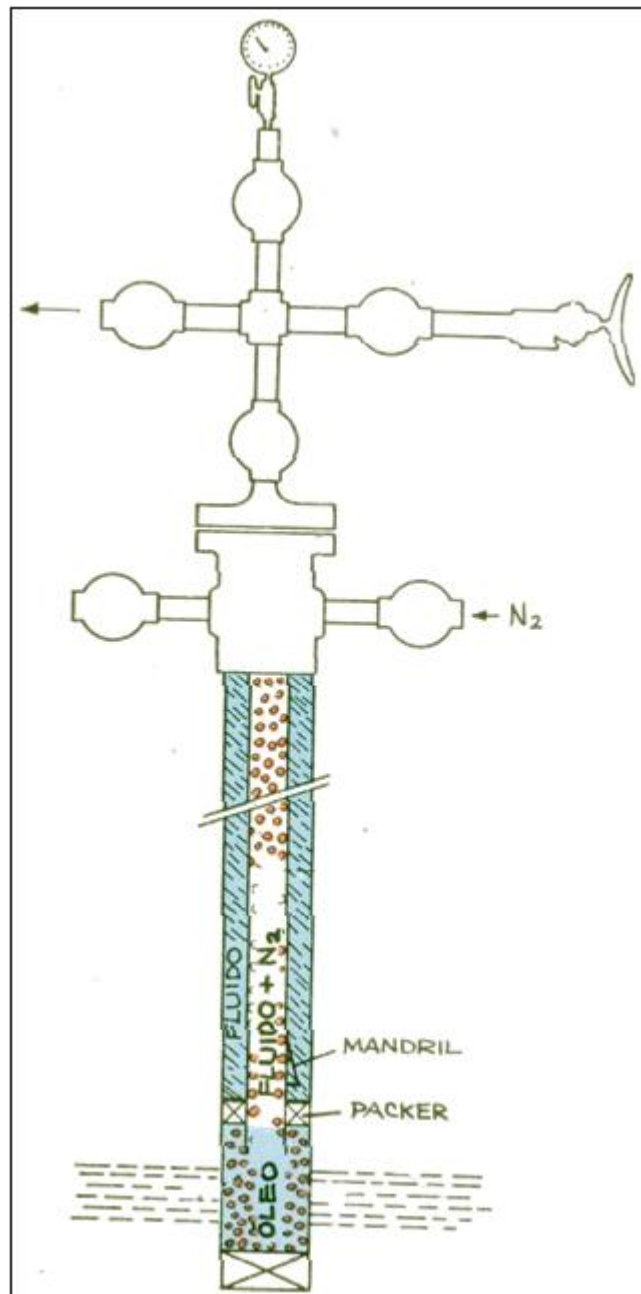


Figura 5.1 – Injeção de nitrogênio para indução de surgência através de válvulas de *gas lift*. (PETROBRAS; SOTEP, S. Considerações sobre o Nitrogênio)

Em alguns poços de injeção ou descarte de água, pode ser colocada uma válvula de *gas lift* em algum ponto abaixo do nível estático do fluido. Esta é uma maneira eficiente de se realizar a limpeza em frente à formação, bombeando-se nitrogênio através do revestimento. Usualmente a razão de bombeio de nitrogênio é determinada pela pressão de fechamento da válvula e pelo diâmetro do tubo.



## 6. Elevação artificial por *nitrogen lift*

Como foi verificado anteriormente o nitrogênio vem sendo uma ótima opção para diversas áreas da indústria petrolífera, principalmente no que diz respeito à indução de surgência de poços de petróleo. Tomando por base essa afirmação, fica uma questão em aberto: Por que o nitrogênio não é utilizado com maior frequência para substituir o gás natural na tecnologia de elevação artificial por *gas lift*?

Durante essa pesquisa encontrou-se várias explicações para responder essa pergunta, a principal delas é baseada na dificuldade e nos custos inerentes ao aluguel de unidades de nitrogênio líquido por um período grande de tempo, o que ocorreria no caso da utilização desse gás para a elevação artificial.

No entanto, a tecnologia de geração de nitrogênio *in situ* através de membranas de geração tem sido desenvolvida para estimular a utilização desse gás por tempos maiores dos utilizados nas metodologias vistas anteriormente.

