

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PELOTAS
PRÓ-REITORIA DE GRADUAÇÃO
CENTRO DE ENGENHARIAS (CEng)
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**



Trabalho de Conclusão de Curso

Elevação de Petróleo: O Estudo da Elevação Artificial a Gás Intermitente.

Erlon Ribeiro Costa dos Santos

Pelotas, 2016.

Erlon Ribeiro Costa dos Santos

Elevação de petróleo: O estudo da elevação artificial a gás intermitente.

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo, da Universidade Federal de Pelotas, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof^o. Dr. Sergio Nascimento Bordalo

Coorientador: Prof^o. Dr. Antonio Carlos da Silva Ramos

Pelotas, 2016.

Universidade Federal de Pelotas / Sistema de Bibliotecas
Catalogação na Publicação

S237e Santos, Erlon Ribeiro Costa dos

Elevação de petróleo : o estudo da elevação artificial a gás intermitente / Erlon Ribeiro Costa dos Santos ; Sergio Nascimento Bordalo, orientador ; Antonio Carlos da Silva Ramos, coorientador. — Pelotas, 2016.

77 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) — Centro de Desenvolvimento Tecnológico, Universidade Federal de Pelotas, 2016.

1. Elevação natural. 2. Elevação artificial. 3. Gas Lift. I. Bordalo, Sergio Nascimento, orient. II. Ramos, Antonio Carlos da Silva, coorient. III. Título.

CDD : 622

Erlon Ribeiro Costa dos Santos

Elevação de petróleo: O estudo da elevação artificial a gás intermitente.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial, para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Petróleo, Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Pelotas.

Data da Defesa: 01/07/2016

Banca Examinadora:

Prof^o. Dr. Antonio Carlos da Silva Ramos (Coorientador) – Centro de Engenharias/ UFPel

Prof^o. Dr. Valmir Francisco Risso – Centro de Engenharias/ UFPel

Prof^a. Dr^a Fernanda Vaz Alves Risso – Centro de Engenharias/UFPel

Dedico este trabalho a meus pais Eronildes e Heliane Ribeiro, e os meus irmãos Ítalo e Átila Ribeiro.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, base de tudo e tão fundamental nesse importante processo da minha vida. Meu pai, Eronildes Ribeiro, a quem referencio em sua celebre frase contida na epígrafe deste trabalho. Minha mãe, Heliane Ribeiro, minha fonte inesgotável e meu grande amor. Meus irmãos Ítalo e Átila Ribeiro que sempre me apoiaram na realização dos meus sonhos.

Agradeço a todos os professores envolvidos no meu processo. Aos professores da minha universidade, Universidade Federal de Pelotas (UFPel), aos professores da minha universidade de intercâmbio, *The University of Western Australia* (UWA), e aos professores e técnicos das universidades que realizei estágio externo, Universidade Federal da Bahia (UFBa) e a Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Agradeço pelo tempo dedicado, esforço, desvelo e profissionalismo a todos os professores envolvidos nesse importante processo de aprendizagem e conhecimento.

Gostaria de agradecer, em especial, os professores Dr. Antonio Carlos da Silva Ramos, Dr. Valmir Francisco Risso, Dr^a Fernanda Vaz Alves Risso, Dr^a Maristela Bagatin Silva e Dr. Lessandro Coll Faria por terem sido excelentes professores e parceiros ao longo da minha graduação. Ao professor Dr. Sergio Nascimento Bordalo pelo apoio e suporte na elaboração desta monografia. A engenheira Msc^a Zuzilene da Silva Evangelista pelo conhecimento compartilhado e pela grande amizade.

Aos colegas da faculdade e colegas de profissão Andrezza Ribeiro, Laylana de Deus e Rosberguer Camargo. Aos grandes amigos Ana Clara, Laís Garcia, Ygor Andrade, Tárlica Chaves, Victor Pablo, Anna Cecília, Eduardo Melgar e Fábio D'Avila. A *Aussie Family*, Marlos Fontana, Ricardo Brandão, Eduardo Damasceno, Vitor Hugo, Maisa Mazzini, Patricia Diniz, Jacqueline Fachini, Tais Barbosa e Kieran Simpson

O mundo é de quem estuda.
(Eronildes Ribeiro).

RESUMO

SANTOS, Erlon Ribeiro Costa. **Elevação de Petróleo: O Estudo da Elevação Artificial a Gás Intermitente.** 77-p. Trabalho de Conclusão de Curso. Graduação em Engenharia de Petróleo. Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2016.

A produção de um poço de petróleo ocorre por métodos naturais de elevação ou pela utilização de algum método artificial. A produção é dita natural para poços em que a pressão estática do reservatório é alta o suficiente para elevar os fluidos de hidrocarbonetos até a superfície, diga-se poços surgentes. Os mecanismos naturais de produção são mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás e mecanismo de influxo de água. Ao longo da vida produtiva do poço, a pressão do reservatório diminui a ponto de não mais fornecer energia suficiente ao fluido para vazões economicamente atraentes. Nesses casos, faz-se necessário a utilização de mecanismos que forneçam energia necessária para a elevação dos hidrocarbonetos. Os métodos clássicos utilizados para elevação artificial são: Bombeio Mecânico com Hastes (BM), Bombeio Centrifuga Submersa (BCS), Bombeio por Cavidade Progressiva (BCP) e *Gas Lift* (GL). *Gas Lift* (GL) é o método de elevação artificial que utiliza a energia do gás injetado como fonte externa de energia para elevar os fluidos contidos no reservatório. O presente trabalho é um estudo do método de elevação artificial a gás intermitente. Utilizando-se do simulador físico presente do LabPetro, do CEPETRO da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) pode-se realizar experimentos e analisar a influência de parâmetros como diâmetro do tubo de produção, pressão de injeção e pressão para a abertura e fechamento da válvula operadora quanto a produção de líquido pelo método. Observou-se que aumento do diâmetro resulta em diminuição da recuperação; o aumento na carga líquida na coluna de produção resulta em aumento de produção; o aumento na pressão de injeção aumenta a recuperação até valores de máxima vazão de produção; e o aumento da pressão de fechamento, causa um efeito contrário, reduzindo a recuperação do fluido.

Palavras-chave: Elevação natural, Elevação artificial, *Gas Lift*.

ABSTRACT

SANTOS, Erlon Ribeiro Costa.. **Oil & Gas Lift Process: The study of Intermittent Gas Lift.** 77-p. Trabalho de Conclusão de Curso. Graduação em Engenharia de Petróleo. Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2016.

The production on a petroleum well is a natural process or artificial lift process. The production is a natural lift process when well reservoir pressure is high enough to elevate fluids from the reservoir to surface. The primary drive mechanisms are solution gas drive, gas cap drive and water drive. Meanwhile during the production, the reservoir pressure drops below energy balance to flow at economic rates. At this point, it is need to use artificial lift in order to maintain production. The artificial lift methods are: Beam Pump (BP), Electrical Submersible Pump (ESP), Progressive Cavity Pump (PCP) and Gas Lift (GL). Gas Lift is the artificial lift method which by using the energy of injected gas as energy source to lift the fluids. This paper presents the study of Intermittent Gas Lift. Experiments were run at the LabPetro, at CEPETRO - State University of Campinas (UNICAMP) to analysis the influence of some parameters in the fluid production. The parameters were tubing diameter and injection pressure at the opening and closing at the operating valve. The results were that by the increase of tubing diameter, reduces the recovery; the increase of injection pressure at the opening at the operating valve, increase the recovery; and increase of injection pressure at the closing at the operating valve, reduces the recovery.

Keywords: Natural Lift, Artificial Lift, Gas Lift.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3-1. As características de um poço em produção natural por mecanismo de gás em solução.	4
Figura 3-2. As características de um poço em produção natural por mecanismo de capa de gás.	5
Figura 3-3. As características de um poço em produção natural por mecanismo de influxo de água.	6
Figura 4-1. Poço equipado com Bombeio Mecânico (BM).	9
Figura 4-2. Poço equipado com Bombeio Centrífugo Submerso (BCS).	10
Figura 4-3. Rotor e difusor de tipo de fluxo radial e misto respectivamente.	11
Figura 4-4. Poço equipado com Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP).	13
Figura 4-5. Poço equipado com <i>Gas Lift</i> (GL).	15
Figura 4-6. Poço equipado com <i>Gas Lift</i> Contínuo (GLC) e <i>Gas Lift</i> Intermitente (GLI).	16
Figura 4-7. Proporção da participação dos métodos de elevação artificial no volume de óleo produzido pelas empresas ExxonMobil e Shell respectivamente.	20
Figura 4-8. Proporção da utilização dos métodos de elevação artificial e suas respectivas participação no volume de óleo produzido pela empresa ConocoPhillips.	21
Figura 4-9. Proporção da participação do <i>Gas Lift</i> (Contínuo, intermitente e variantes) em campos maduros <i>onshore</i> e de produção <i>offshore</i> no Brasil. Reservatório - poços surgentes; Mecânico - energia mecânica externa.	21
Figura 5-1. Influência da injeção de GL na curva <i>Tubbing Pressure Requeriment</i> (TPR) e <i>Inflow Performance Relationship</i> (IPR).	24
Figura 5-2. Influência da injeção de GL na curva <i>Tubbing Pressure Requeriment</i> (TPR) e <i>Inflow Performance Relationship</i> (IPR).	25
Figura 5-3. Curva de Performance de Produção (CPP) de um poço à <i>Gas Lift</i>	26
Figura 5-4. Os ciclos do GLI Convencional (GLIC).	29
Figura 5-5. Os ciclos do GLI Invertido (GLII).	30
Figura 5-6. Os ciclos do GLI com Pistão (GLIP).	31
Figura 5-7. Os ciclos do GLI com Câmara de Acumulação (GLICA).	32
Figura 5-8. Os ciclos do GLI com <i>Pig-Lift</i> (GLIPL).	33

Figura 5-9. Instalação de um poço GLI Convencional (GLIC).....	34
Figura 5-10. Os tipos de instalações de <i>Gas Lift</i>	35
Figura 5-11. O estudo do <i>Fallback</i> para os primeiros ciclos de produção.....	36
Figura 5-12. Os estágios de um ciclo do <i>Gas Lift</i> Intermitente Convencional (GLIC).	36
Figura 5-13. o tempo de ciclo (T_c) e o tempo de injeção (T_1) da válvula motora temporizada.....	39
Figura 5-14. O ciclo do <i>Gas Lift</i> Intermitente Convencional (GLIC).....	39
Figura 5-15. Efeito da profundidade de instalação da válvula operadora na curva de performance de um poço à <i>gas lift</i>	40
Figura 7-1. Lab GLI. MV - válvula motora temporizada; GLV - válvula gas lift/válvula operadora; RZ - impedância do reservatório; g - gravidade; Pt - pressão na coluna de produção; Pc - pressão no revestimento; Pr - Pressão no reseratório; Ping - Pressão do gás de injeção.....	47
Figura 7-2. Diagrama do simulador físico de <i>gas lift</i> intermitente convencional.	50
Figura 8-1. Percentagem de recuperação por pressão de injeção a montante da válvula operadora para coluna de produção de 1" de diâmetro.	54
Figura 8-2. Percentagem de recuperação por pressão de injeção a montante da válvula operadora para coluna de produção de 1 1/2" de diâmetro.	55
Figura 8-3. Percentagem de recuperação por pressão de injeção a montante da válvula operadora para coluna de produção de 2" de diâmetro.	57
Figura 8-4. Volume produzido por pressão de fechamento da válvula operadora para coluna de produção de 2" de diâmetro.....	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 4-1. Características gerais do Gas Lift Contínuo (GLC) e Gas Lift Intermitente (GLI).	17
Tabela 4-2. Critério de classificação do índice de produtividade (IP) e pressão estática do reservatório (PE).	18
Tabela 4-3. Faixas de PE e IP para critério de emprego da elevação artificial a gás contínua ou intermitente.	18
Tabela 4-4. Tabela comparativa dos métodos de Elevação Artificial.	19
Tabela 5-1. Os eventos ocorridos em cada estágio do ciclo de um poço à <i>gas lift</i> intermitente convencional (GLIC).	37
Tabela 7-1. Grandezas envolvidas na análise do GLI Convencional.	48
Tabela 8-1. Tabela do experimento realizado com a coluna de produção de 1" de diâmetro, pressão de reservatório de 0,3 bar e pressão de fechamento da válvula operadora de 0,5 bar.	55
Tabela 8-2. Tabela do experimento realizado com a coluna de produção de 1 1/2" de diâmetro, pressão de reservatório de 0,3 bar e pressão de fechamento da válvula operadora de 0,5 bar.	56
Tabela 8-3. Tabela do experimento realizado com a coluna de produção de 2" de diâmetro, pressão de reservatório de 0,5 bar e pressão de fechamento da válvula operadora de 0,5 bar.	57
Tabela 8-4. Tabela do experimento realizado com a coluna de produção de 2" de diâmetro, pressão de reservatório de 0,5 bar e pressão a montante da válvula operadora no momento de abertura de 4,5 bar.	59
Tabela 8-5. Tabela do experimento realizado com a coluna de produção de 2" de diâmetro, pressão de reservatório de 0,3 bar e pressão a montante da válvula operadora no momento de abertura de 4,5 bar.	58

SUMÁRIO

1- INTRODUÇÃO.....	1
2- OBJETIVOS.....	3
1. OBJETIVO GERAL.....	3
2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
3- MECANISMOS NATURAIS DE PRODUÇÃO.....	4
4- METODOS ARTIFICIAIS DE PRODUÇÃO	7
4.1 - BOMBEIO MECÂNICO (BM)	8
4.2 - BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO (BCS)	9
4.3 - BOMBEIO POR CAVIDADES PROGRESSIVAS (BCP).....	12
4.4 - <i>GAS LIFT</i> (GL).....	14
5- <i>GAS LIFT</i> INTERMITENTE (GLI)	22
5.1 - DESENVOLVIMENTO DO GL.....	27
5.2 - CONFIGURAÇÕES DO GLI.....	27
5.3 - <i>GAS LIFT</i> INTERMITENTE CONVENCIONAL (GLIC)	33
5.3.1 <i>Fallback</i>	35
5.3.2 O ciclo do <i>gas lift</i> intermitente convencional (GLIC)	36
5.3.3 Válvula motora temporizada	38
5.3.4 Válvula operadora	39
6- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	42
6.1 - MODELOS SEMI-EMPÍRICOS DE GLI.....	42
6.2 - MODELOS MECANICISTAS DE GLI	44
7- MATERIAIS, EQUIPAMENTOS E METODOLOGIA.....	47
8- RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	54
9- CONCLUSÕES.....	60
10- PRÓXIMAS ETAPAS	61
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	62

1- INTRODUÇÃO

A utilização, exploração e comercialização de recursos fósseis apresentam desafios nos âmbitos políticos, sociais, técnicos, econômicos e ambientais. Por se tratar de uma *commodity* de alto valor comercial, governo e sociedade devem pactuar sobre a exploração e comercialização de seus recursos. As adversidades para a produção do mesmo, a fim de garantir uma produção eficiente e ambientalmente segura, aliada ao aumento de demanda por energia, tornam o processo complexo.

O ciclo de um projeto de petróleo pode ser dividido em etapas. Primeiro a empresa operadora adquire o direito de explorar comercialmente a área. No Brasil, essa etapa ocorre pelas licitações de blocos regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em rodadas de licitação. Uma vez adquirido o bloco, a empresa ou grupo de empresas, realiza estudos e testes a fim de definir o local com maior probabilidade de conter óleo e gás natural em volumes comerciais. Nessa etapa, são feitos estudos de geologia e sísmica. A próxima etapa é a perfuração de poços, a fim de coletar informações sobre o bloco e confirmar, ou não, a existência de petróleo. Um plano de avaliação da descoberta é feito, para que se possa colher informações mais precisas. O Teste de Longa Duração (TLD) é um conjunto de operações que permite um melhor detalhamento das informações do reservatório e tem por finalidade desenvolver um projeto de desenvolvimento de produção mais eficiente para o campo a ser explorado. Caso a descoberta seja declarada economicamente atrativa é iniciada a fase de desenvolvimento, quando se instala as estruturas para a produção do campo e inicia-se a comercialização do óleo e gás produzidos. A última etapa ocorre quando a produção não gera receita suficiente para pagar as despesas da operação, condição de abandono de poço. O poço deve, então, ser tamponado e é feita uma liberação e verificação da área segundo as normas da ANP.

A produção de petróleo é definida por diferentes processos, que vão desde a extração dos fluidos contidos no reservatório - óleo, gás e água; passando pela garantia de escoamento até a superfície; separação dos fluidos e, caso houver, das partículas sólidas; até o transporte. No início da exploração, o reservatório que dispõe de energia suficiente para elevar o fluido

do reservatório até as unidades estacionárias de produção, são considerados surgentes. A energia para a elevação natural provém da pressão do reservatório que tende a ser suficientemente elevada no início da produção de um campo de petróleo. O óleo tem energia suficiente para a elevação natural devido a forças naturais, sendo essas: expansão do óleo, expansão do gás ou ambos; deslocamento pela migração de água naturalmente pressurizada de uma zona de comunicação; e escoamento de uma posição mais alta no reservatório para poços em posições mais baixas. As forças de expulsão naturais presentes em um determinado reservatório dependem das propriedades da rocha e do fluido, da estrutura geológica e da geometria do reservatório, além da taxa de produção de óleo e gás (CORREIA *et al.*, 2006). A pressão do reservatório diminui a medida que a produção desenvolve-se com o tempo, reduzindo a energia para escoar o fluido do reservatório até a superfície. Quando o reservatório não provém mais energia suficiente para escoar o fluido, disse que o poço não é mais surgente, ou morreu . Técnicas de elevação artificial são empregadas de modo que o poço continue a produzir a vazões economicamente viáveis.

A justificativa, quanto a realização deste trabalho, é um estudo a fim de compreender a relação de alguns dos parâmetros utilizados na técnica de elevação artificial a gás intermitente, visando o aumento da produtividade de um poço de petróleo ao utilizar esse método. A elevação artificial a gás intermitente tem um baixo custo de capital e operacional, sendo largamente utilizada em campos *onshore* depletados, diga-se campos *onshore* maduros. As questões quanto a influência desses projetos terão impacto político e social, uma vez que o poço continua a produzir a um baixo custo para as empresas operadoras, gera pagamento de impostos e emprego de mão de obra local.

2- OBJETIVOS

1. OBJETIVO GERAL

O presente trabalho tem como objetivo geral o estudo paramétrico de um simulador físico operando em *gas lift* intermitente convencional (GLIC). O estudo paramétrico consiste em estudar comportamento da produção de líquido quando se altera os parâmetros de operação do ciclo em GLIC para um campo operacional depletado.

2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Seleção do diâmetro do tubo de produção;
- Determinação da pressão de injeção;
- Determinação da pressão de carga de líquido;
- Determinação da pressão a montante da válvula operadora do momento de abertura;
- Determinação da pressão de fechamento da válvula operadora;

3- MECANISMOS NATURAIS DE PRODUÇÃO

Segundo Thomas (2001) a produção natural ocorre por dois efeitos principais: a descompressão do reservatório, o que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e a contração do volume poroso; e o deslocamento do fluido por outro fluido, os chamados mecanismos de produção de reservatório de petróleo. São três os principais tipos de mecanismos: mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás e mecanismo de influxo de água.

O mecanismo de gás em solução ocorre pela despressurização do reservatório a valores de pressão de saturação do óleo, pressão na qual o gás que está contido no óleo começa a ser produzido. O gás é muito mais expansível do que o líquido, por isso força o deslocamento do óleo para fora do meio poroso. A medida que a pressão continua a reduzir, o volume de gás aumenta, e o gás liberado também. O valor de razão gás óleo (RGO) aumenta e a pressão do reservatório cai rapidamente (figura 3-1) e a razão de água produzida (WC) é baixa e estável. Esse mecanismo apresenta baixas taxas de recuperação, normalmente inferiores a 20% do volume de óleo original.

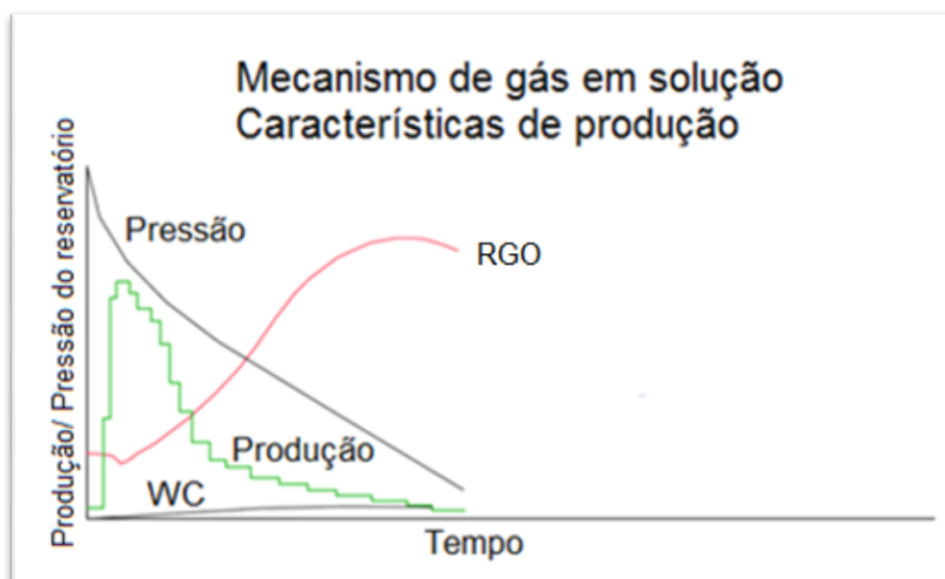


Figura 3-1. As características de um poço em produção natural por mecanismo de gás em solução.

Fonte: Adaptado de BEHRENBRUCH (2014)

No mecanismo de capa de gás, as condições iniciais do reservatório já apresentam a fase líquida e gás da mistura de hidrocarbonetos em equilíbrio e separados. A fase gás livre, por ter densidade menor que o líquido, se

acumulam nas partes superiores do meio poroso. A zona que contém óleo é colocada em produção, o que despressuriza o reservatório. O gás livre expande, penetrando gradativamente os espaços que eram ocupados por óleo anteriormente ou zona de óleo. Devido a alta compressibilidade do gás, a queda de pressão no reservatório não é brusca, ocorre de forma lenta (figura 3-2). O mecanismo apresenta taxas de recuperação entre 20% a 40% do volume de óleo original.

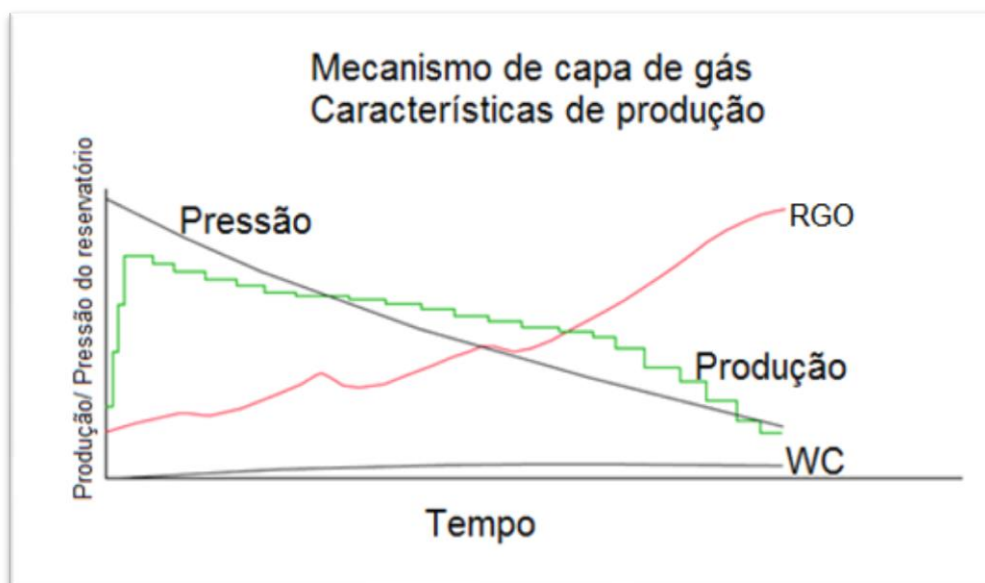


Figura 3-2. As características de um poço em produção natural por mecanismo de capa de gás. Fonte: Adaptado de BEHRENBRUCH (2014)

O mecanismo de influxo de água ocorre quando o reservatório está em contato direto com uma grande acumulação de água, denominada de aquífero. A despressurização do reservatório devido a produção de óleo causa uma queda de pressão no aquífero, que responde através da expansão da água nele contida e na redução do volume poroso. Deste modo, a água expande invadindo os espaços que eram ocupados por óleo anteriormente ou zona de óleo. O influxo desloca o óleo, o que aumenta a produção e mantém a pressão elevada na zona de óleo (figura 3-3). O mecanismo de influxo de água só é eficiente quando o aquífero é de grande proporção, isso ocorre devido a compressibilidade de água e da rocha serem pequenas. A razão água-óleo cresce continuamente. O mecanismo apresenta taxas de recuperação entre 35% a 60%, podendo chegar a valores de até 75% do volume de óleo original.

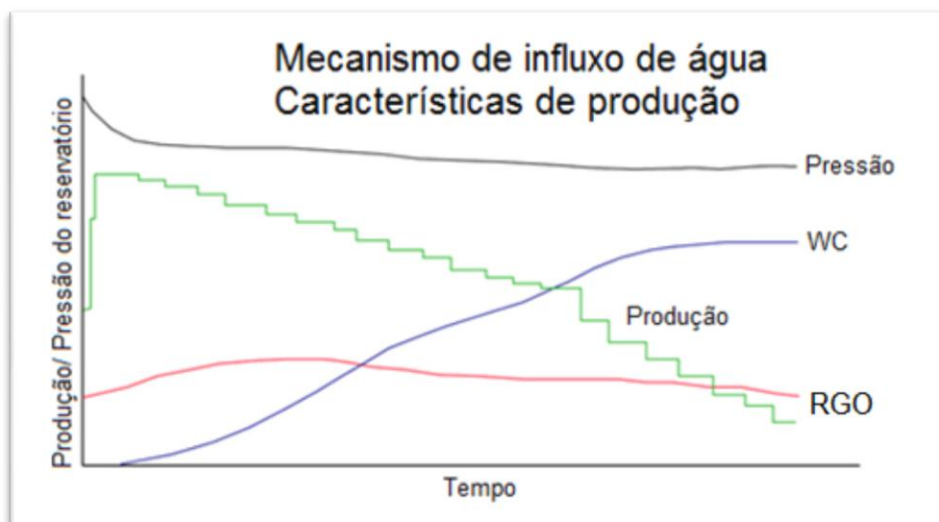


Figura 3-3. As características de um poço em produção natural por mecanismo de influxo de água.

Fonte: Adaptado de BEHRENBRUCH (2014)

Segundo Takács (2005) os poços de petróleo deixam de fluir o petróleo naturalmente devido a duas principais razões: a queda da pressão no fundo do poço a valores inferiores a pressão total de perdas de carga a montante ou quando o total de perdas de carga torna-se maiores do que a pressão no fundo do poço. A queda da pressão no fundo do poço ocorre pela redução de pressão do reservatório ao longo do processo de produção, em que os fluidos contidos no reservatório são produzidos. Já o aumento das perdas de carga ocorre devido aos mecanismos de hidrodinâmica podendo ser causados por aumento na densidade dos fluidos produzidos, o que ocorre pela redução do volume de gás produzido, ou por questões mecânicas, como as restrições do projeto quanto a diâmetro do tubo de produção, *downhole* e outros. As condições de superfície, como o comprimento da *flowline*, impactam nas perdas de carga.

4- METODOS ARTIFICIAIS DE PRODUÇÃO

A fim de mitigar a redução na pressão do reservatório, evitando queda na produção, métodos de recuperação são empregados. A manutenção de energia do reservatório é frequentemente realizada pela injeção de água, gás carbônico ou vapor d'água no reservatório por poços injetores. Consiste em uma técnica artificial a fim de simular os mecanismos naturais de produção do reservatório, os quais podem ser o mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás e mecanismo de influxo de água ou aquífero.

A manutenção da pressão do reservatório é importante para que não ocorra uma queda na produção. As empresas operadoras acompanham essas duas variáveis evitando, assim, que o poço morra. Quando a vazão se reduz a valores economicamente inviáveis ou não atraentes, técnicas de elevação artificial são adotadas a fim de fornecer suplemento de energia para o fluido que se encontra na coluna de produção. A energia adicional permite ao fluido seu deslocamento até a unidade de produção (RIZZO, 2011).

Existem diferentes métodos de elevação artificial de fluidos e a escolha do método de elevação a ser empregado deve considerar diferentes aspectos, como por exemplo: a localização geográfica do campo, os custos operacionais e de capital, características do reservatório, a flexibilidade de produção, a confiabilidade do método, conhecimento e familiaridade com o método por parte do pessoal técnico da empresa operadora e outros (BUCARAM e PATTERSON, 1994). Alguns fatores que influenciam na escolha do método são: número de poços, diâmetro do revestimento, produção de área associado, 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 estações ou plataformas de produção, os equipamentos disponíveis, segurança e outros (THOMAS, 2001). A decisão do método de elevação artificial é crucial para garantir a viabilidade econômica da produção em longo prazo. A troca dos equipamentos para um diferente método envolve custos muitos altos.

Os métodos mais utilizados são:

- Bombeio Mecânico (BM)
- Bombeio Centrífugo Submerso (BCS)

- Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP)
- *Gas Lift* Contínuo (GLC) e Intermitente (GLI)

4.1 - BOMBEIO MECÂNICO (BM)

Método de elevação artificial mais antigo e também o mais utilizado no mundo, sendo empregado em poços localizados *onshore*. De acordo com NASCIMENTO (2005), o BM tem alta empregabilidade por ter um baixo custo com investimentos e manutenção, flexibilidade de vazão e profundidade, boa eficiência energética e a possibilidade de operar com fluidos de diferentes composições e viscosidades em uma ampla faixa de temperatura. Outra vantagem diz respeito à fonte de energia utilizada no método. O BM pode operar com motor de combustão interna, em locais onde não há fonte de energia elétrica. No entanto, o método tem desvantagem em poços onde há produção de areia e/ ou óleo parafínico, poços que produzem muito gás e em poços desviados. A areia e/ ou incrustação de parafinas desgastam os equipamentos móveis utilizados no método e o gás reduz significativamente a eficiência volumétrica da bomba de fundo, podendo, inclusive, resultar em bloqueio de gás e parada de produção.

A elevação artificial por BM consiste em converter o movimento rotativo de um motor elétrico ou de combustão interna em movimento alternativo pela unidade de bombeamento, instalada próximo a cabeça do poço, sendo transmitido a uma coluna de hastes até o fundo do poço acionando uma bomba que eleva os fluidos produzidos pelo reservatório a superfície (THOMAS, 2001). Os equipamentos do método são divididos em equipamentos de superfície e de subsuperfície (figura 4-1). Os principais componentes de superfície são: unidade de bombeio (Cabeça do cavalo, tripé, bielas, contrapesos, manivelas, redutor e viga) e o motor. Os componentes de subsuperfície são: a coluna de hastes e a bomba de fundo (NASCIMENTO, 2005). Esse método é popularmente conhecido como “cavalo de pau”, sendo largamente utilizado em poços rasos com elevação de fluidos em vazões médias, ou em poços mais profundos mas com baixas vazões de produção.

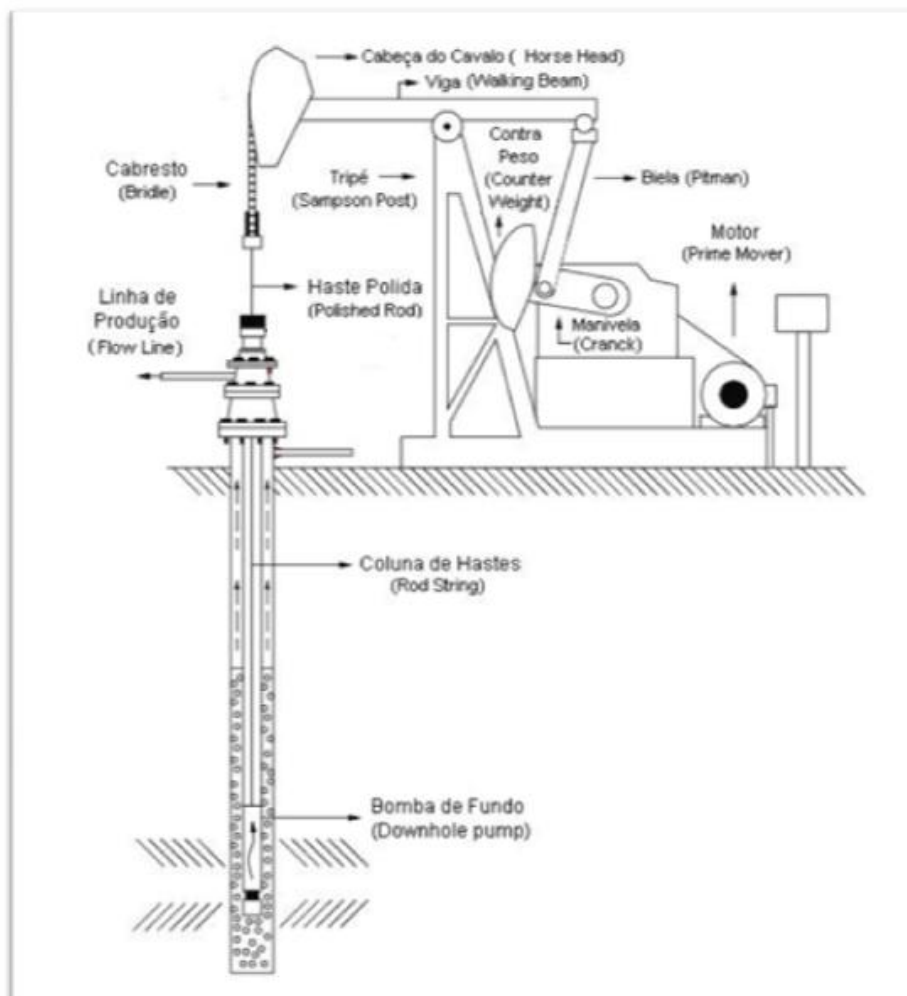


Figura 4-1. Poço equipado com Bombeio Mecânico (BM).
Fonte: Adaptado de NASCIMENTO (2005).

4.2 - BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO (BCS)

Método de elevação artificial em que energia elétrica é transmitida ao fundo do poço por um cabo elétrico, sendo convertida a energia mecânica por um motor de subsuperfície conectado a uma bomba centrífuga de múltiplos estágios. A energia é então transmitida ao fluido sob a forma de pressão, elevando-o para a superfície. Os equipamentos do BCS são divididos em equipamentos de superfície e de fundo (figura 4-2), sendo os equipamentos de fundo instalados na extremidade da coluna de produção. Os equipamentos de superfície são um inversor de frequência e transformador de tensão elétrica, que alimenta e controla a energia necessária para operar o motor de subsuperfície. Os equipamentos de fundo são bomba centrífuga de múltiplos estágios, um motor elétrico, selo mecânico e o cabo de potência. O motor

elétrico fornece potência mecânica à bomba e o selo comunica mecanicamente a bomba ao motor, isolando dos fluidos do reservatório.

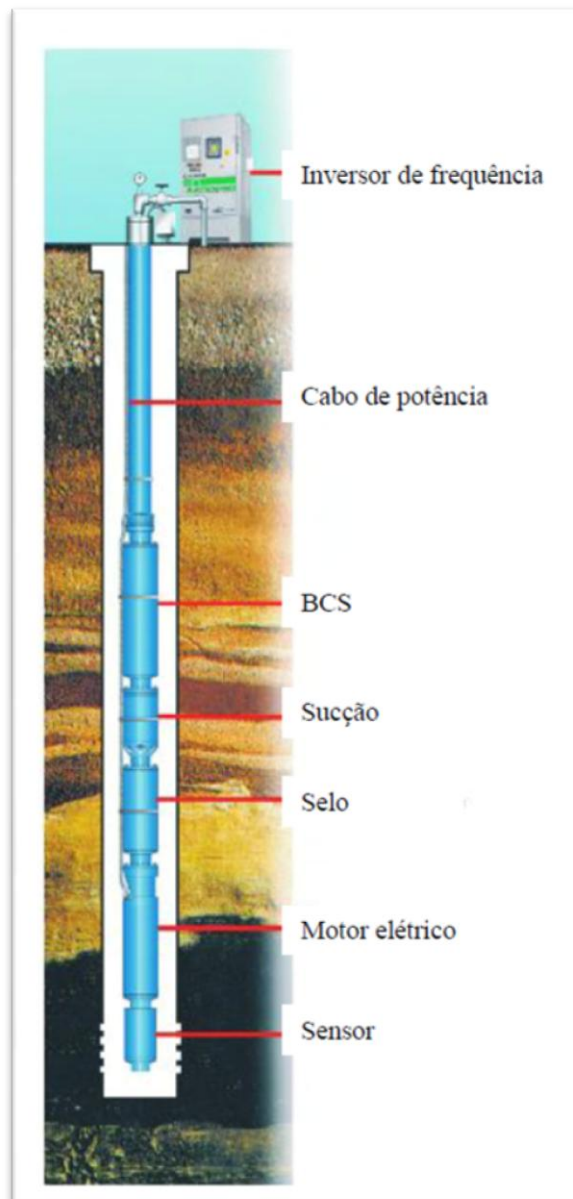


Figura 4-2. Poço equipado com Bombeio Centrífugo Submerso (BCS).
Fonte: VARON (2013).

A bomba centrífuga de múltiplos estágios possui arquitetura tal que cada estágio é disposto imediatamente acima do outro. Cada estágio é constituído por um impulsor ou rotor e um difusor (figura 4-3). O impulsor, que está fixo ao eixo central, gira em alta velocidade transferindo energia cinética ao fluido pelo aumento de velocidade. O difusor não sofre rotação, permanece estacionário, transformando a energia cinética do fluido em energia de pressão e redireciona o fluido do impulsor localizado imediatamente abaixo para o

impulsor localizado logo imediatamente acima. Este processo transforma a energia cinética oferecida pelo motor em energia de pressão e possibilita que o óleo seja elevado até a superfície (THOMAS 2001). No dimensionamento da bomba a ser utilizada, levam-se em consideração as particularidades do projeto e que cada estágio fornece um incremento de pressão ao fluido. Portanto, o dimensionamento da bomba terá o número de estágios necessários para que o incremento de energia seja suficiente para que o fluido possa ser produzido.



Figura 4-3. Rotor e difusor de tipo de fluxo radial e misto respectivamente.

Fonte: Adaptado de VARON (2013).

O método BCS é muito eficiente quando operando em poços com alta vazão de produção, com alto teor de água e baixo RGO. Também para poços

com fluidos de alta viscosidade e poços com altas temperaturas. O BCS tem ampla utilização em poços desviados. No entanto, o método tem baixa eficiência em poços que produzem gás e areia. O gás reduz a eficiência da bomba, cavitação, podendo até ocasionar sua parada por *gas lock*. A areia pode promover a abrasão no interior da bomba, o que reduz a vida útil do equipamento e fazem-se necessárias operações de manutenção e reparo. Outra desvantagem é o alto custo dos equipamentos e o custo operacional do método.