### 6.1. Estudo de caso

Em um estudo de viabilidade de alternativas de elevação artificial no Campo de Bellota no México, AGUILAR (2000), compara as tecnologias de *gas lift* tradicional utilizando o gás natural, o *nitrogen lift* utilizando tanques de armazenamento de nitrogênio e o *nitrogen lift* utilizando membranas de geração *in situ*. Neste estudo, foram considerados para a análise os aspectos econômicos, técnicos, operacionais e ambientais.

Pela análise econômica, observou-se que as opções de *gas lift* tradicional e compra de membranas de geração de nitrogênio *in situ* foram as opções mais viáveis para o projeto.

Já pela análise técnica verificou-se que injetando uma mesma quantidade de gás, seja nitrogênio ou gás natural, na mesma profundidade, uma produção cerca de 400 STB/dia maior pode ser obtida com a injeção de gás natural, mostrando-se mais produtiva que a injeção de nitrogênio, como pode ser observado no gráfico da Figura 6.1. A explicação para isso é que, sendo o nitrogênio mais pesado que o gás natural (como visto nas Tabelas 1 e 2), esse gás induz um maior gradiente ao longo da coluna e, baseado no índice de produtividade, uma menor produção de líquido devido a elevada pressão de fundo.

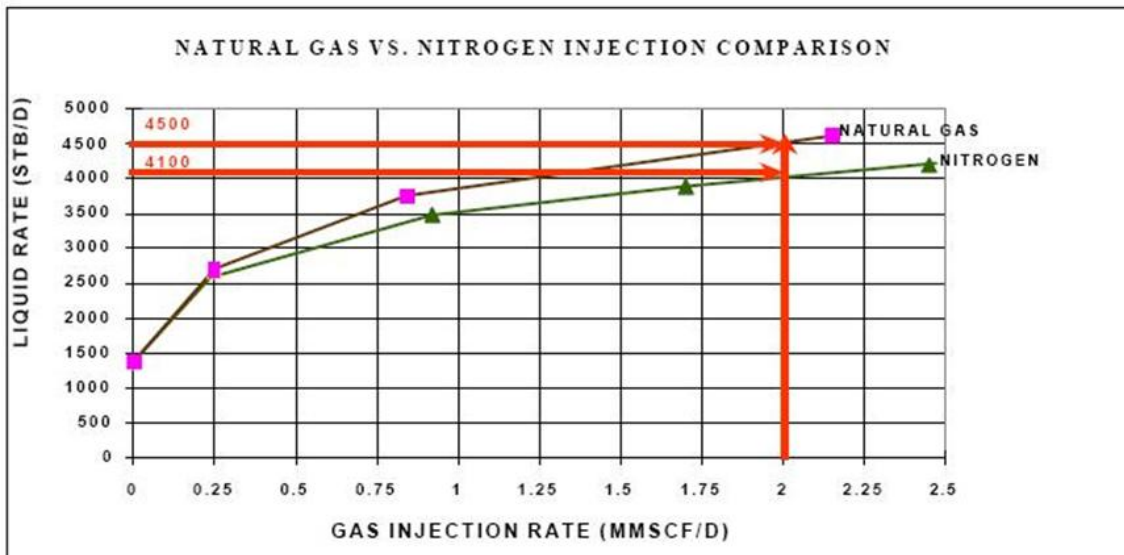


Figura 6.1 - Comparação de injeção de gás natural e de nitrogênio. (Fonte: AGUILAR, 2000)

Por outro lado, a injeção de um gás de maior densidade, como o nitrogênio, no anular, requer menor pressão de superfície do que na injeção de gás natural. Logo, a injeção de nitrogênio requer menor potência do sistema, como está ilustrado no gráfico da Figura 6.2, reduzindo em até 10% os custos totais de operação.

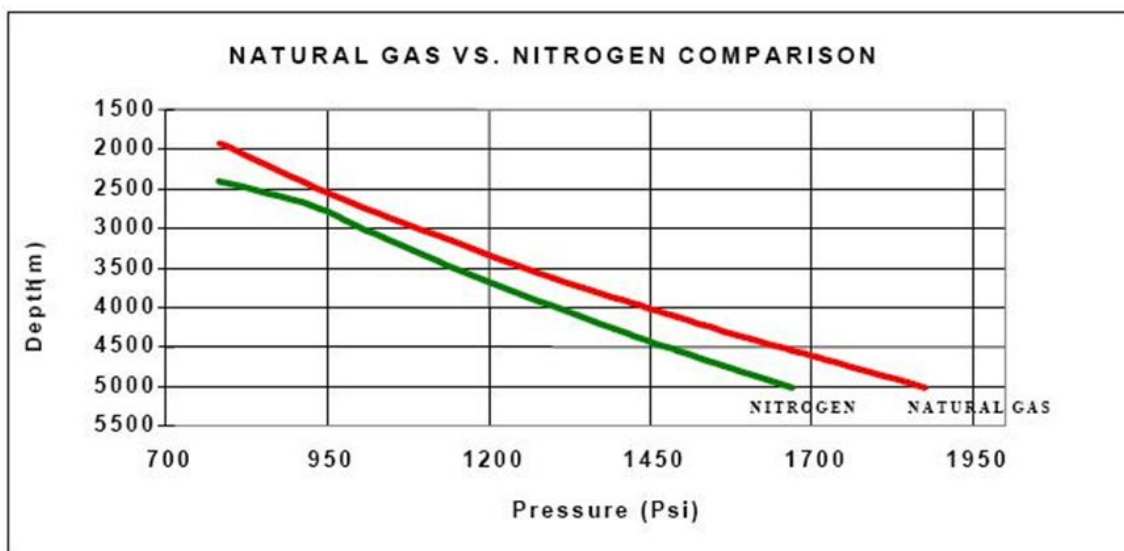


Figura 6.2 - Pressão requerida na superfície para injeção. (Fonte: AGUILAR, 2000)

Pela análise operacional e ambiental verificaram-se as vantagens da utilização do nitrogênio para a elevação artificial, pois é um recurso disponível na atmosfera e, além disso, o nitrogênio é um gás inerte. Um problema encontrado com relação à utilização do nitrogênio foi a presença de oxigênio como impureza do processo de

geração a partir das membranas, o que poderia levar a problemas de corrosão do sistema. No entanto, o autor não cita que a circulação do gás natural deixa de lançar, devido sua queima, gases na atmosfera, o que seria uma vantagem ambiental do uso do gás natural.

Por fim, AGUILAR (2000) verificou que a melhor opção para implementar a elevação artificial neste campo seria a implementação do *nitrogen lift* com geração *in situ* através da tecnologia de membranas.

## 6.2. Pressão de injeção do gás

A partir da equação (2) de equilíbrio da energia mecânica, ignorando alterações na energia cinética e da pressão de atrito pressão no revestimento (ou seja, taxas de fluxo de gás relativamente pequenas) e mudando para unidades de campo, tem-se a equação (3):

$$\Delta p = \Delta p_{PE} + \Delta p_{KE} + \Delta p_F \quad (2)$$

onde:

$\Delta p$  = variação da energia mecânica;

$\Delta p_{PE}$  = perda de carga devido à alteração da energia potencial;

$\Delta p_{KE}$  = perda de carga devido à alteração da energia cinética;

$\Delta p_F$  = perda de carga devido ao atrito.

$$\int_{surf}^{inj} \frac{dp}{\rho} + \frac{1}{144} \int_0^H dH = 0 \quad (3)$$

Para um gás real, a massa específica pode ser escrita como na equação (4):

$$\rho = \frac{28,97\gamma p}{ZRT} \quad (4)$$

onde:

$\rho$  = massa específica do gás em lb/ft<sup>3</sup>;

$\gamma$  = densidade do gás em relação ao ar (peso molecular do ar = 28,97);

$p$  = pressão em psi;

$Z$  = fator de compressibilidade (gás ideal = 1);

$R$  = constantes dos gases = 10,73 psi.ft<sup>3</sup>/lb-mole.R;

$T$  = temperatura absoluta em Rankine (R);

$H$  = profundidade de injeção em ft.

A substituição da equação (4) na equação (3) e realizando a integração, usando valores médios de temperatura ( $\bar{T}$ ) e fator de compressibilidade ( $\bar{Z}$ ), resulta em:

$$P_{inj} = P_{surf} e^{\frac{0,01875 \gamma H_{inj}}{\bar{Z} \bar{T}}} \quad (5)$$

onde:

$P_{inj}$  = pressão no ponto de injeção em psi;

$P_{surf}$  = pressão na superfície em psi;

Considerando como exemplo uma injeção a 8000 ft de profundidade e pressão e temperatura na superfície de 900 psi e 80 °F, respectivamente, e temperatura no ponto de injeção do gás de 160 °F pode-se calcular a pressão necessária no ponto de injeção para os dois gases analisados.