4.3 - BOMBEIO POR CAVIDADES PROGRESSIVAS (BCP)

Método de elevação artificial em que um motor elétrico situado na cabeça do poço movimenta um conjunto de hastes e uma bomba de cavidades progressivas do tipo deslocamento positivo. A bomba de cavidades progressivas é constituída por um rotor e um estator (figura 4-4). O conjunto é constituído por uma geometria de cavidades herméticas idênticas. O rotor ao girar no interior do estator produz um movimento axial das cavidades no sentido da sucção para a descarga (NASCIMENTO, 2005). A rotação do rotor produz o deslocamento dos fluidos dentro das cavidades em um volume fixo de fluido.

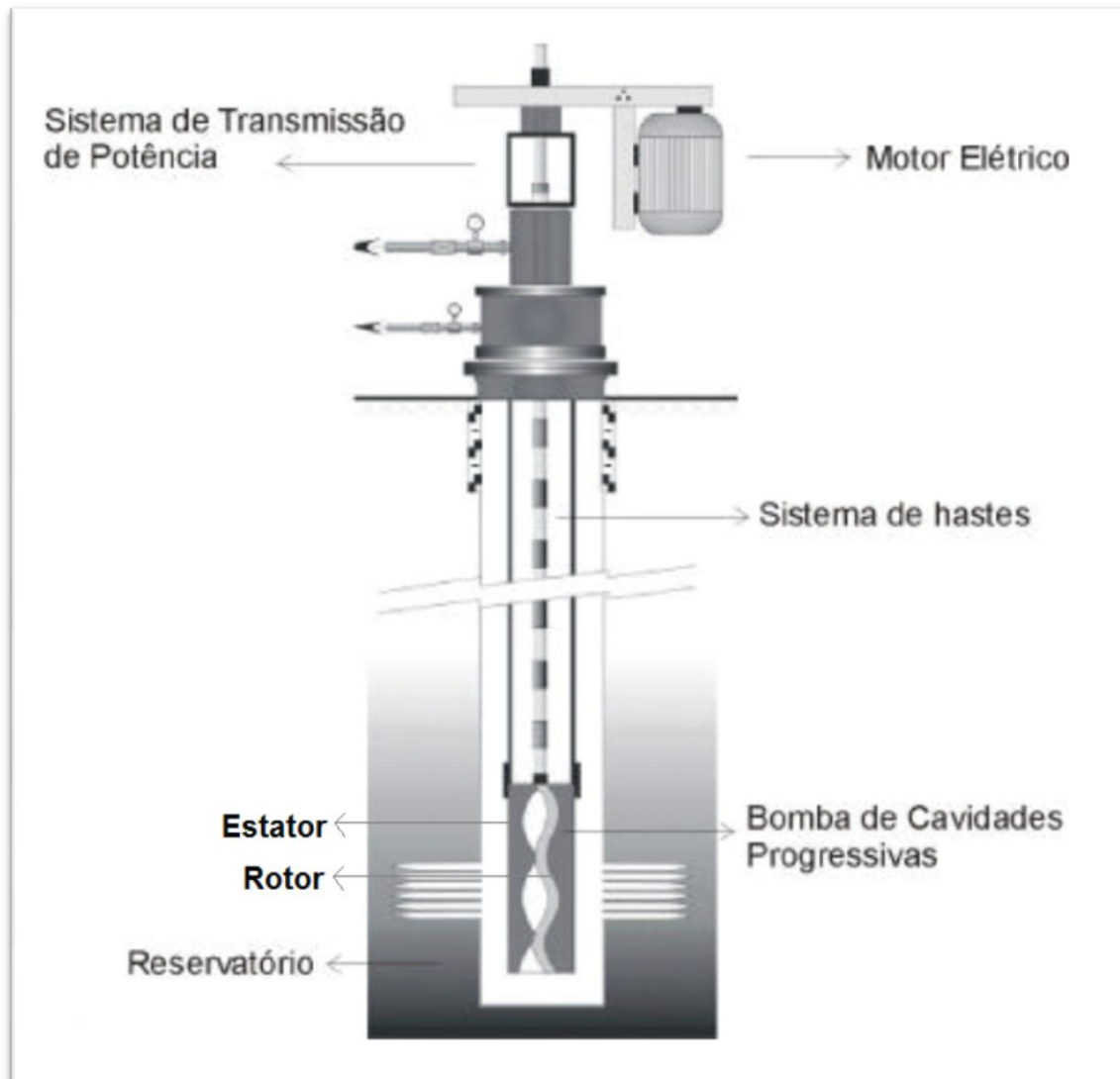


Figura 4-4. Poço equipado com Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP).
Fonte: Adaptado de NASCIMENTO (2005).

Segundo Thomas (2001), o método BCP é utilizado em poços rasos, devido ao diferencial de pressão à que é submetida a bomba e também a questões de transmissão de energia da superfície a bomba. A vantagem do método é a aplicabilidade em poços com óleo pesado, parafínicos e com produção de areia. Possui uma boa eficiência ao produzir fluidos muito ou pouco viscosos. As desvantagens são baixas vazões de produção ou vazões limitadas, a temperatura do fundo também é um fator limitante do método, assim como uma alta RGO, o que reduz a eficiência das bombas. O método apresenta muitos desgastes dos equipamentos, sendo necessário muitas intervenções. O BCP é inadequado para poços desviados.

4.4 - GAS LIFT (GL)

Método de elevação artificial que utiliza a energia do gás injetado como fonte externa de energia para elevar os fluidos contidos no reservatório. Muito empregado em poços onde há disponibilidade de gás a alta pressão, ou a um baixo custo pelo acesso à infraestrutura, gasodutos e compressores. O GL é um método versátil, podendo ser utilizado tanto em óleos leves quanto em óleos pesados; operar em amplas faixas de vazões de produção; em poços desviados; em diferentes profundidades e é eficiente em poços produzindo alto teor de areia e elevada RGO (THOMAS, 2001). O GL pode ser operado remotamente.

Os equipamentos para o método de elevação a GL são: uma fonte de gás a alta pressão (compressor); controlador de injeção de gás na superfície (*choke* ou válvula motora); controlador de injeção de gás na subsuperfície (válvula de *gas lift* ou válvula operadora) e equipamentos de separação e armazenamento de fluidos produzidos (figura 4-5).

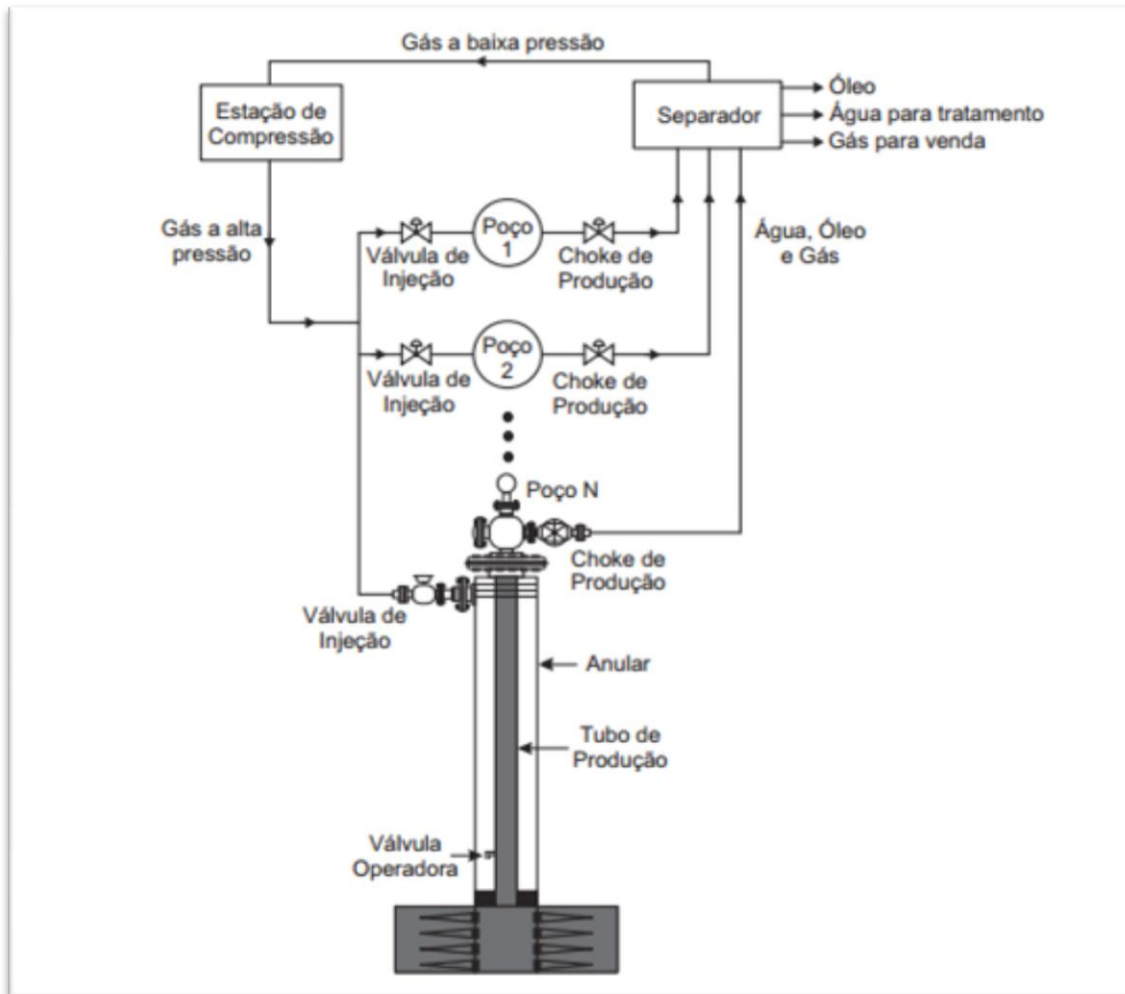


Figura 4-5. Poço equipado com *Gas Lift* (GL).
Fonte: Adaptado de THOMAS (2001).

O GL apresenta um baixo custo de manutenção e operação, isso porque contém uma pequena quantidade de elementos móveis no interior do poço em contato com o fluido a ser elevado. A localização dos equipamentos em superfície torna a manutenção barata. Os custos de aquisição e instalação representam uma parcela significativa do custo total do GL.

O GL tem um baixo rendimento energético como desvantagem. Isso porque uma grande quantidade de gás a alta pressão é utilizada para a operação ser eficiente. O conceito de eficiência energética está relacionada à razão entre a potência hidráulica fornecida ao poço e a potência efetivamente transmitida aos fluidos produzidos (CARVALHO, 2004).

O método se classifica como Contínuo ou Intermitente em função da temporização do gás injetado (figura 4-6). No método a *gas lift* contínuo (GLC) o gás a alta pressão é injetado continuamente na coluna de produção

preferencialmente no ponto mais profundo possível do poço. O gás injetado reduz a densidade da mistura de fluidos, reduzindo assim a pressão de fundo de poço requerida para a produção, o que aumenta a vazão do fluido do reservatório para a coluna de produção. O *gas lift* intermitente (GLI) o gás a alta pressão é injetado na coluna de produção mas de modo intermitente. A expansão do gás na coluna de produção resulta numa elevação em golfada da carga líquida previamente acumulada no poço pelo reservatório. As principais características dos dois métodos de GL são apresentados na tabela 4-1.

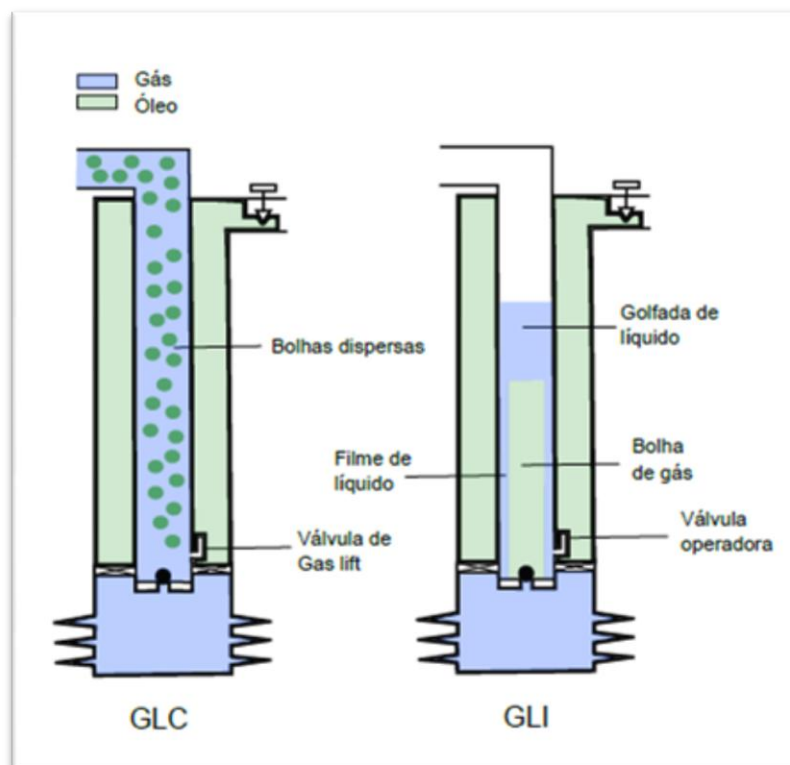


Figura 4-6. Poço equipado com *Gas Lift* Contínuo (GLC) e *Gas Lift* Intermitente (GLI).
Fonte: LARA (2013).

Tabela 4-1. Características gerais do Gas Lift Contínuo (GLC) e Gas Lift Intermitente (GLI).

	Gas Lift	
	Contínuo (GLC)	Intermitente (GLI)
Eficiência	Razoável; é maior em poços que requerem menor razão de gás injetado por líquido produzido (RGIL) para produzir; eficiência típica de 5 a 30%.	Baixa; requer um elevado volume de gás injetado por volume de fluido produzido; eficiência típica de 5 a 10%.
Flexibilidade	Excelente; a vazão produzida é ajustada através da vazão de gás injetada.	Boa; a vazão produzida é ajustada através do tempo de injeção e da frequência dos ciclos de operação do sistema.
Confiabilidade	Excelente; desde que haja disponibilidade de gás e o sistema de compressão seja adequadamente projetado e mantido.	Excelente; na existência de um suprimento adequado de gás, com o sistema projetado para vazões pulsáteis.
Custos de capital	Baixo custo para equipar o poço; os custos das linhas de injeção e produção podem ser significativos; a adoção de centrais de compressão reduz o custo por poço.	Baixo custo para equipar o poço; os custos das linhas de injeção e produção podem ser significativos; a adoção de centrais de compressão reduz o custo por poço.
Custos operacionais	O custo de compressão varia com o acionamento e a manutenção do compressor.	O custo de compressão varia com o acionamento e a manutenção do compressor.
Emprego	Sistemas de grande vazão para poços com alto índice de produtividade (IP) e elevada pressão de fundo, relativa à profundidade do poço.	Utilizado em substituição ao bombeio mecânico com hastes e em poços com baixa pressão de fundo, equipados originalmente com GLC.

Fonte: CARVALHO (2004).

A utilização do GLC ou do GLI depende de vários fatores, entre eles o índice de produtividade (IP) e a pressão estática do reservatório (PE). A tabela 4-2 apresenta os critérios de classificação de IP e PE. O GLC é empregado em poços com IP maiores de $1,0\text{m}^3/\text{dia}/\text{kgf}/\text{cm}^2$ e alta PE, já o GLI é empregado

em poços em campos maduros, em que o IP e a PE são baixos ou ainda quando um dos dois parâmetros, IP ou PE, for classificado como baixo, tabela 4-3.

Tabela 4-2. Critério de classificação do índice de produtividade (IP) e pressão estática do reservatório (PE).

	PE	IP
ALTO	Se suficiente para suportar uma coluna de fluido igual ou superior a 70% da profundidade total do poço	Se maior que 2,26m ³ /dia/kgf/cm ²
MÉDIO	Se suficiente para suportar uma coluna de fluido entre 40 e 70% da profundidade total do poço	Se entre 0,68 e 2,26m ³ /dia/kgf/cm ²
BAIXO	Se suficiente para suportar uma coluna de fluido inferior a 40% da profundidade total do poço	Se menor que 0,68m ³ /dia/kgf/cm ²

Fonte: SANTOS (1997).

Tabela 4-3. Faixas de PE e IP para critério de emprego da elevação artificial a gás contínua ou intermitente.

	IP ALTO	IP MÉDIO	IP BAIXO
PE ALTA	GLC	GLC/ GLI	GLI
PE MÉDIA	GLC/ GLI	GLC/ GLI	GLI
PE BAIXA	GLI	GLI	GLI

Fonte: SANTOS (1997).

Segundo CARVALHO (2004), o GLI requer basicamente as mesmas instalações do GLC, sendo necessário alterar algumas válvulas e o funcionamento das mesmas. Não requer alterações significativas na planta de produção e por isso é preferencial na substituição do GLC como método de elevação artificial. Isso porque, em função da depleção do reservatório, o GLC torna-se ineficiente em poços maduros. Quando a pressão estática do reservatório cai a valores nos quais a injeção contínua de gás torna a elevação do óleo ineficiente ou não econômica. Nessa condição, a injeção intermitente de gás a intervalos regulares pode ser a melhor alternativa (SANTOS, 1997).

O GLC apresenta uma flexibilidade e eficiência melhor do que o GLI, além de ter uma maior empregabilidade. No entanto, o estudo visa um sistema de elevação artificial a ser implementado em campos *onshore* maduros. Assim,

para essas condições descritas, de médio a baixo índice de produtividade e baixa pressão estática do reservatório, o CLI apresenta melhores resultados e faz dele o método de elevação artificial ideal para estudo.

A tabela 4-4 mostra sumariza uma comparação dos métodos de elevação artificial, Bombeio Mecânico (BM), Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP) e *Gas Lift* Contínuo (GLC) e Intermitente (GLI), quanto a características de uso.

Tabela 4-4. Tabela comparativa dos métodos de Elevação Artificial.

	Bombeio Mecânico (BM)	Bombeio Centrífugo Submerso (BCS)	Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP)	Gas Lift (GL)
Máxima profundidade de operação (m) (TVD)	4.900	4.600	1.800	4.550
Profundidade típica de operação (m) (TVD)	30 - 3.350		610 - 1.370	1500 - 3050
Volume de fluido produzido (bbl/dia)	20 - 1.500	200 - 40.000	20 - 2.200	100 - 30.000
Temperatura máxima de operação (°F/°C)	550 °F / 288°C	400 °F/ 205 °C	250 °F / 120 °C	400 °F/ 205°C
Reação a corrosão	Boa a Excelente	Boa	Ruim	Boa a Excelente
Reação a produção de gás	Razoável a Boa	Ruim a Razoável	Boa	Excelente
Reação a produção de sólidos	Razoável a Boa	Ruim a Razoável	Excelente	Boa a Excelente
Densidade do fluido (°API)	>8	>10	<35	>15
Força motriz	Elétrico ou a Combustão	Motor Elétrico	Elétrico ou a Combustão	Compressor
Aplicação <i>Offshore</i>	Limitada	Excelente	Boa	Excelente
Eficiência energética	45 - 60%	35 - 60%	40 - 70%	10 - 30%

Fonte: BEHRENBRUCH (2014).

Os dados quanto a utilização dos métodos de elevação artificial são escassos na literatura e, por isso, são difíceis de serem quantificados. No entanto, segundo dados da PetroWiki da *Society of Petroleum Engineers – SPE*, existem aproximadamente 2 milhões de poços em produção no mundo SPE (2016). Desses, mais de 1 milhão utilizam algum método de elevação artificial. Mais de 750.000 usam Bombeio Mecânico com Hastes (BM). Só nos EUA são 350.000 poços utilizando esse método. Quando a comparação exclui poços não revestidos – *stripper wells*, ou seja, quando se comprara apenas os poços revestidos, a proporção de poços utilizando *gas lift* como método de elevação artificial aumenta para 52%. Segundo Martinez (2003) em 2003, 31% de toda a produção de óleo da ExxonMobil foi pelo método de elevação artificial *gas lift*. No mesmo ano o *gas lift* contribuiu para a produção da Shell em 25% (figura 4-7).