Utilizando as propriedades do nitrogênio (tabela 1), as propriedades do metano (tabela 2) e assumindo que o gás natural utilizado pode ser uma mistura com a seguinte composição molar:  $C_1=0,875$ ;  $C_2=0,083$ ;  $C_3=0,021$ ;  $i-C_4=0,006$ ;  $n-C_4=0,002$ ;  $i-C_5=0,003$ ;  $n-C_5=0,008$ ;  $n-C_6=0,001$ ;  $C_{7+}=0,001$ .

Dados:

$$P_{surf} = 900 \text{ psi} ; T_{surf} = 80^\circ F ; T_{inj} = 160^\circ F$$

Temperatura média:

$$\bar{T} = \frac{(80 + 160)}{2} = 120^\circ F \Rightarrow \bar{T} = 120 + 460 = 580R \quad (6)$$

1º. Elevação artificial utilizando gás natural, composição dada:

Tabela 4 – Propriedades pseudo-críticas do gás natural (Elaboração do Autor)

Cálculo das propriedades pseudo-críticas								
Componente		$y_i$	$M_i$	$y_i M_i$	$p_{ci}$ (psia)	$y_i p_{ci}$ (psia)	$T_{ci}$ (R)	$y_i T_{ci}$ (R)
metano	$C_1$	0,875	16,04	14,035	673	588,88	344	301,00
etano	$C_2$	0,083	30,07	2,496	709	58,85	550	45,65
propano	$C_3$	0,021	44,10	0,926	618	12,98	666	13,99
iso-butano	$i-C_4$	0,006	58,12	0,349	530	3,18	733	4,40
n-butano	$n-C_4$	0,002	58,12	0,116	551	1,10	766	1,53
iso-pentano	$i-C_5$	0,003	72,15	0,216	482	1,45	830	2,49
n-pentano	$n-C_5$	0,008	72,15	0,577	485	3,88	847	6,78
n-hexano	$n-C_6$	0,001	86,18	0,086	434	0,43	915	0,92
*	$C_{7+}$	0,001	114,23	0,114	361	0,36	1024	1,02
		1,000		18,916		671		378

\* propriedades do n-octano

A tabela 4 apresenta os valores da pressão e temperatura pseudo-críticas do gás natural.

$$p_{pc} = 671 \text{ psi}$$

$$T_{pc} = 378 \text{ R}$$

Ainda podemos retirar desta tabela o valor da densidade desse gás:

$$\gamma_{GN} = \frac{\rho_{GN}}{\rho_{ar}} = \frac{18,916}{28,97} = 0,6529 \quad (7)$$

Para determinar o fator de compressibilidade médio esta composição de gás natural deve-se assumir um valor pressão no ponto de injeção, inicialmente considerou-se 1200 psi. Então as propriedades pseudo-reduzidas são as seguintes:

$$p_{pr} = \frac{\bar{p}}{p_{pc}} = \frac{900 + 1200}{2 \cdot 671} = 1,565 \quad (8)$$

$$T_{pr} = \frac{\bar{T}}{T_{pc}} = \frac{580}{378} = 1,535 \quad (9)$$

Pelo gráfico de Standing & Katz (1942), Anexo I, o fator de compressibilidade pode ser determinado, assim:

$$\bar{Z} = 0,855$$

Portanto, aplicando os dados obtidos para o gás natural na equação (5), temos:

$$p_{injGN} = 900 e^{\frac{(0,01875)(0,6529)(8000)}{(0,855)(580)}} \Rightarrow p_{injGN} = 1096,51 \text{ psi} \quad (10)$$

2º. Elevação artificial utilizando gás natural, 100% metano:

A tabela 2 apresenta o valor da densidade do gás metano:

$$\gamma_{GN} = 0,555$$

Para determinar o fator de compressibilidade médio do gás metano nas condições apresentadas deve-se assumir um valor pressão no ponto de injeção, assim como anteriormente, considerou-se 1200 psi. Então a pressão média é a seguinte:

$$\bar{p} = \frac{900 + 1200}{2} = 1050 \text{ psi} \quad (11)$$

Pelo gráfico do fator de compressibilidade do metano, Anexo II, este pode ser determinado:

$$\bar{Z} \cong 1,0$$

Logo, nas condições apresentadas, o metano comporta-se como um gás ideal.

Portanto, aplicando os dados obtidos para o metano na equação (5), temos:

$$P_{injCH_4} = 900e^{\frac{(0,01875)(0,555)(8000)}{(1,0)(580)}} \Rightarrow P_{injCH_4} = 1038,91 \text{ psi} \quad (12)$$

3º. Elevação artificial utilizando nitrogênio:

A tabela 1 apresenta o valor da densidade do gás e, considerando o nitrogênio como um gás ideal, o fator de compressibilidade é igual a um. Logo:

$$\gamma_{N_2} = 0,9672 \text{ e } \bar{Z} = 1,0$$

Assim, aplicando os dados obtidos na equação (5), a pressão no ponto de injeção utilizando nitrogênio será:

$$P_{injN_2} = 900e^{\frac{(0,01875)(0,9672)(8000)}{(1,0)(580)}} \Rightarrow P_{injN_2} = 1155,78 \text{ psi} \quad (13)$$

Com esse exemplo a conclusão obtida por AGUILAR (2000) pode ser confirmada, ou seja, utilizando o nitrogênio (equação 13) como o gás no processo de elevação artificial por *gas lift* é obtida maior pressão no ponto de injeção com as mesmas características na superfície (mesma pressão e temperatura) do que utilizando uma mistura de hidrocarbonetos leves (equação 10) ou o metano puro (equação 12). Portanto, apesar da diferença de pressão ser relativamente baixa, menor potência é requerida dos equipamentos de superfície, o que diminui os custos operacionais do sistema.

### 6.3. Incentivos à aplicação na elevação artificial

Um dos maiores incentivos à aplicação do nitrogênio na indústria de petróleo, principalmente na área de elevação artificial, a qual se dedica este projeto, é a substituição do gás natural no processo. Com esta substituição o gás natural deixaria de ser um insumo para esta área da indústria e passaria a ser um produto para o mercado consumidor. Isto seria de grande importância, principalmente, pelo aumento da demanda de gás natural verificado no Brasil nos últimos anos.

Outro benefício da utilização do nitrogênio no processo de elevação artificial seria para campos de óleo pesado, bastante encontrado na Bacia de Campos.

Esses reservatórios produzem um óleo de alta viscosidade e com baixo teor de leves, o que diminui a produção de gás natural no próprio campo. Ou seja, para utilizar o gás natural para a elevação artificial por *gas lift*, o mesmo deveria ser trazido de

outra unidade de produção, aumentando a complexidade do processo e diminuindo a possibilidade de venda do gás.

Utilizando uma unidade de geração de nitrogênio a bordo da unidade de produção poderia ser evitada a transferência de gás natural apenas para este processo.

Além dessas vantagens, tem-se as vantagens operacionais e ambientais anteriormente citadas, como disponibilidade do nitrogênio no ar (cerca de 81% do ar) e segurança por ser um gás inerte.

No entanto, apresenta uma desvantagem além do problema da corrosão devido à impureza com oxigênio, que é a contaminação do gás natural produzido por nitrogênio. Isso implicaria em posterior processo de separação que elevaria o custo do projeto. Para o caso de plantas de produção de pequeno porte ou em campos maduros, se o gás natural for queimado *in situ*, esse problema da separação dos gases seria menos relevante.

## 7. Conclusões

Com toda a análise realizada anteriormente obteve-se resultados significativos, os quais mostram as diversas vantagens da utilização do nitrogênio para operações de elevação artificial. Observa-se que as tecnologias de *nitrogen lift* e também a de membranas de geração de nitrogênio estão em pleno desenvolvimento na indústria, além disso, a utilização do nitrogênio na elevação artificial é baseada em estudos econômicos, técnicos, operacionais e ambientais.

As desvantagens do uso do nitrogênio são associadas principalmente a problemas ligados à corrosão pela presença de oxigênio como impureza do processo de geração pelas membranas e também na presença de nitrogênio no gás natural produzido.

Algumas empresas fornecedoras de unidades de geração de nitrogênio apresentam em suas páginas informações básicas sobre essas unidades e diversas vantagens de sua aplicação, inclusive no que diz respeito à eficiência. No entanto, alguns problemas relacionados à confidencialidade de informação foram encontrados e, por isso, os dados que foram obtidos não foram suficientes para uma análise econômica comparativa do processo de *nitrogen lift* e do *gas lift* tradicional. No entanto, sendo esta uma área em desenvolvimento, essas dificuldades eram de certa forma esperadas. O trabalho, apesar de teórico, apresentou diversos casos em que o nitrogênio é a alternativa mais viável à substituição do gás natural.