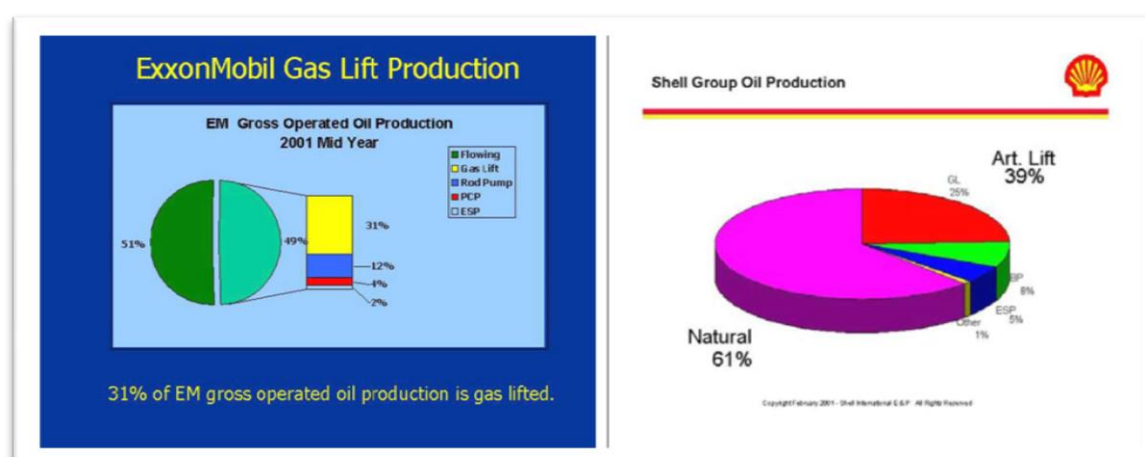


Figura 4-7. Proporção da participação dos métodos de elevação artificial no volume de óleo produzido pelas empresas ExxonMobil e Shell respectivamente.
Fonte: MARTINEZ (2003).

A ConocoPhillips, outra empresa produtora, teve em 2009 4% dos seus poços em produção utilizando *gas lift* como método de elevação artificial, o que corresponde a 20% de toda produção de barril de óleo equivalente por dia da companhia (figura 4-8). Ou seja, mesmo com uma baixa utilização do método de elevação artificial a *gas lift*, o método é responsável por um quinto de toda a produção de óleo equivalente por dia para a empresa no ano de 2009 (MARTINEZ, 2003). Vale ressaltar que a utilização do método de elevação artificial esta relacionada a diferentes aspectos e fatores. Para todas as empresas citadas, a produção natural ou surgencia dos poços foi o principal

mecanismo de produção. No entanto, com o tempo de produção, os poços irão necessitar de algum mecanismo de elevação artificial.

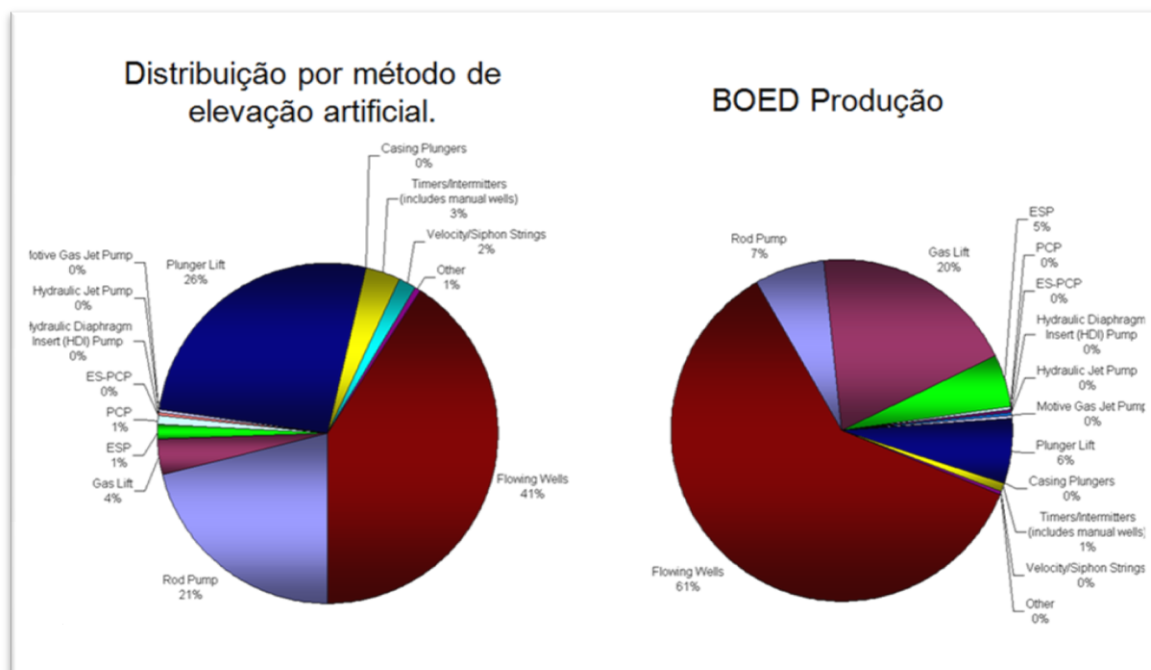


Figura 4-8. Proporção da utilização dos métodos de elevação artificial e suas respectivas participação no volume de óleo produzido pela empresa ConocoPhillips.
Fonte: Artificial Lift Research and Development Council (ALRDC).

Os dados das atividades no Brasil também são escassos. Segundo SANTOS *et al.* (2001), quanto as operações da Petrobras, em campos maduros *onshore* o *Gas Lift* Intermitente (GLI) é predominante entre o método à *Gas Lift* utilizado como método de elevação artificial (figura 4-9). O *Gas Lift* Contínuo (GLC) é utilizado majoritariamente em campos *offshore*.

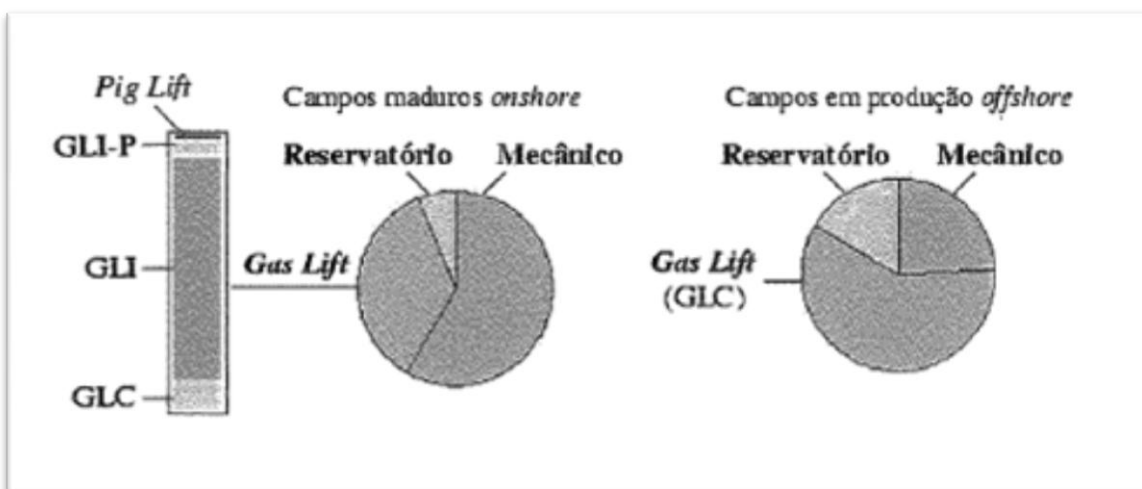


Figura 4-9. Proporção da participação do *Gas Lift* (Contínuo, intermitente e variantes) em campos maduros *onshore* e de produção *offshore* no Brasil. Reservatório - poços surgentes; Mecânico - energia mecânica externa.
Fonte: SANTOS *et al.* (2001).

5- GAS LIFT INTERMITENTE (GLI)

Gás a alta pressão é injetado na coluna de produção gaseificando o líquido de modo a reduzir pressão hidráulica do fluido. Devido à redução na pressão hidráulica do fluido, a pressão original fundo do poço torna-se suficientemente alta para mover o fluido, mistura gás-líquido, a vazões econômicas.

A elevação do fluido ocorre quando o mesmo dispõe de energia suficiente para vencer à pressão hidrostática da coluna de fluido somada as perdas de cargas, tanto do movimento ascendente, quanto no escoamento desse fluido pelas tubulações até as instalações de produção. As perdas de cargas são divididas em distribuídas e localizadas, sendo distribuídas quando refere-se ao atrito entre o fluido e coluna de produção, e entre fluido e linhas de produção. As perdas de cargas localizadas referem-se a quaisquer obstruções nas linhas de escoamento, como válvulas, reduções de diâmetro, curvas, e outros (RIZZO, 2011). O resultado da pressão requerida para que ocorra a elevação do fluido está descrito na equação 01 (HENKE, 2002).

$$P_{wf} > P_{hidro} + \Delta P_{atrito,D} + \Delta P_{atrito,L} + \Delta P_{ac}$$

$$P_{wf} > \rho gh + \frac{f_a V^2 L}{2d} + \Delta P_{atrito,L} + \rho V \Delta V \quad \text{Equação 01}$$

Onde:

P_{wf} = pressão de fluxo no fundo do poço;

P_{hidro} = pressão hidrostática referente à coluna de fluido;

$\Delta P_{atrito,D}$ = perda de carga referente ao atrito provocado entre o fluido e a coluna de produção;

$\Delta P_{atrito,L}$ = perdas localizadas referentes às obstruções na linha de produção, como válvulas, restrições entre outros;

ΔP_{ac} = perda de carga devido ao aumento de velocidade do fluido durante o escoamento;

f_a = fator de atrito, determinado pelo tipo do material da coluna e linha de produção;

g = gravidade;

ρ = massa específica do fluido;

L = distância percorrida pelo fluido do fundo poço até a superfície;

h = altura vertical da coluna de fluido

V = velocidade do fluido;

d = diâmetro da linha em que o fluido escoar.

A equação pode ser dividida entre "pressão disponível", sendo a P_{wf} , e "pressão requerida", sendo $P_{hidro} + \Delta P_{atrito,D} + \Delta P_{atrito,L} + \Delta P_{ac}$. O *gas lift*, ao injetar gás a alta pressão, reduz a massa específica da mistura, reduzindo a P_{hidro} da mistura. A nova pressão requerida é menor, permitindo que o poço produza em uma maior escala de pressão de fundo de poço.

Segundo Rizzo (2011), a relação entre pressão requerida e a pressão disponível pode ser compreendida pela relação entre *Tubbing Pressure Requirement* (TPR) e *Inflow Performance Relationship* (IPR), respectivamente. O ponto de equilíbrio, cruzamento da TPR com a IPR, para uma determinada vazão, exige que a pressão disponível para que o poço tenha energia suficiente para elevar o fluido, ou seja, igual ou superior a pressão requerida. O efeito do gás injetado na coluna de produção faz com que a curva de pressão requerida (TPR) decline e um novo ponto de equilíbrio, com maior vazão, é estabelecido com a IPR (figura 5-1). O exemplo proposto demonstra que o ponto de equilíbrio para o poço operando sem *gas lift*, ponto A na interseção da curva IPR e TPR-1, cai para um novo ponto de equilíbrio quando o poço opera com GL, ponto B, na interseção da curva IPR e TPR-2. A utilização do método de elevação artificial não só aumenta a vazão de produção, de aproximadamente 645m³/d para 870m³/dia, como também reduz a pressão requerida para a elevação do fluido, de 224 bar para 215 bar.

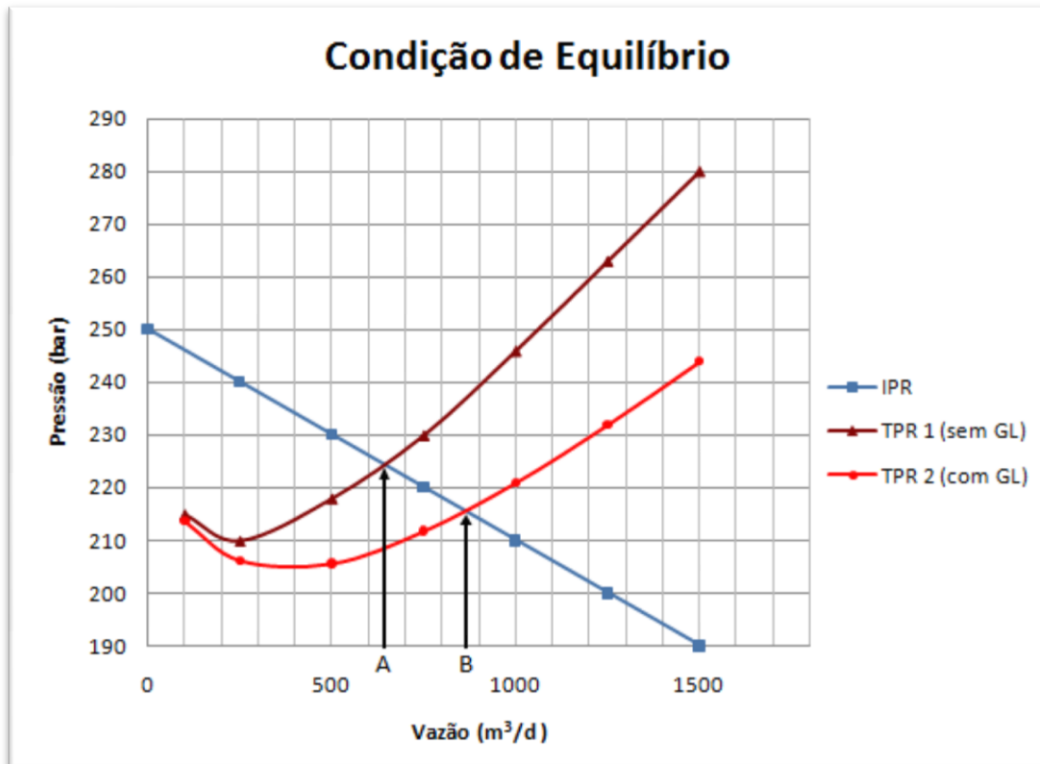


Figura 5-1. Influência da injeção de GL na curva *Tubing Pressure Requirement* (TPR) e *Inflow Performance Relationship* (IPR).
Fonte: RIZZO (2011).

Em outro estudo, Rizzo (2011) analisa a curva de influência de GL em um reservatório depletado, em que o poço não tem energia suficiente para elevar o fluido, mostrado na Figura 5-2. Ao se utilizar a técnica de elevação artificial *gas lift* a demanda de energia requerida reduz o declínio da curva TPR, e o poço produz.

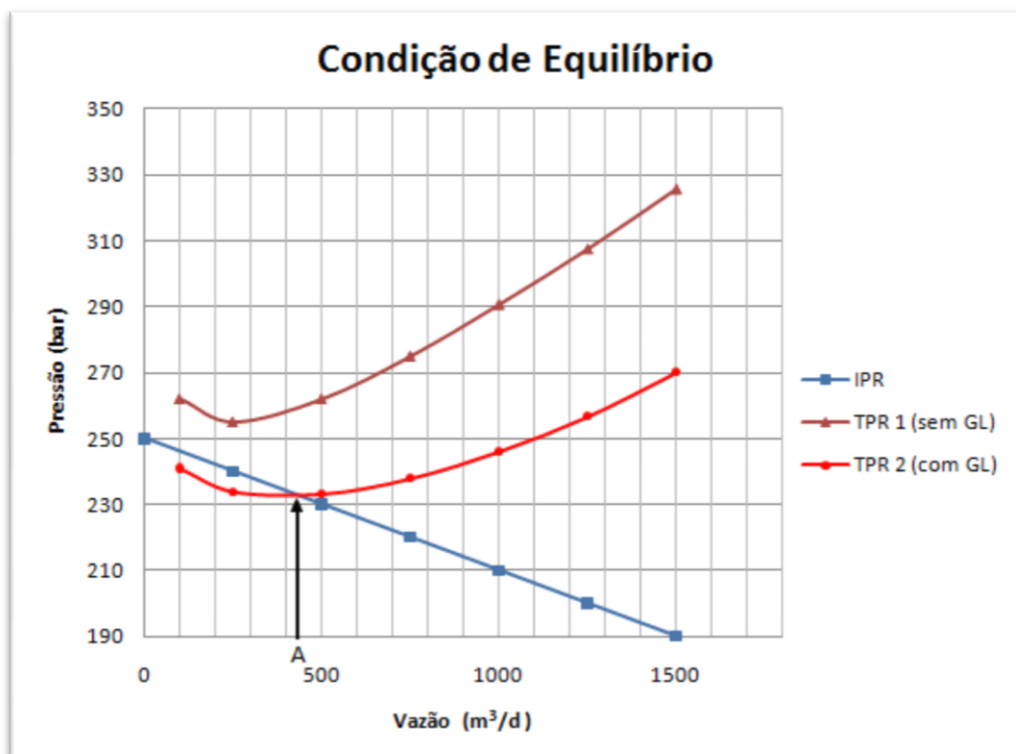


Figura 5-2. Influência da injeção de GL na curva *Tubing Pressure Requirement* (TPR) e *Inflow Performance Relationship* (IPR).
Fonte: RIZZO (2011).

Rizzo (2011) propõe a otimização de um poço à *gas lift*, visando aumentar a produção, utilizando a curva de performance do poço (CPP). A CPP apresenta a relação entre a taxa de líquido produzida e a taxa de gás injetado em um poço de petróleo, Figura 5-3. O aumento de fluido produzido devido o delta de gás injetado representa a taxa de retorno da CPP. O ponto de máxima produção é o mais eficiente para produção. A partir desse ponto, o aumento na taxa de gás injetado não irá repercutir em aumento de produção. A região econômica é definida como a região na qual um incremento nas despesas com injeção do GN é igual a um baixo incremento percentual nos rendimentos produzidos.

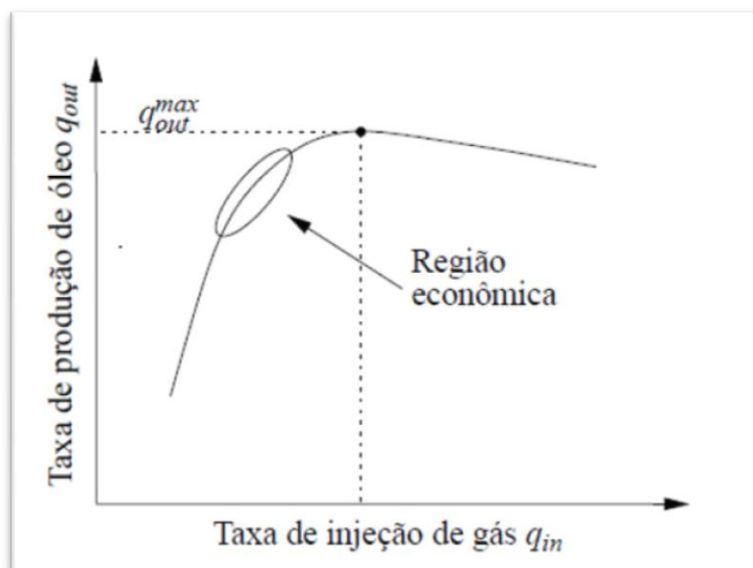


Figura 5-3. Curva de Performance de Produção (CPP) de um poço à Gas Lift.
Fonte: RIZZO (2011).