No que diz respeito ao estudo de caso apresentado, percebe-se que a utilização do nitrogênio como o gás para a elevação artificial a partir de membranas de geração foi a alternativa mais viável técnica, operacional, ambiental e economicamente. Através dos cálculos de pressão de injeção pode-se, neste projeto, corroborar o resultado obtido no estudo de caso.

Portanto, a partir do quadro mostrado pode-se classificar a técnica de elevação artificial com nitrogênio como uma proposta técnica e operacional com bastante potencial.

Como complementação do trabalho, propõe-se avaliar mais profundamente esses processos, realizar análises econômicas e técnicas para verificar em que cenários a utilização do *nitrogen lift* é mais vantajosa que a utilização do *gas lift* tradicional. Para essas análises serem realizadas, a aquisição de dados na indústria é essencial para o pleno desenvolvimento do trabalho.



## 8. Referências Bibliográficas

INNOVATIVE GAS SYSTEM. *GENERON Oil & Gas Applications*: GENERON. p. 8. Nitrogen Services Manual. 1991. p. 226.

*Well Production Practical Handbook* / Henri CHOLET, editor. Paris: Institut Français Du Pétrole Publications: Editions TECHNIP, 2000.

Nitrogen Lift Revives Mature Texas Wells. *ProducerNews*, 2002.

*Fundamentos de engenharia de petróleo* / José Eduardo Thomas, organizador. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2004.

AGUILAR, M. A. L.; MONARREZ, M. D. R. A. Gas lift with nitrogen injection generated in situ. *International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*. Villahermosa, Mexico: SPE, 2000.

ASTUDILLO-ABUNDES, A.; MIGUEL-HERNANDEZ, N.; URRIZA-VERGUARA, A.; JIMENEZ-BUENO, O. Methodology to detect nitrogen concentration at surface facilities and in the reservoir gas cap in the Akal Field during nitrogen injection. *SPE International Petroleum Conference*. Puebla, Mexico: SPE, 2004.

DAVIES, D. R.; RICHARDSON, E. A.; ANTHEUNIS, D. Field application in-situ nitrogen gas generation system. *Middle East Oil Technical Conference of the Society of Petroleum Engineers*. Manama, Bahrain: SPE, 1981.

DUQUE, L. H.; GUIMARÃES, Z.; BERRY, S. L.; GOUVEIA, M. Coiled tubing and nitrogen generation unit operations: corrosion challenges and solutions found in Brazil offshore operations. *SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition*. The Woodlands, Texas, USA: SPE, 2008.

ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D.; EHLIG-ECONOMIDES, C. *Petroleum production systems*. New Jersey: Prentice Hall PTR, 1994.

- HERNANDEZ, A.; GASBARRI, S.; MACHADO, M.; MARCANO, L.; MANZANILLA, R.; GUEVARA, J. Field-scale research on intermittent gas lift. *SPE Mid-Continent Operations Symposium*. Oklahoma City, Oklahoma: SPE, 1999.
- HERRMANN, R. P.; SHAUGHNESSY, J. M. Two methods for achieving a Dual Gradient in deepwater. *SPE/IADC Drilling Conference*. Amsterdam, The Netherlands: SPE, 2001.
- LINDERMAN, J.; AL-JENAIBI, F.; GHORI, S.; PUTNEY, K.; LAWRENCE, J.; GALLET, M.; HOHENSEE, K. Substituting nitrogen for hydrocarbon gas in a gas cycling project. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Abu Dhabi, UAE: SPE, 2008.
- MASON, D. L. Production logging in a rod-pumped well using coiled-tubing-conveyed tools and nitrogen gas lift. *SPE International Meeting on Petroleum Engineering*. Beijing, China: SPE, 1992.
- MATOS, J. S. D. Aula introdutória. *Métodos de elevação artificial*. Rio de Janeiro. 2007.
- MEARNS, E. Flesh on the bones of Mexican oil production. *The Oil Drum: Europe* 2007. Disponível em: <<http://europe.theoil Drum.com/node/2247#more>>. Acesso em: 15 de outubro de 2008.
- OPTI-FLOW. Gas Lift Equipment and Services - Nitrogen Services. Disponível em:<<http://www.optiflowgaslift.com/nitrogensvcs.html>>. Acesso em: 20 de outubro de 2008.
- PETROBRAS; SOTEP, S. Considerações sobre o Nitrogênio.
- PIA, G.; FULLER, T.; ALLEN, T. The development of a new generation of nitrogen membrane unit will allow greater flexibility and wider operational applications in offshore applications. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology*. Jakarta, Indonesia: SPE, 2002.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2006.

SCHLUMBERGER. Gas lift. Disponível em:<<http://www.slb.com/content/servicesartificial/gas/index.asp?>>. Acesso em: 12 de novembro de 2008.

## 9. Anexo I – Fator de compressibilidade do gás natural

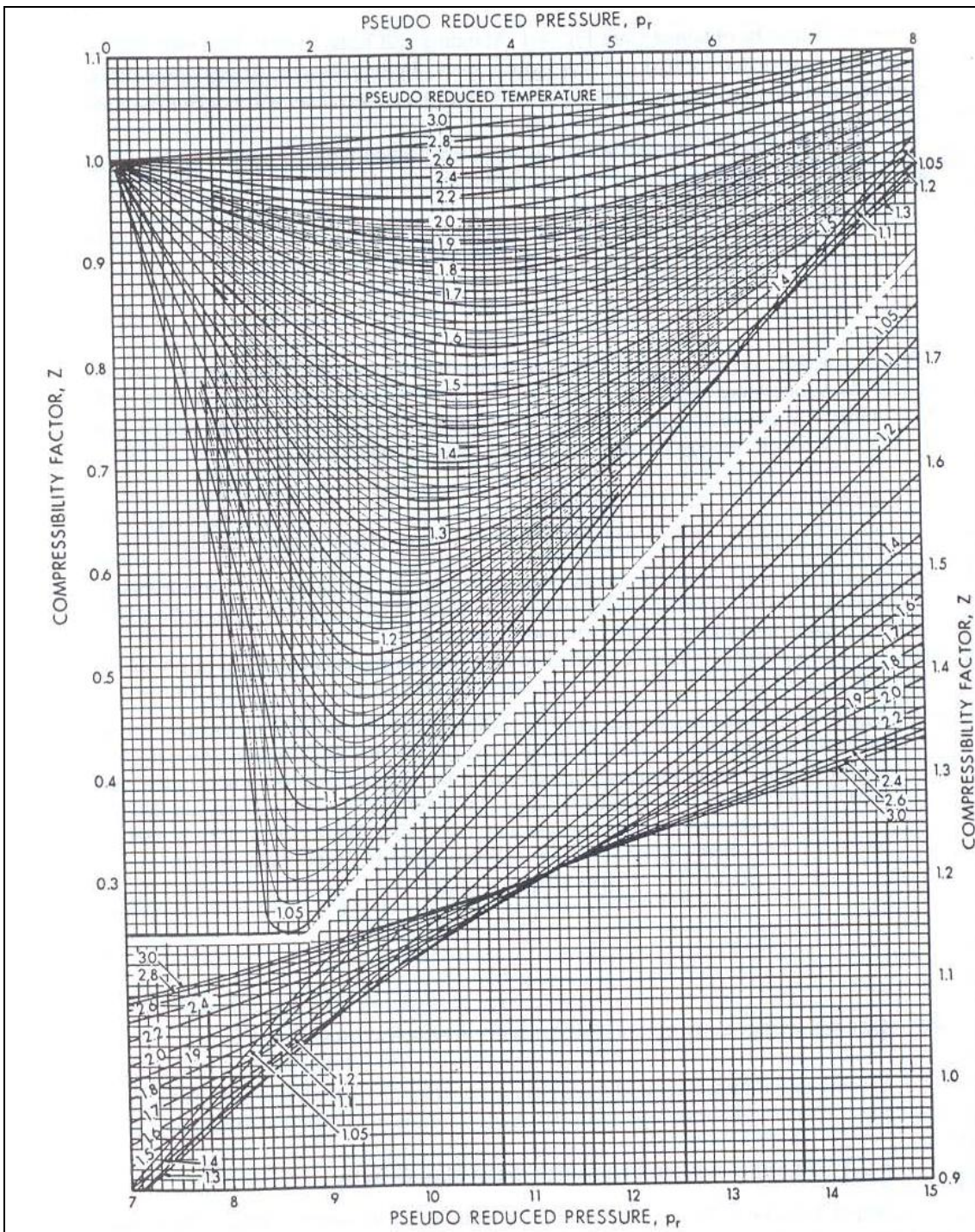


Figura 9.1 – Fator de compressibilidade para gases naturais. (Fonte: Standing and Katz, 1942)