O ganho econômico para poços equipados com o método de elevação artificial a gás pode ser expresso pela equação 02. O estudo do comportamento dinâmico do poço quanto a injeção de gás a alta pressão e de modo intermitente e a taxa de produção de líquido tem por objetivo determinar as condições de viabilidade econômica do processo para um período determinado.

$$G = l_o Q_{op} + l_g (Q_{gp} - Q_{gi}) - c_g Q_{gi} - c_w Q_{wp} \quad \text{Equação 02.}$$

Onde:

G = ganho econômico, \$/período;

l_j = receita por unidade de volume associada ao fluido j , \$/m³;

Q_j = vazão volumétrica do fluido j , m³/s;

c_j = custo por unidade de volume relacionado ao fluido j , \$/m³;

$j = o =$ óleo; $g =$ gás; $w =$ água; $i =$ injetado; $p =$ produzido.

O ganho econômico, portanto, pode ser calculado pela diferença entre a receita associada à produção de óleo e de gás com as despesas associadas a injeção do gás, à separação dos fluidos e ao tratamento e descarte da água produzida.

O comportamento dinâmico do GLI permite que diferentes combinações de parâmetros operacionais, como por exemplo, o tempo de ciclo e o tempo de injeção, pressão de carga da válvula operadora e outros, possam ter uma mesma vazão de óleo para um período de tempo determinado. A análise de viabilidade econômica deve considerar as características do poço e do reservatório, estabelecer a combinação, ou as combinações, de parâmetros operacionais que resultam do maior ganho econômico (CARVALHO 2004).

5.1 - DESENVOLVIMENTO DO GL

Em 1864, o ar foi utilizado para elevar óleo de poços na Pensilvânia (EUA). A utilização de ar para a produção do líquido consistia em reduzir a densidade do fluido, o que causava queda da pressão hidráulica do fluido. Assim a pressão no fundo do poço era suficiente para produzir. A técnica ficou conhecida como *AirLift*. Em 1900, a técnica foi aplicada em larga escala no campo Spindletop, Texas (EUA). No entanto, devido a problemas causados pela corrosão e problemas causados pela explosão de equipamentos, o ar foi substituído por gás natural. A mudança trouxe vantagens, como não corrosão dos equipamentos, não forma uma mistura explosiva e apresenta uma ampla aplicabilidade Takács (2005).

O método de elevação artificial GL pode ser utilizado em uma ampla escala de poços, durante todo o processo de produção, desde o momento em que a pressão no fundo do poço já não é suficiente para produzir a volumes econômicos até o tempo de abandono do poço. O GLC pode auxiliar a produção de altas taxas de vazão. Com tempo de produção e com a queda na pressão do reservatório e, conseqüentemente, queda na produção, a substituição do GLC para a GLI garante a manutenção da produção a um baixo custo.

5.2 - CONFIGURAÇÕES DO GLI

O GLI consiste em elevar o líquido em fluxo por golfada pela injeção de gás a alta pressão. O gás é injetado no anular do poço pela válvula motora temporizada, o que pressuriza a espaço anular. A válvula operadora opera segundo a relação de pressão entre a pressão na coluna de produção e a pressão no revestimento. Quando a válvula operadora está aberta, ocorre o

fluxo do gás do anular para o tubo de produção, o que eleva a carga líquida previamente acumulada no poço pelo reservatório. O funcionamento do GLI ocorre segundo o tempo de injeção, tempo em que a válvula motora permanece aberta para a injeção de gás a alta pressão no espaço anular; e tempo de ciclo, tempo decorrido entre duas aberturas consecutivas da válvula motora.

Um método de elevação é considerado pneumático intermitente se a produção do fluido ocorrer intermitentemente, segundo um ciclo constante, e utilizando apenas a expansão do gás natural como fonte de energia externa para a elevação do fluido. O GLI apresenta diferentes configurações:

- GLI Convencional (GLIC);
- GLI Invertido (GLII);
- GLI com Pistão (GLIP);
- GLI com Câmara de Acumulação (GLICA);
- GLI *Pig-Lift* (GLIPL).

O mais utilizado e conhecido na literatura é o GLIC, seguido pelo GLIP e GLICA. O GLIPL e o GLII foram desenvolvidos a partir de pesquisas de otimização do método GLI e vem sendo utilizados gradativamente (SANTOS 1997). As diferentes configurações de GLI operam em ciclo, sendo o ciclo dividido em estágios, que podem ocorrer em concomitância uns aos outros (CARVALHO 2004). As diferentes configurações de GLI apresentam particularidades, sendo cada um delas melhor eficiente para projetos específicos. Os custos associados a suas instalações não são descritos na literatura.

GLI Convencional (GLIC) é a configuração de GLI em que o gás é injetado no espaço anular e o líquido é produzido pela coluna de produção (figura 5-4). A válvula motora temporizada controla a injeção de gás segundo o tempo de injeção e o tempo de ciclo. O espaço anular é pressurizado com o aumento do volume do gás a alta pressão injetado. O líquido proveniente da formação fica acumulado na coluna de produção. Quando a relação de pressão da coluna de produção e a pressão no revestimento atinge o valor

estabelecido, a válvula operadora abre. O gás a alta pressão, proveniente do revestimento, é injetado na coluna de produção. A expansão do gás a alta pressão dentro da coluna de produção eleva o volume de líquido contido na coluna de produção em regime de escoamento do tipo golfada. Ao longo do processo de elevação, o gás penetra a golfada de líquido, reduzindo o comprimento da golfada de líquido. O líquido não produzido fica na coluna de produção como um filme de líquido na parede da coluna ou como gotas de líquido disperso, a esse líquido não produzido dá-se o nome de *fallback*. A elevação do líquido, faz-se reduzir a pressão no fundo do poço, pressão a baixo da golfada de líquido, o que causa o fechamento da válvula operadora. O volume da golfada de líquido que atinge a superfície é produzido junto com o gás injetado. A formação alimenta a coluna de produção. O ciclo então recomeça (SANTOS, 1997).

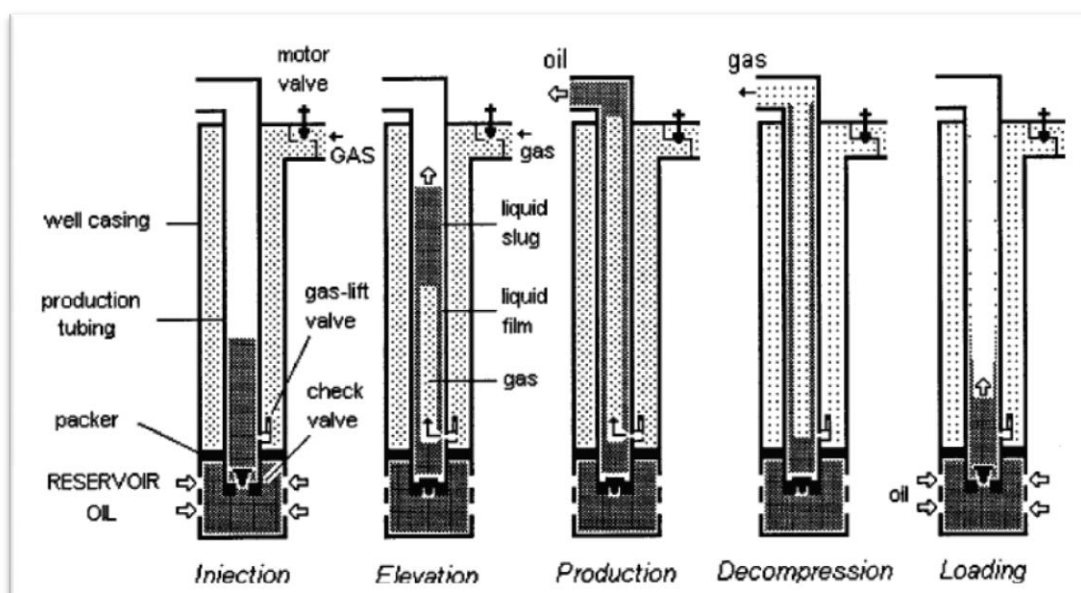


Figura 5-4. Os ciclos do GLI Convencional (GLIC).
Fonte: SANTOS *et al.* (2001).

GLI Invertido (GLII) é a configuração de GLI em que o gás é injetado pela coluna de produção e o líquido é produzido pelo espaço anular (figura 5-5). O sentido de escoamento dos fluidos no poço é invertido. O objetivo é aumentar a produção de líquido em poços que apresentam alto produtividade. O aumento do volume de líquido produzido ao se inverter o sentido do escoamento deve-se à maior seção transversal do anular quando comparado

com a seção transversal da coluna de produção. No entanto, deve-se considerar que um maior volume de gás injetado (CARVALHO, 2004).

Gás a alta pressão é injetado na coluna de produção pela válvula motora temporizada. O líquido acumulado na coluna é deslocado pelo gás injetado da coluna de produção para o espaço anular. O volume de líquido é elevado até a superfície. Parte do volume inicial de líquido fica acumulada nas paredes do espaço anular, *fallback* do líquido. O volume de líquido que atinge a superfície é produzido, junto com o gás. O espaço anular sofre descompressão. A formação alimenta o espaço anular juntamente com a coluna de produção (CARVALHO, 2004).

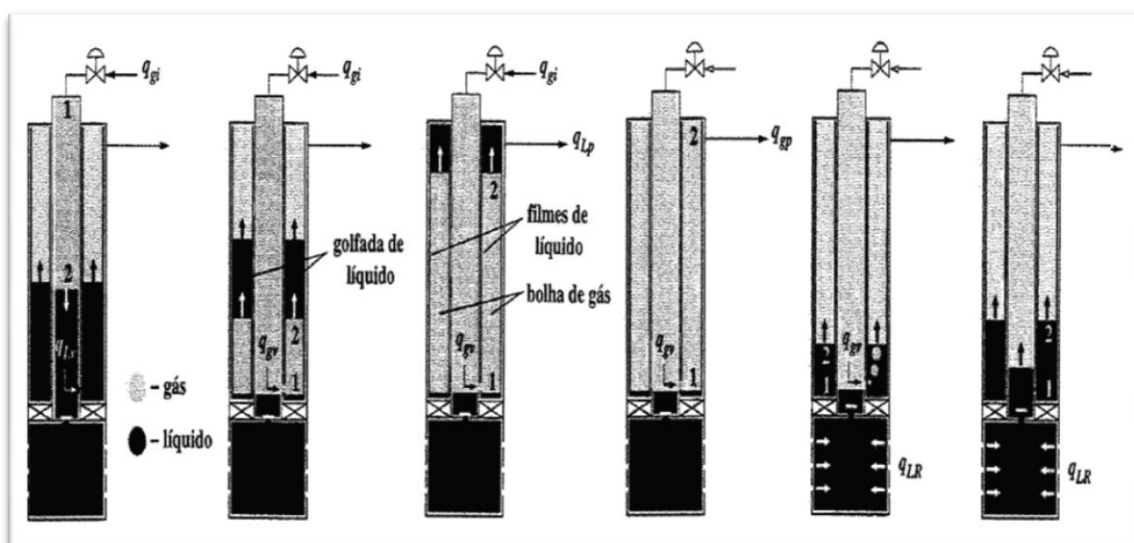


Figura 5-5. Os ciclos do GLI Invertido (GLII).
Fonte: Adaptado de CARVALHO (2004).

GLI com Pistão (GLIP) é a configuração de GLI em que um sólido pistão é utilizado dentro da coluna de produção como barreira mecânica a fim de isolar o líquido proveniente da formação do gás proveniente da injeção, (figura 5-6). O objetivo da utilização do pistão é aumentar o volume de líquido produzido por ciclo SANTOS *et al.* (2001).

Os estágios do ciclo são similares ao do GLIC, sendo a única diferença a instalação de uma interface mecânica, um pistão, que serve para não permitir o contato do gás injetado com o líquido. O gás injetado pressiona e eleva o pistão, elevando assim a carga de líquido. A carga de líquido elevada é produzida, com valores de *fallback* próximos a zero quando a instalação e operação do pistão são ideais.

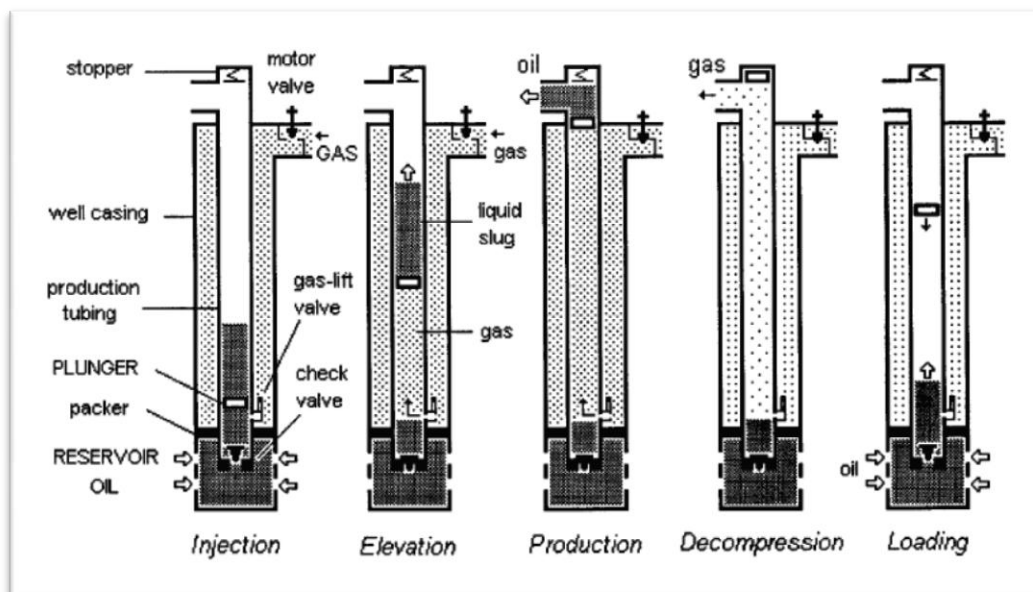


Figura 5-6. Os ciclos do GLI com Pistão (GLIP).

Fonte: SANTOS *et al.* (2001).

GLI com Câmara de Acumulação (GLICA) é a configuração de GLI em que uma câmara de acumulação é utilizada para acumular o óleo, proveniente da formação, no fundo do poço (figura 5-7). O objetivo é reduzir a diferença de pressão no fundo do poço em relação à pressão do reservatório (SANTOS *et al.*, 2001).

Os estágios do ciclo são similares ao do GLIC, tendo diferença na redução do comprimento da coluna de líquido no estágio de alimentação. Isso ocorre pois parte do volume do anular é utilizado para acumular o líquido. Como resultado da utilização da câmara de acumulação, o valor da pressão média de fluxo, no estágio de alimentação, é menor.

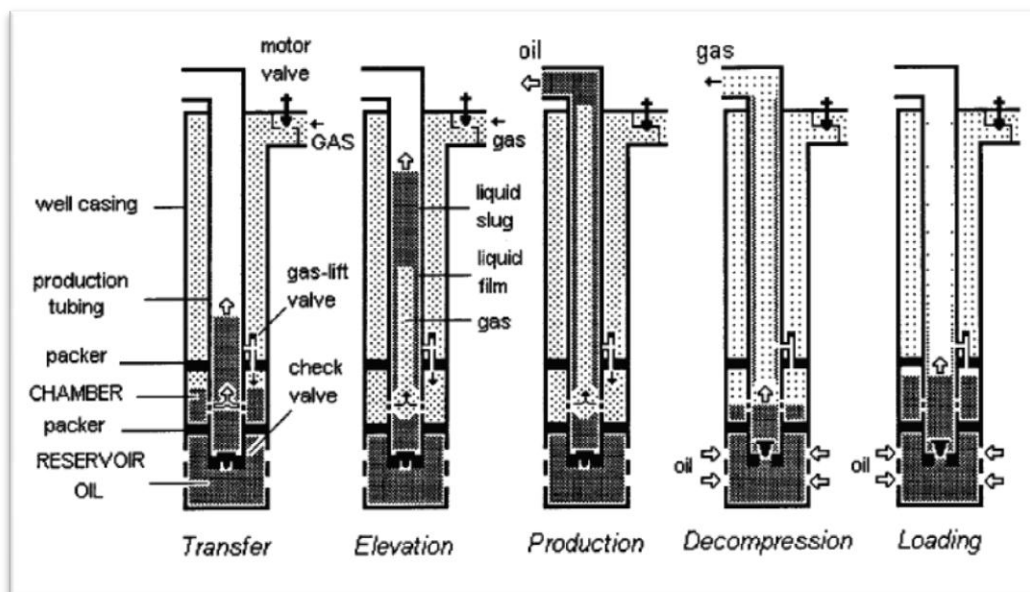


Figura 5-7. Os ciclos do GLI com Câmara de Acumulação (GLICA).

Fonte: SANTOS *et al.* (2001).

GLI Pig-Lift (GLIPL) é a configuração de GLI em que duas colunas de produção são conectadas no fundo do poço se alternam funcionalmente a cada ciclo de produção (figura 5-8). Uma opera na injeção de gás, chamada de coluna de injeção, e a outra opera produzindo o líquido, coluna de produção, e vice-versa. Uma interface mecânica, não rígida, é utilizada dentro das colunas de produção de modo que isole o gás injetado e a golfada de líquido produzida. O objetivo é aumentar a produção de líquido por ciclo (SANTOS, 1997).

O GLIPL apresenta uma configuração diferente dos demais, sendo sua particularidade a utilização de duas colunas de produção e a interface mecânica, *pig*, nos estágios de elevação e produção. Gás a alta pressão é injetado na coluna de injeção pela válvula motora temporizada. O líquido acumulado na coluna é deslocado pelo gás injetado da coluna de injeção para a coluna de produção. A contínua injeção de gás, desloca o volume de líquido. O gás e o líquido não se misturam, devido a utilização do *pig*. O líquido é elevado até a superfície e produzido, junto com o gás. O líquido da formação alimenta a coluna de produção. O *fallback* tende a zero quando a instalação e operação do *pig* são ideais.

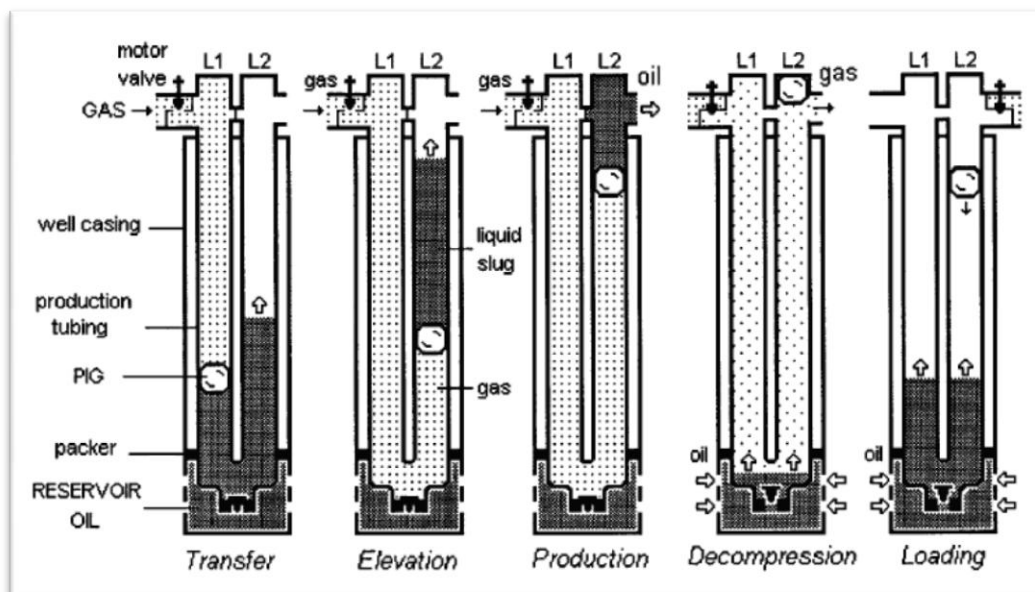


Figura 5-8. Os ciclos do GLI com *Pig-Lift* (GLIPL).

Fonte: SANTOS *et al.* (2001).

5.3 - GAS LIFT INTERMITENTE CONVENCIONAL (GLIC)

A instalação do *Gas Lift* Convencional no Brasil é do tipo fechada, em que uma válvula de pé e um obturador ou *packer* são instalados no poço (figura 5-9). A válvula de pé é instalada na extremidade inferior da coluna de produção, a uma profundidade logo abaixo da válvula operadora. Tem por finalidade evitar que o gás a alta pressão, injetado na coluna de produção, no estágio elevação, exerça uma contrapressão sobre a formação produtora, o que poderia causar um dano ou retardar a alimentação do fluido na coluna de produção. O funcionamento da válvula evita que o aumento de pressão na coluna de produção não empurre a carga de líquido de volta para a formação produtora. Assim, a pressão do gás injetado é utilizada para a elevação da carga de líquido (LARA, 2013). Segundo Thomas (2004) a instalação da válvula de pé não é recomendada em poços que produzem grande quantidade de areia, nem em poços que produzem de reservatórios com baixa permeabilidade e alta pressão estática. O *packer* tem por finalidade vedar o espaço anular entre o revestimento do poço e a coluna de produção, funciona como uma câmara de acumulação para o gás injetado e evita que fluido da formação atinja a válvula operadora, o que poderia danificar a mesma.

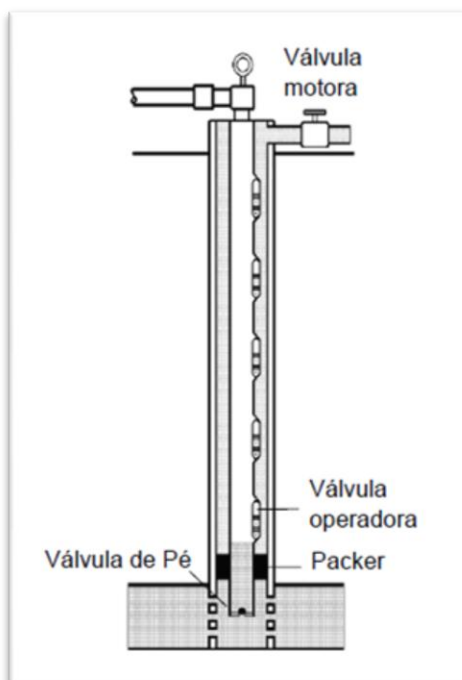


Figura 5-9. Instalação de um poço GLI Convencional (GLIC).
Fonte: Lara (2013).

A instalação do tipo fechada é a mais comumente utilizada para o GLIC, sendo aplicável em poços de baixa pressão estática de reservatório, com alto ou baixo índice de produtividade. No entanto, pode-se utilizar a instalação do tipo semifechada (figura 5-10), em que não se utiliza a válvula de pé mas se utiliza o *packer* para vedar o espaço anular. A instalação do tipo aberta, sem *packer* e sem válvula de pé, é comumente utilizada para o GLC para poços com boa produtividade e elevada pressão de fundo.

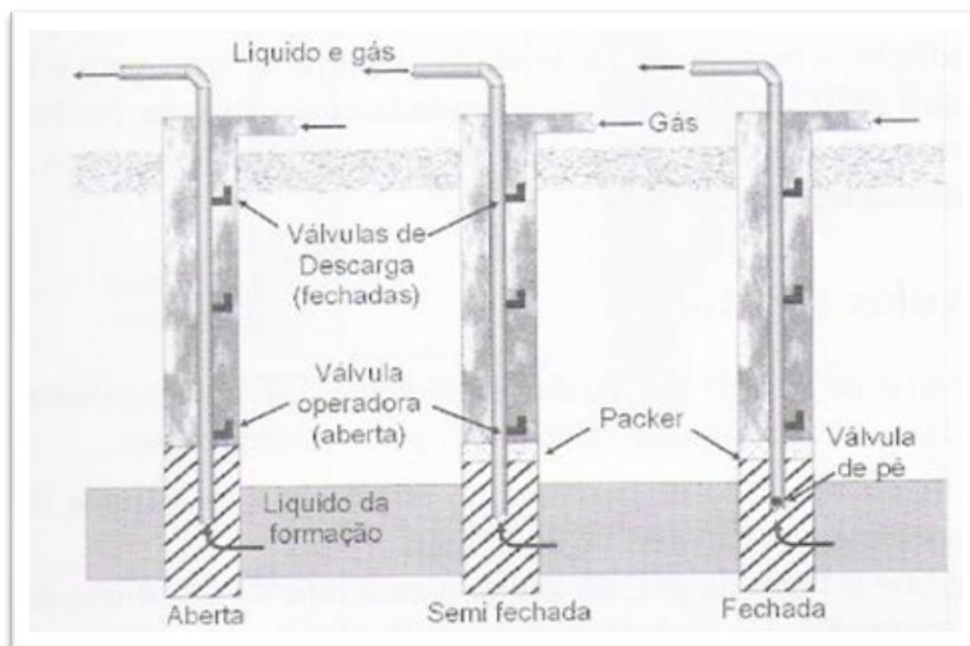


Figura 5-10. Os tipos de instalações de Gas Lift.
Fonte: Thomas (2001).

5.3.1 Fallback

O *fallback* é um parâmetro importante para um poço em produção à *gas lift*. Segundo Santos (1997), há dois modos de definir o *fallback*: a razão entre a massa de líquido que ficou como filme na parede da tubulação após os estágios de elevação e produção, e a massa inicial da golfada de líquido (equação 3); a diferença das massas de líquido inicial da golfada e produzida na superfície dividido pela massa inicial da golfada (equação 4).

$$FB1 = \frac{m_{\text{filme}}}{m_{\text{LiqInicial}}} \quad \text{Equação 3.}$$

$$FB2 = \frac{m_{\text{LiqInicial}} - m_{\text{LiqProduzida}}}{m_{\text{LiqInicial}}} \quad \text{Equação 4.}$$

Calculando pela equação 3, o *fallback* de líquido aumenta com o número de ciclos, o que indica que a espessura do filme na parede da tubulação de produção aumenta a cada ciclo, tendendo a se estabilizar (figura 5-11). Calculando pela equação 4, a redução no valor de *fallback* de líquido indica que o volume produzido na superfície aumenta a cada ciclo, tendendo a se estabilizar.

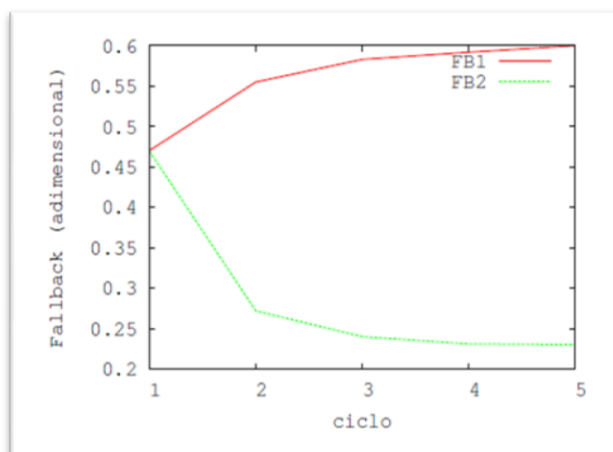


Figura 5-11. O estudo do *Fallback* para os primeiros ciclos de produção.
Fonte: Santos (1997).

5.3.2 O ciclo do *gas lift* intermitente convencional (GLIC)

O ciclo do *gas lift* intermitente convencional (GLIC) pode ser dividido em cinco estágios: injeção, elevação, produção, descompressão e alimentação, (figura 5-12). Segundo Carvalho (2004), em certas condições os estágios de injeção e alimentação podem acontecer simultaneamente.

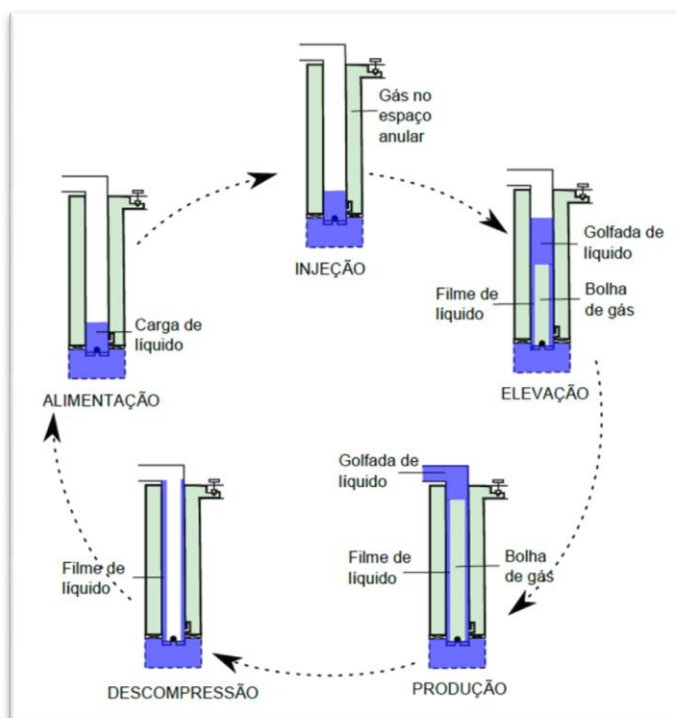


Figura 5-12. Os estágios de um ciclo do *Gas Lift* Intermitente Convencional (GLIC).
Fonte: Santos (1997).

A tabela 5-1 descreve os eventos ocorridos em cada estágio do ciclo de um poço à GLIC.

Tabela 5-1. Os eventos ocorridos em cada estágio do ciclo de um poço à *gas lift* intermitente convencional (GLIC).

Estágio	Descrição
Injeção	O gás a alta pressão, proveniente da linha de suprimento de gás, é injetado no topo do revestimento através da válvula motora temporizada, durante o intervalo de tempo chamado de tempo de injeção. Nesse estágio, a válvula operadora, instalada no fundo do poço, está fechada, de modo que o gás injetado é acumulado e comprimido no espaço anular entre a coluna e o revestimento.
Elevação	O gás é descarregado na coluna de produção através da abertura da válvula operadora localizada no fundo do espaço anular, elevando uma carga de líquido, previamente acumulada na coluna, na forma de golfada até a superfície. O gás em ascensão penetra parcialmente na golfada, escorrendo líquido a seu redor, que fica para trás como um filme de líquido aderido na parede da coluna ou em forma de névoa de líquido, entranhada no gás. Este fenômeno é conhecido como <i>fallback</i> .
Produção	Após o topo da golfada de líquido atingir a superfície, a cabeça do poço, sendo transferida do poço para a linha de produção, seguida de uma produção secundária chamada de <i>afterflow</i> , durante a qual se produz parte do filme de líquido e a névoa de líquido, originados do <i>fallback</i> .
Descompressão	Após o líquido ser produzido, o gás atrás dele escoar para a linha de produção. A coluna de produção é descomprimida à medida que o gás escoar.
Alimentação	Na medida em que a pressão no interior da coluna de produção diminui com a expulsão do gás e descompressão da mesma, atinge-se um ponto no qual a pressão no fundo do poço é menor do que a pressão do reservatório; então, abre-se a válvula de pé e inicia-se o estágio de alimentação, em que o reservatório alimenta a coluna de produção com uma nova carga de líquido. O líquido do filme remanescente, <i>fallback</i> , desce pela parede da coluna até o fundo, ajudando a completar a nova carga de líquido.

Fonte: CARVALHO (2004) e LARA (2013).

A definição quanto ao tempo de cada estágio do ciclo de um poço à GLIC irá depender das características do reservatório, das características do fluido e dos parâmetros operacionais utilizados no ciclo. O índice de produtividade, por exemplo, irá influir quanto ao estágio de alimentação, de modo que o reservatório irá alimentar a coluna de produção de modo mais rápido, para altos índices de produtividade, ou de modo mais lento, para baixos índices de produtividade. O tempo de ciclo também irá ser fator determinante quando ao estágio de alimentação. Em que tempos mais longos, tende a permitir máxima coluna de carga líquida na coluna de produção e menor repetição dos ciclos. Já ciclo de menor tempo irá influir na carga líquida na coluna de produção, mas terá maior repetição de ciclos para um mesmo período de tempo considerado. Desse modo, a definição do tempo de cada estágio é complexa e o tempo de ciclo e o tempo de injeção, assim como os outros parâmetros operacionais, terão um impacto quanto a vazão de produção para um período de tempo considerado.

5.3.3 Válvula motora temporizada

A válvula motora temporizada é instalada na cabeça do poço, com a função de controlar a injeção do gás a alta pressão, proveniente da linha de suprimento de gás, para o revestimento. A temporização de funcionamento da válvula ocorre segundo o ajuste de tempo estabelecido para o tempo de ciclo (T_c) e o tempo de injeção (T_{inj}) (figura 5-13). O tempo de ciclo compreende o tempo entre duas aberturas consecutivas da válvula motora. O tempo de injeção, ao tempo no qual a válvula motora permanece aberta. A temporização da válvula é definida pelas características do poço, como geometria, parâmetros operacionais e características do reservatório, como fluidos produzidos, pressão estática, índice de produtividade e outros.

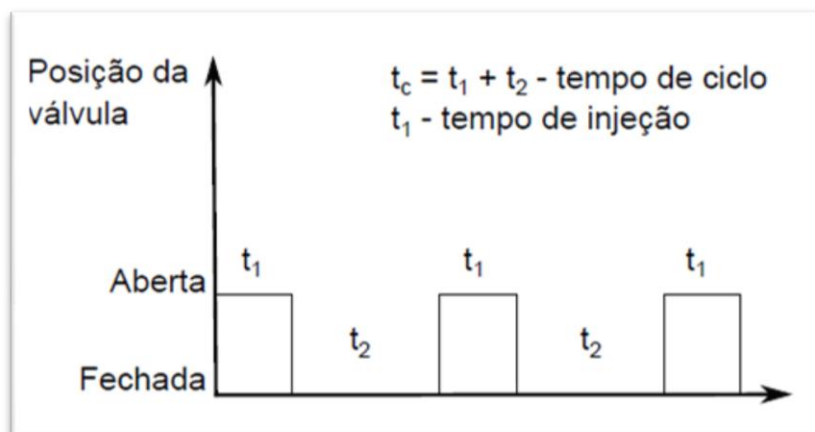


Figura 5-13. o tempo de ciclo (T_c) e o tempo de injeção (T_1) da válvula motorizada temporizada. Fonte: LARA (2013).

A figura 5-14 mostra o reservatório, os estágio do ciclo, a válvula operadora e a válvula motor do ciclo GLIC em função do tempo. A temporização da válvula motorada é um método prático de controle e manutenção, isso porque a válvula é instalada na superfície e sua manutenção não interrompe a produção, não há necessidade de intervir no poço.

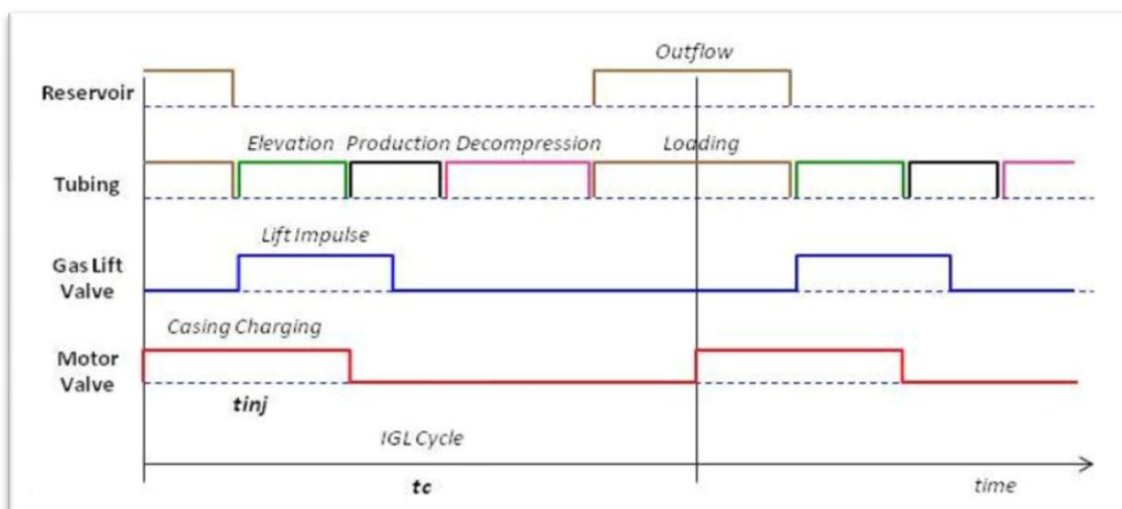


Figura 5-14. O ciclo do Gas Lift Intermitente Convencional (GLIC). Fonte: BORDALO E LARA (2016).

5.3.4 Válvula operadora

A válvula operadora é instalada no fundo do poço, com a finalidade de maximizar o volume de líquido elevado por ciclo. Santos e Benine (2015), ao estudarem o efeito da profundidade de instalação da válvula operadora em um poço à *gas lift*, comprovam que a profundidade de instalação é variável importante para o aumento da produção de um poço. Considerando um poço

modelo, foi traçado o efeito de diferentes profundidades de instalação da válvula operadora em um poço à *gas lift* sendo observado a vazão de líquido produzido (sm^3/dia) pela vazão de gás injetado no poço à *gas lift* (sm^3/dia), (figura 5-15). A válvula operadora instalada a 1.000 m de profundidade, tem uma produção máxima de líquido de 1.069,57 sm^3/dia , quando a válvula é instalada a 3.900 m, a produção máxima aumenta para 1.223,16 sm^3/dia . A vazão do gás injetado também aumenta.

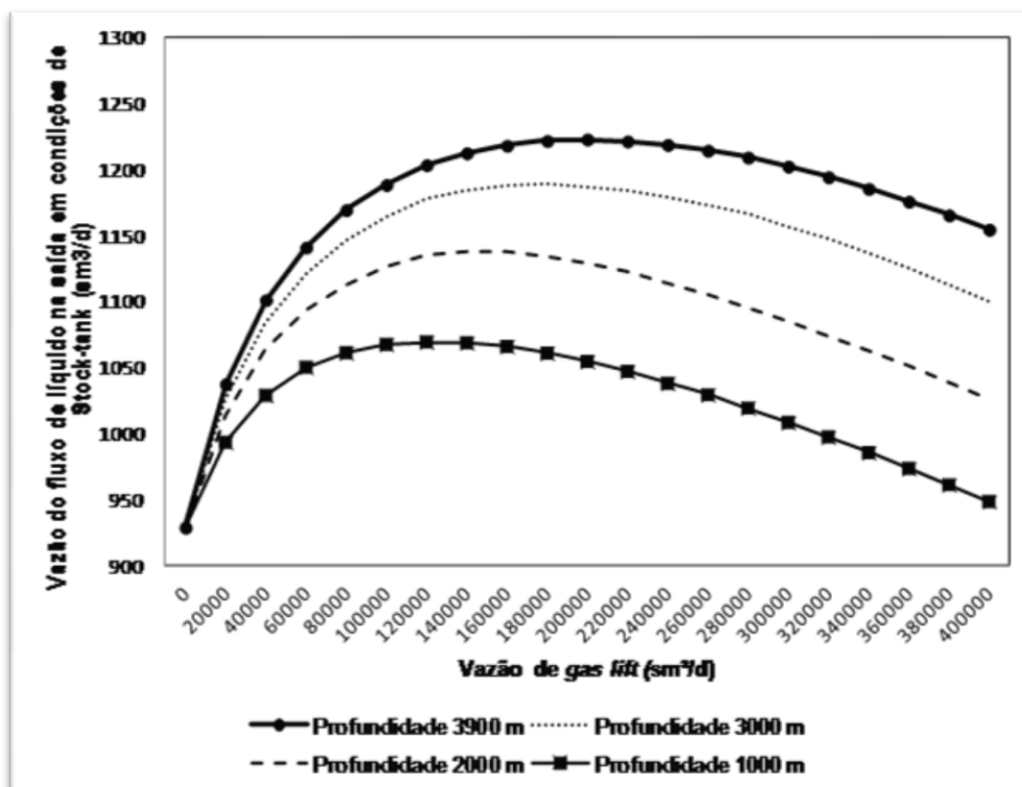


Figura 5-15. Efeito da profundidade de instalação da válvula operadora na curva de performance de um poço à *gas lift*.
Fonte: SANTOS E BENINE (2015).