## 10. Anexo II – Fator de compressibilidade do metano

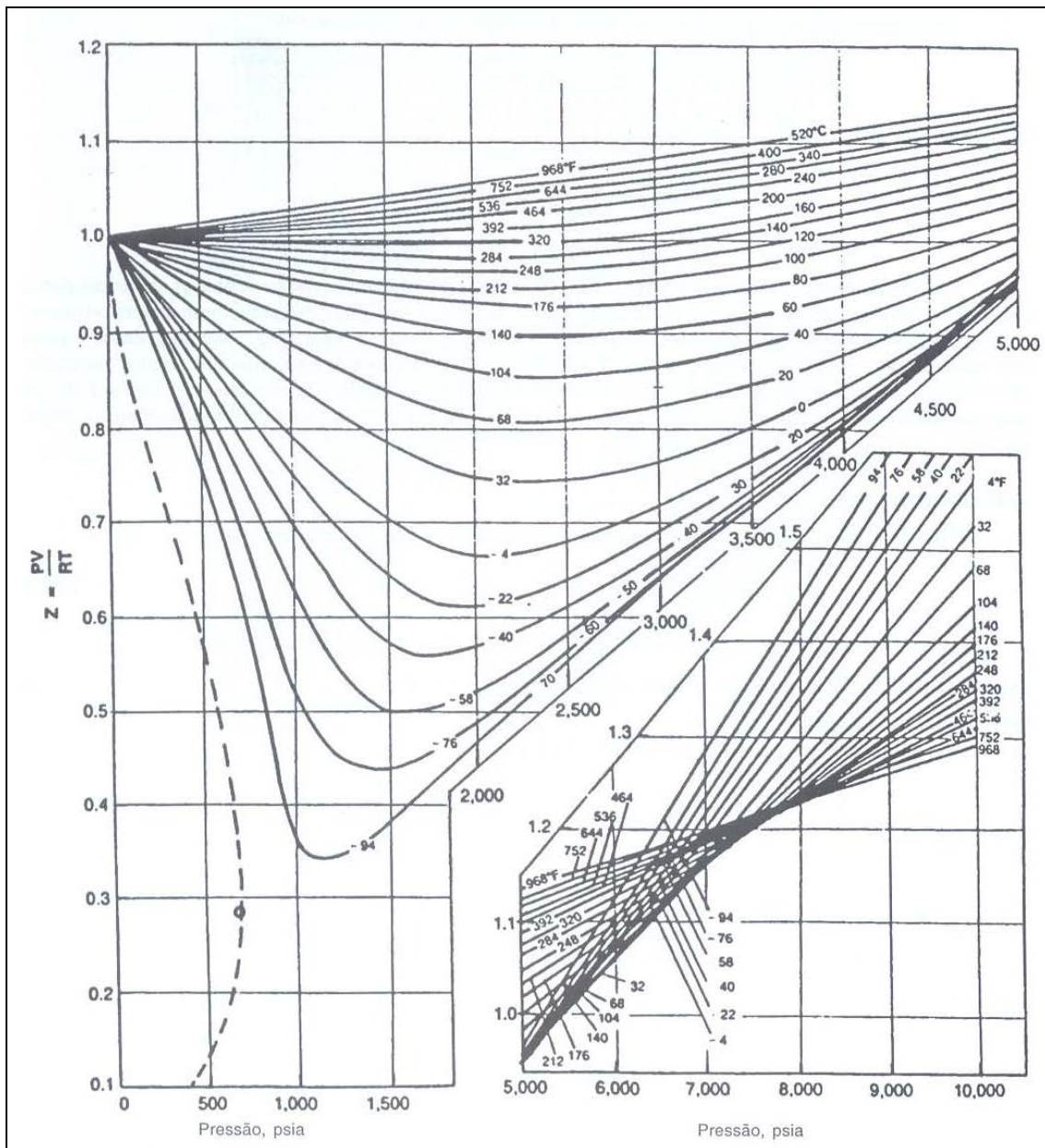


Figura 10.1 – Fator de compressibilidade do metano. (Fonte: Brown and Katz, 1948)