Em casos específicos em que deseja-se evitar um diferencial de pressão excessivo entre a pressão do reservatório e a pressão do fundo do poço, a válvula operadora é instalada acima do fundo do poço, pela análise da pressão média de fluxo, correspondente à vazão desejada. O diferencial de pressão excessivo pode causar danos a formação, como cone de água, produção de areia ou fluxo preferencial de gás, os quais levam à redução da capacidade produtiva do poço (VELLOSO, 1992).

A válvula operadora tem a função de controlar a injeção do gás a alta pressão, proveniente do espaço anular para a coluna de produção. O seu

funcionamento ocorre em função da combinação entre a pressão na coluna de produção e a pressão no revestimento. A válvula, quando aberta, permite que o gás a alta pressão seja injetado na coluna de produção, e quando fechada, o gás seja retido no espaço anular. A válvula operadora possui um dispositivo de retenção, o que garante que o fluxo seja unidirecional, sendo sempre do espaço anular para a coluna de produção.

6- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os modelos de *gas lift* intermitente (GLI) propostos na literatura, de acordo com a natureza dos estudos, podem ser reunidos em duas classes distintas: modelos semi-empíricos, em que foram feitos estudos experimentais, apoiadas em medições experimentais e correlações semi-empíricos; e modelos mecanicistas, em que foram feitos estudos baseados em princípios da mecânica clássica.

6.1 - MODELOS SEMI-EMPÍRICOS DE GLI

Brown e Jessen (1962), os pioneiros a estudar GLI, realizaram vários ensaios em um poço experimental de 2438 m de profundidade e coluna de produção de 2 polegadas de diâmetro. O estudo foi à primeira abordagem empírica do método. Variando as condições operacionais, tais como: profundidade de operação, diferencial de pressão aplicado na válvula operadora e diferentes tempos de ciclo e de injeção, estabeleceram os primeiros fundamentos empíricos para o correto dimensionamento do método. Avaliaram, também, os efeitos do diâmetro de porta das válvulas operadoras e do *choke* de superfície sobre o *fallback* de líquido, para diferentes cargas de elevação. Foi observado que as válvulas com maior diâmetro de porta possibilitaram uma melhor eficiência do processo de elevação – menor razão de gás injetado por líquido produzido (RGIL) requerida – e restauração da carga de líquido em períodos mais curtos, graças à menor contrapressão exercida sobre o reservatório. O ponto de RGIL mínimo, entretanto, não correspondeu à máxima recuperação de líquido (menor *fallback*) e o diâmetro de porta da válvula não se mostrou um parâmetro crítico, quando da utilização de excesso de gás na injeção. Com relação ao *choke* de superfície, foi recomendado o uso do maior diâmetro possível e remoção de quaisquer restrições à produção intermitente de líquido na superfície. Observou-se ainda que o aumento do *fallback* e do consumo de gás com a profundidade.

White *et al.* (1963) efetuaram uma série de ensaios controlados em um aparato experimental e posteriormente em poços de campo, procurando identificar os principais agrupamentos adimensionais de parâmetros que influenciam o funcionamento do GLI. Os experimentos foram realizados em

tubulações verticais de 28 metros com diâmetro interno variando de $\frac{1}{2}$ a 2 polegadas e, posteriormente, em poços reais com 823 metros de profundidade. Os resultados obtidos revelaram que a velocidade de ascensão da golfada de líquido passa a ser constante, logo após a abertura da válvula operadora (início da elevação). O mesmo foi observado para a velocidade com a qual o gás penetra a golfada em elevação, sendo também constante. Baseado na premissa de que a energia de expansão do gás injetado era suficiente para elevar toda a golfada, os autores apresentaram um modelo semi-empírico para calcular o volume de líquido produzido durante um ciclo intermitente.

Brill *et al.* (1967) fizeram medições em um poço experimental com 457 metros de profundidade, com colunas de produção diferentes diâmetros, de $1\frac{1}{4}$ e $1\frac{1}{2}$ polegadas. Variando-se o comprimento da golfada, o volume de gás injetado, a viscosidade e a tensão superficial do líquido, para cada diâmetro da coluna de produção, vários testes foram realizados. Foi observada uma aceleração acentuada da golfada de líquido no início da elevação e ao longo da sua produção, na superfície. A elevação promovida pela expansão do gás foi considerada ineficiente, uma vez que a velocidade de ascensão da golfada decaía rapidamente após o fechamento da válvula operadora. Observou-se que a maior recuperação de líquido e o menor tempo de ciclo foram alcançados com a injeção de gás até a chegada da golfada na superfície. Dos resultados obtidos, foi desenvolvida uma correlação empírica para o *fallback* em função do tipo de fluido, do comprimento da golfada e do diâmetro da coluna de produção.

Neely *et al.* (1973) realizaram uma série de ensaios controlados em um poço de campo instrumentado de 1482 metros de profundidade, para diferentes combinações de carga de líquido elevada e volume de gás injetado. Desvios significativos foram observados no comportamento da válvula operadora: a atuação da válvula foi mais lenta do que comumente assumido na literatura (abertura instantânea), permitindo, mesmo assim, a passagem de uma quantidade de gás superior àquela predita pela equação de fluxo em orifícios, geralmente empregada para calcular a vazão de gás na válvula. Devido às forças originadas pelo escoamento do gás, a pressão à montante da sede da válvula operadora é inferior à pressão do gás na base do espaço anular e não

igual como normalmente assumido. As medições da velocidade de ascensão da golfada confirmaram as observações anteriores feitas por White *et al.* (1963). Dos resultados, registrou-se, pela primeira vez, que uma parcela significativa do líquido produzido na superfície foi devida ao arraste de líquido pelo gás, após a passagem da golfada. Em alguns casos maior do que 50% deveu-se ao líquido disperso no gás que sucede à golfada. Os autores propuseram, também, um modelo semi-empírico para calcular algumas variáveis do GLI, baseado em uma correlação para o *fallback* de líquido e assumindo constante a velocidade de subida da golfada.

6.2 - MODELOS MECANICISTAS DE GLI

Schmidt *et al.* (1984) conceberam um modelo mecanicista de GLI, empregando correlações para o entranhamento (*entrainment*) de líquido no gás e para o fator de atrito na bolha de gás, desenvolvidas a partir de medições realizadas em um aparato experimental e, posteriormente, em um poço instrumentado. Os resultados fornecidos pelo modelo estiveram em concordância com os dados experimentais levantados. Observou-se que o aumento da pressão de injeção do gás resultou em maior recuperação de líquido, com redução do tempo necessário para sua produção, sendo a RGIL mínima requerida em função da viscosidade do líquido.

Machado (1988) desenvolveu um modelo mecanicista, baseado em princípios físicos e relações empíricas, para calcular diversas variáveis operacionais do ciclo de GLI, considerando a presença ou não de um pistão na coluna de produção para reduzir o *fallback* de líquido. Sendo as principais variáveis consideradas: recuperação do líquido, tempo de acumulação, vazão de gás injetado, razão gás-líquido e o comportamento das pressões em diferentes pontos da coluna de produção. O modelo foi aplicado para os ensaios experimentais de Neely *et al.* (1973), encontrando um razoável grau de concordância nos resultados.

Liao *et al.* (1995) desenvolveram um modelo mecanicista dinâmico englobando todo o ciclo de operação do GLI, dividido em uma sequência de 4 etapas: elevação da golfada; produção da golfada na superfície; produção de líquido por *entrainment*; e realimentação da carga de líquido. Os fenômenos envolvidos na alimentação do poço pelo reservatório, no escoamento bifásico

na coluna de produção e no escoamento de gás no espaço anular foram modelados matematicamente; o mesmo acontecendo para a atuação da válvula motora e a injeção de gás no espaço anular, através do *choke*. O modelo possibilitou a simulação de vários ciclos de GLI consecutivos, apresentando boa concordância com os resultados experimentais disponíveis na literatura, Brown e Jessen (1962); Brill *et al.* (1967) e Neely *et al.* (1973). A análise de sensibilidade do modelo sugeriu que a quantidade de gás injetada no poço, a cada ciclo, é o parâmetro de controle mais importante do GLI. A pressão na cabeça do poço afetou o desempenho do GLI de maneiras diversas, condicionando o comprimento da golfada e influenciando o seu tempo de ciclo.

Santos (1997) estendeu a modelagem desenvolvida por Liao *et al.* (1995) para as outras variantes de GLI: com câmara de acumulação, com pistão e *Pig Lift*; incluindo a etapa de injeção de gás à simulação. Outra diferença residiu na substituição da produção de líquido por *entrainment* pela produção através do filme existente na parede interna da coluna, arrastado pelo gás.

Carvalho (2004) desenvolveu uma modelagem computacional capaz de simular o comportamento do poço em GLI convencional e na variante GLI invertido. Observou-se que em certas condições, as etapas de injeção e alimentação podem ocorrer simultaneamente, e não sequenciais como eram assumido em trabalhos anteriores. Também fez uma análise da estabilidade dos ciclos, que identificou estar fortemente ligada à temporização da válvula motora e calibração da válvula operadora. O modelo apresentou boa concordância com os resultados dos trabalhos anteriores.

Ayatollahi *et al.* (2004) desenvolveu uma modelagem computacional incluindo a variáveis Termo-Fluido Dinâmica, como a diferença de temperatura entre o gás injetado e o fluido produzido. O modelo foi aplicado para os ensaios experimentais de Brown e Jessen (1962), encontrando um bom grau de concordância nos resultados.

Lara (2013) realizou e implementou a instalação do laboratório de *gas lift* intermitente operando com duas variáveis do GLI: o convencional e o Bombeio Pneumático Zadson (BPZ). Observou-se que o aumento da pressão de injeção resulta em maiores percentagens de recuperação, também que o aumento do

diâmetro da coluna leva à diminuição da percentagem de recuperação. Contudo, para alta pressão de injeção, no instante da abertura, a coluna de maior diâmetro tem maior produção. O aumento da pressão de fechamento para um ciclo levou à diminuição da percentagem de recuperação. O aumento da carga de líquido resultou em aumento da percentagem de recuperação para um ciclo. No entanto, para cargas maiores, o tempo de alimentação aumenta, diminuindo o volume total de líquido produzido em vários ciclos. Lara (2013) desenvolveu um mapa de operação em função de T_c e T_{inj} , indicando a região onde se encontram ciclos estáveis e regiões de instabilidade que levam a problemas operacionais e até mesmo interrupção da produção.

7- MATERIAIS, EQUIPAMENTOS E METODOLOGIA

O LabPetro, do CEPETRO da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), dispõe de um simulador físico que opera em GLI convencional como método de elevação (figura 7-1). O simulador físico é um aparato experimental feito em uma escala reduzida com o objetivo de representar os fenômenos físicos que acontecem na escala real e obter resultados experimentais. O dimensionamento do simulador físico para um protótipo, aparato experimental feito em escala real, foi desenvolvido por Lara (2013), de modo que os resultados obtidos no modelo tenham validade com experimentos reais.

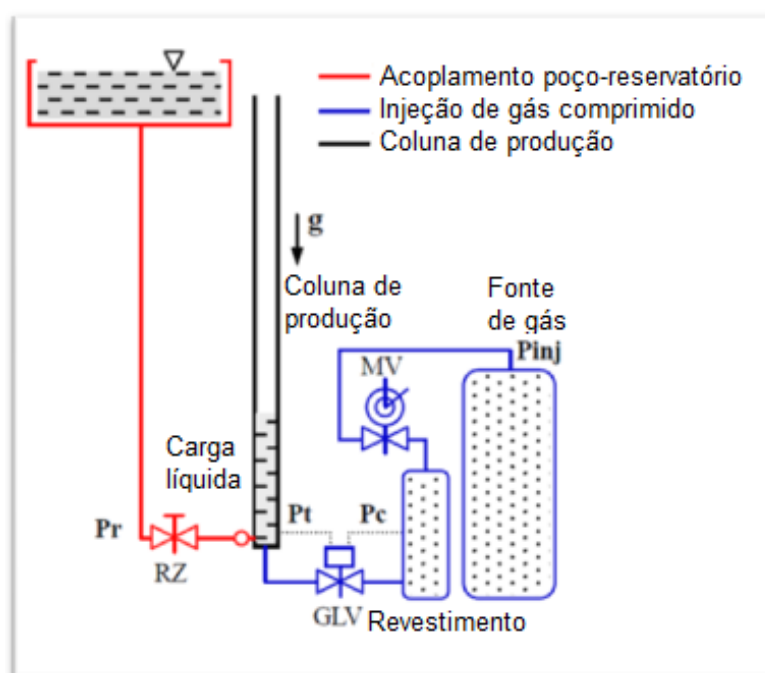


Figura 7-1. Lab GLI. MV - válvula motorizada temporizada; GLV - válvula gas lift/ válvula operadora; RZ - impedância do reservatório; g - gravidade; Pt - pressão na coluna de produção; Pc - pressão no revestimento; Pr - Pressão no reseratório; Ping - Pressão do gás de injeção. Fonte: Adaptado de BORDALO E LARA (2016).

Os parâmetros do simulador físico de um poço que tem como método de elevação o GLI convencional são: um poço vertical de 15 metros de profundidade; pressão na cabeça do poço é a pressão atmosférica; profundidade do canhoneio de 15 m; grau API do fluido, utiliza-se água como fluido a ser elevado, de 10 API; densidade relativa do gás, utiliza-se ar, é 1; densidade relativa da água produzida é 1; RGL de $0 \text{ m}^3/\text{m}^3$; BSW de 0; OD da válvula operadora de 0,38 mm; razão da área da porta/ área do fole de 0,2;

pressão no domo da válvula operadora de 8,5 bar e profundidade da válvula operadora de 14,8 m. Há três colunas de produção de diferentes diâmetros, sendo 1", $1\frac{1}{2}$ " e 2". O simulador físico consta com dispositivo móvel de tanque de líquido, que opera como o sistema reservatório no experimento. Assim, a pressão estática utilizada no experimento pode ser alterada, a depender do objetivo do estudo. O índice de produtividade também pode ser alterado pela válvula RZ. A pressão do compressor, utilizada como a pressão do gás injetado, assim como o tempo de injeção e o tempo de ciclo são definidos pelo objetivo do estudo.

A utilização da água como fluido a ser elevado no experimento é uma questão prática e de custos do projeto. O simulador físico está apto a operar em ciclos concomitantes repetitivos para longos períodos, o que envolve a utilização de grandes volumes de líquido. Dispõe de um tanque reservatório com capacidade para 1000 litros. Isso implicaria de um grande volume de óleo. Outra questão diz respeito dos separadores físicos para o gás injetado e o líquido produzido. Caso utiliza-se óleo, seria necessária a utilização de separadores físico. O custo é um fator determinante.

Segundo Lara (2013), a redução da escala torna improvável manter todas as variáveis do modelo. A utilização de diâmetros pequenos podem resultar em diversos efeitos que não ocorreriam no protótipo padrão de fluxo. Isso ocorre devido ao número de grandezas que influenciam no GLI, 21 no total, tabela 7-1, e pelo complexo regime de escoamento não permanente característico ao GLI Convencional. Assim, o dimensionamento dos aparatos experimentais e o cálculo das principais variáveis que influenciam no GLI convencional devem ser baseados no conceito da mecânica dos fluidos, correlações e os parâmetros utilizados em trabalhos anteriores.

Tabela 7-1. Grandezas envolvidas na análise do GLI Convencional.

n	Grandeza	Símbolo
1	Profundidade do poço	H_w
2	Diâmetro do revestimento	D_c
3	Diâmetro da coluna de produção	D_t
4	Pressão na cabeça do poço	P_{wh}
5	Pressão estática do reservatório	P_R

6	Índice de produtividade	IP
7	Pressão de injeção de gás	P_{gi}
8	Profundidade da válvula operadora	H_v
9	Densidade do gás	ρ_g
10	Densidade do óleo	ρ_o
11	Diâmetro da sede da válvula operadora	D_s
12	Pressão no domo da válvula operadora	P_d
13	Volume de injeção de gás por ciclo	V_{gic}
14	Vazão proveniente do reservatório ao poço	q_o
15	Tempo de ciclo	t_c
16	Tempo de injeção	t_{inj}
17	Diâmetro da válvula de pé	D_v
18	Comprimento inicial da carga de líquido	h_{li}
19	Pressão do gás a jusante da válvula operadora	P_t
20	Pressão do gás a montante da válvula operadora	P_c
21	Aceleração da gravidade	g

Fonte: LARA (2013).

Os equipamentos podem ser divididos em três subsistemas: coluna de produção, acoplamento poço-reservatório, e injeção de gás comprimido. A figura 7-2 descreve o aparato do simulador físico à GLI convencional em escala reduzida, onde a linha de escoamento preta representa o sistema de linhas de produção, a verde representa o subsistema de injeção de ar comprimido, e a azul representa o subsistema de alimentação de água.

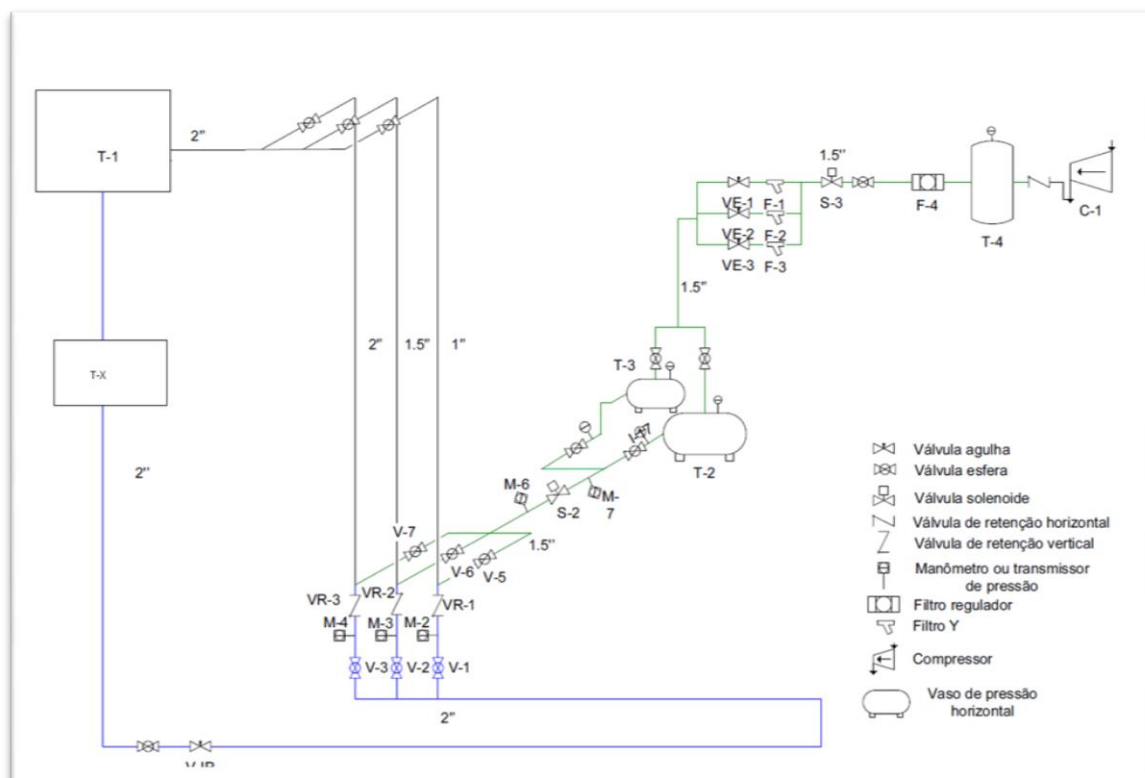


Figura 7-2. Diagrama do simulador físico de *gas lift* intermitente convencional.
 Fonte: Adaptado de LARA (2013).

A figura 7-2 dispõem os três subsistemas do simulador físico de *gas lift* intermitente Convencional. O subsistema da coluna de produção dispõem de três colunas de diferentes diâmetros, sendo 1", $1\frac{1}{2}$ " e 2". A coluna de produção de $1\frac{1}{2}$ " tem uma seção em acrílico de 1,60 m, de modo que se possa fazer observações visuais e determinar se a golfada de líquida está sendo impulsionada pela energia de expansão e o escoamento do gás ou se o gás penetra completamente através da golfada. A coluna de produção tem um comprimento de 14,66 m vertical. A pressão de cabeça de poço é a pressão atmosférica.

O subsistema acoplamento poço-reservatório contém o tanque T1 com capacidade para 1000 litros, aberto à atmosfera, que está alimentando um tanque TX móvel, de modo a alterar a pressão estática do reservatório a valores de interesse. A pressão estática do reservatório é calculada em função da coluna de líquido, pressão hidrostática do fluido. Há uma válvula de globo V-IP, que tem a função de controlar o IP do poço mediante o controle de abertura da válvula, representando o controle da resistência ao escoamento. As válvulas

VR1, VR2 e VR3 são válvulas de retenção vertical que representam as válvulas de pé dos poços, de modo a permitir o fluxo unidirecional, do TX para ao poço, importante aspecto para completações de poços de GLI, onde é recomendável que o gás seja utilizado, unicamente, na elevação da carga líquida e não penetre formação. A jusante das válvulas VR1, VR2 e VR3 tem os transmissores de pressão M2, M3, M4, os quais indicam a pressão no fundo do poço para cada diâmetro da coluna de produção utilizada. A pressão no fundo do poço é determinada pela pressão estática do reservatório, perdas de carga e índice de produtividade. Toda tubulação do escoamento do líquido tem 2" de diâmetro.

O subsistema de injeção de gás comprimido é composto por um compressor C1, o qual abastece o tanque T4, que opera com pressão máxima de trabalho de 8.27 bar, e dispõem de uma capacidade de 200 L. O volume do tanque T4 é suficientemente alto, de modo que o simulador físico possa operar vários ciclos seguidos. Há um regulador de pressão F4 à saída do tanque, de modo que a pressão de injeção seja constante. A válvula motora é representada por uma válvula solenoide S-3, que controla a injeção de gás no tanque T2 de 90 L ou no tanque T3 de 30 L, representando o revestimento para o poço em GLI. A tubulação que conecta a válvula motora S3 aos tanques de revestimento apresentam uma configuração em paralelo dos filtros Y: F1, F2, F3 seguidos das válvulas agulhas, VE1, VE2, VE3, que tem como função controlar a vazão de injeção de gás, e eliminar umidade do ar. A válvula operadora é representada pela válvula solenoide S2, a qual controla a injeção do gás nas colunas de produção para realizar a elevação da carga líquida. Dois transmissores de pressão, M7 e M6 localizados a montante e jusante de S2, são utilizados para registrar a pressão do revestimento e da coluna na altura da válvula operadora, respectivamente. Toda tubulação do escoamento do gás comprimido tem $1\frac{1}{2}$ " de diâmetro.

O simulador físico de *gas lift* intermitente convencional é automatizado pela placa micro-controlada baseada no processador MSP430G2442. Este dispõe de entradas para registrar pressões e outras variáveis do laboratório, e de saídas para comandar o acionamento das válvulas solenóides. A placa permite o controle de abertura e fechamento de relés que são usados para

controlar o acionamento das válvulas solenóides. O controle dos relés e a leitura das entradas são realizado através de comandos recebidos através de uma entrada USB que implementa uma serial RS232C.

Um programa desenvolvido em C para o ambiente Windows implementa a lógica dos métodos de GLI. Com o programa é possível realizar testes no aparato de simulação para vários ciclos de operação e analisar variáveis como fallback, tempo para restauração da carga, volume de gás injetado, entre outros, em relação ao número de ciclos até atingir a estabilidade. Para o funcionamento do programa, é preciso definir algumas variáveis de entrada para fazer correr os métodos de elevação, sendo elas o nível de alimentação inicial, tempo de injeção, o tempo de ciclo, e a pressão do domo e a relação R da válvula operadora. Os dados são coletados a cada 0,4 s e o programa gera um arquivo com extensão .txt para a análise dos testes.

A metodologia adotada para a execução deste trabalho se deu pela utilização do programa de controle do simulador físico de *Gas Lift* Intermitente Convencional. Para o experimento teste proposto foi realizado o seguinte procedimento:

- Calcular a pressão estática do reservatório;
- Carregar o volume de líquido na coluna de produção até a pressão especificada;
- Calcular o índice de produtividade;
- Carregar o revestimento até uma pressão especificada;
- Indicar a pressão de fechamento da válvula operadora;
- Abrir a válvula operadora;
- Leitura da pressão na coluna na altura da válvula operadora depois de estabilizar;
- Medir o volume de líquido produzido;
- Medir o volume de líquido não produzido, *fallback*.

Foram realizados experimentos em triplicata, a fim de determinar a influência do diâmetro de coluna de produção, pressão de carga de líquido, pressão a montante da válvula operadora no momento de abertura e pressão

de fechamento da válvula operadora, sobre o volume de líquido produzido para um ciclo de GLI. Assim, mantendo o índice de produtividade constante em $2,41 \times 10^{-4}$ (m³/dia)/bar, foram realizados experimentos com cada uma das colunas de produção a diferentes valores de pressão de reservatório. O volume de cilindro utilizado depende do diâmetro da coluna de produção. Para experimentos realizados na coluna de produção de 1" de diâmetro foi utilizada o tanque T3 de 30 L, já os experimentos realizados nas colunas de produção de 1 $\frac{1}{2}$ " e 2" de diâmetro foram utilizada o tanque T4 de 90 L.

O volume produzido é medido pelos tanques de produção e o *fallback* é calculado pela diferença de volume de líquido inicial pelo volume de líquido final, sendo o volume de líquido medido pela pressão na coluna de produção. A porcentagem de recuperação, V_p/V_o , é calculada pela relação de volume produzido, V_p , por volume inicial na coluna, V_o .

Os experimentos foram realizados no período de 06 semanas. A calibração dos equipamentos e o dimensionamento foram uma etapa complexa para a realização dos experimentos. O laboratório apresentou alguns erros de leitura, em que foi necessário um período maior do que o inicialmente previsto para a realização dos experimentos. O tempo de cada experimento variou e é dependente da pressão do reservatório, pressão do gás injetado e pressão de fechamento da válvula operadora. O índice de produtividade é outro parâmetro que influencia, mas, nos experimentos, ele foi mantido constante. A pressão do reservatório influi na pressão do fundo do poço, em que o reservatório dispõe naturalmente de energia. A pressão do gás injetado influi na energia adicionada ao fluido. A pressão de fechamento da válvula operadora irá influir no estágio de elevação, em que baixas pressões de fechamento irão influir em um maior tempo e maior volume de gás injetado do espaço anular para a coluna de produção.

8- RESULTADOS E DISCUSSÕES

São apresentados 90 resultados dos experimentos. Alguns não apresentam volume de líquido produzido, sendo também descritos. Isso, no entanto, não quer dizer que o experimento deu errado. Não ter volume de líquido produzido indica que para os parâmetros operacionais utilizados na configuração não resultam em aumento de energia suficiente para elevar o fluido. Nesse caso indica-se mudar os parâmetros operacionais, nos experimentos optou-se pelo aumento da pressão do gás injetado ou diminuição da pressão de fechamento da válvula operadora.

O estudo da influência da pressão a montante da válvula operadora no momento de abertura para a coluna de produção de 1" de diâmetro é mostrado na figura 8-1. A linha de tendência é uma equação polinomial de terceira ordem e R^2 de 0,996.

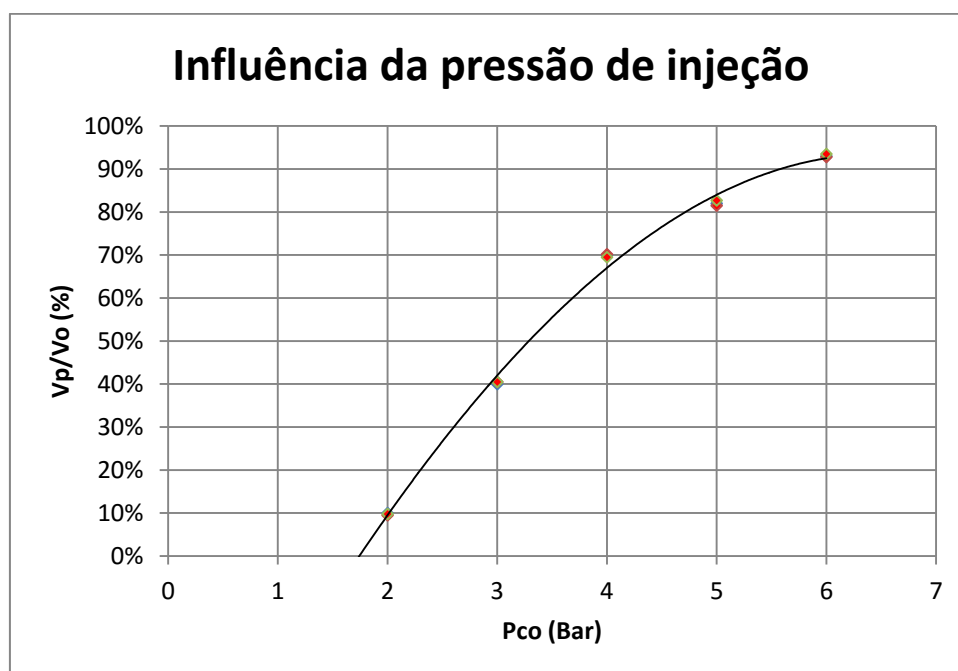


Figura 8-1. Percentagem de recuperação por pressão de injeção a montante da válvula operadora para coluna de produção de 1" de diâmetro.

O experimento foi realizado com pressão de reservatório de 0,3 bar e pressão de fechamento da válvula operadora em 0,5 bar. O aumento na pressão do gás injetado, P_{co} , na coluna de produção resulta em aumento da taxa de recuperação, V_p/V_o . Quando a pressão de injeção é de 1 bar, não há produção de líquido. No entanto, quando a pressão de injeção é de 6 bar e como a pressão de fechamento da válvula operadora é mantida em 0,5 bar, a

taxa de recuperação é de 93% em média. A tabela 8-1 indica os resultados dos experimentos. O volume da carga líquida utilizada no experimento foi de 1.667,15 cm³.

Tabela 8-1. Tabela do experimento realizado com a coluna de produção de 1" de diâmetro, pressão de reservatório de 0,3 bar e pressão de fechamento da válvula operadora de 0,5 bar.

D= 1 in; Rp= 0,3 Bar; Pcc= 0,5 Bar; Vo= 1.667,15 cm ³									
Pco (Bar)	Vp/Vo 1 (%)	Vp/Vo 2 (%)	Vp/Vo 3 (%)	Vp 1 (cm ³)	Vp 2 (cm ³)	Vp 3 (cm ³)	FallBack 1 (cm ³)	FallBack 2 (cm ³)	FallBack 3 (cm ³)
1,0									
2,0	10,0	9,5	9,8	166,7 1	158,3 8	163,3 8	1.500,43	1.508,77	1.503,77
3,0	40,0	40,5	40,5	666,8 6	675,2 0	675,2 0	1.000,29	991,95	991,95
4,0	70,0	70,2	69,5	1.167, 00	1.170, 34	1.158, 67	500,14	496,81	508,48
5,0	82,0	81,5	82,7	1.367, 06	1.358, 73	1.378, 73	300,09	308,42	288,42
6,0	93,0	92,8	93,5	1.550, 45	1.547, 11	1.558, 78	116,70	120,03	108,36

Outros experimentos foram realizados, com coluna de produção de 1 $\frac{1}{2}$ " de diâmetro. Mantendo a pressão de reservatório de 0,3 bar e pressão de fechamento da válvula operadora em 0,5 bar (figura 8-2). A linha de tendência é uma equação polinomial de terceira ordem e R² de aproximadamente 1,0.

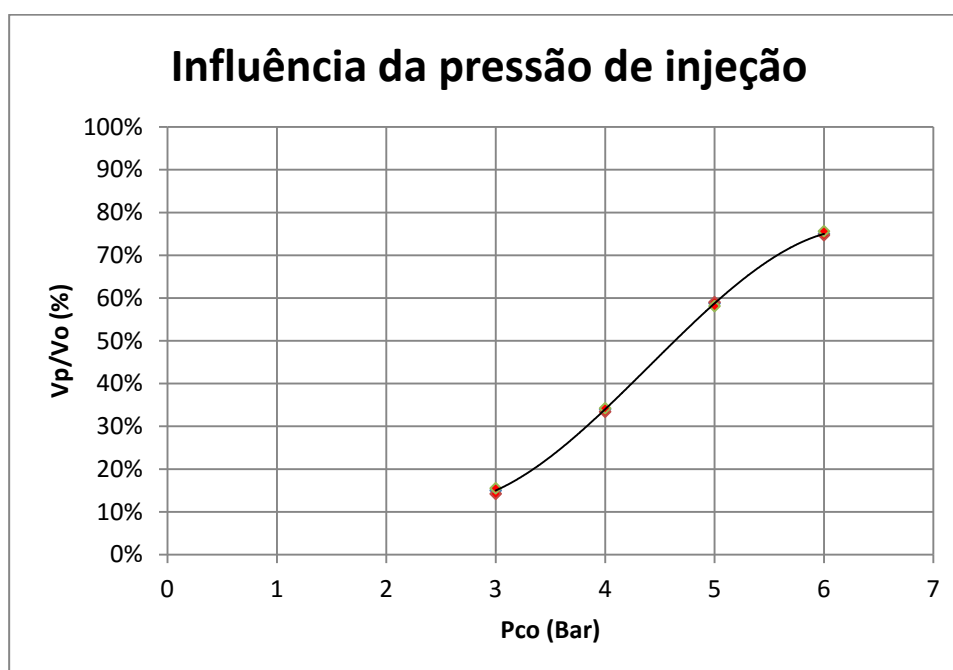


Figura 8-2. Percentagem de recuperação por pressão de injeção a montante da válvula operadora para coluna de produção de 1 1/2" de diâmetro.

Para os experimentos, alterou-se o cilindro T3 para o T4 com 90L. Observa-se que quando o gás injetado tem pressão de 1 bar ou 2 bar, não há produção de líquido. O aumento na pressão do gás injetado na coluna resulta em aumento da taxa de recuperação, mas não tão acentuado como na coluna de produção de 1" de diâmetro. Quando a pressão de injeção é de 6 Bar, a taxa de recuperação é de 74% em média (tabela 8-2). Para essas condições, o aumento do diâmetro da coluna resulta na diminuição da percentagem de recuperação. O volume da carga líquida utilizada no experimento foi de 3.941,47 cm³.

Tabela 8-2. Tabela do experimento realizado com a coluna de produção de 1 1/2" de diâmetro, pressão de reservatório de 0,3 bar e pressão de fechamento da válvula operadora de 0,5 bar.

D= 1.5 in; Rp= 0,3 Bar; Pcc= 0,5 Bar; Vo= 3.941,47cm³									
Pco (Bar)	Vp/Vo 1 (%)	Vp/Vo 2 (%)	Vp/Vo 3 (%)	Vp 1 (cm³)	Vp 2 (cm³)	Vp 3 (cm³)	FallBack 1 (cm³)	FallBack 2 (cm³)	FallBack 3 (cm³)
1,0									
2,0									
3,0	15,0%	14,2%	15,5%	591,2 2	559,6 9	610,9 3	3.350,25	3.381,78	3.330,54
4,0	34,0%	33,4%	34,2%	1.340, 10	1.316, 45	1.347, 98	2.601,37	2.625,02	2.593,48
5,0	58,8%	59,0%	58,1%	2.315, 61	2.325, 46	2.289, 99	1.625,85	1.616,00	1.651,47
6,0	75,0%	74,7%	75,6%	2.956, 10	2.944, 27	2.979, 75	985,37	997,19	961,72

O estudo da influência da pressão a montante da válvula operadora no momento de abertura na coluna de produção de 2" de diâmetro foi realizado alterando a pressão do reservatório de 0,3 para 0,5 bar (figura 8-3). O aumento na pressão do reservatório ocorre pela observação de que o aumento do diâmetro da coluna de produção reduz a taxa de recuperação mesmo operando com mesma pressão de gás injetado. A energia adicionada pelo método de elevação, portanto, não é suficiente. A linha de tendência é uma equação polinomial de terceira ordem e R² de 0,998.

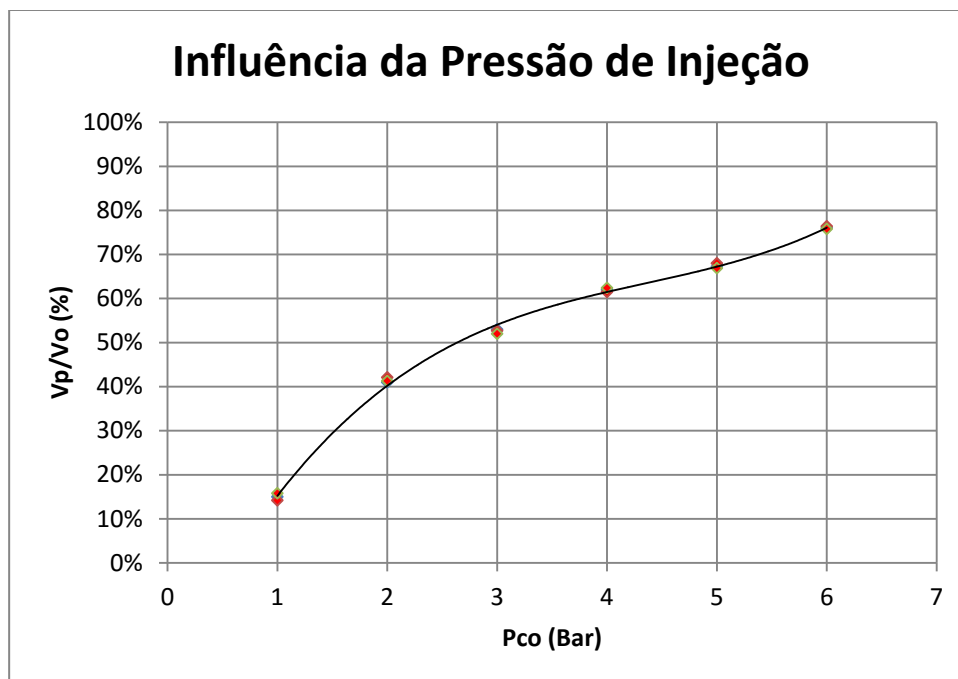


Figura 8-3. Percentagem de recuperação por pressão de injeção a montante da válvula operadora para coluna de produção de 2" de diâmetro.

O aumento na pressão do reservatório causa um aumento de volume da carga líquida, ou comprimento inicial da golfada. O volume da carga líquida utilizada no experimento foi de 10.823,77 cm³ (tabela 8-3). O aumento de volume da carga líquida resulta em aumento da taxa de recuperação mesmo em valores de pressão gás injetado a 1 ou 2 bar.

Tabela 8-3. Tabela do experimento realizado com a coluna de produção de 2" de diâmetro, pressão de reservatório de 0,5 bar e pressão de fechamento da válvula operadora de 0,5 bar.

D= 2 in; Rp= 0,5 Bar; Pcc= 0,5 Bar; Vo= 10.823,77 cm ³									
Pco (Bar)	Vp/Vo 1 (%)	Vp/Vo 2 (%)	Vp/Vo 3 (%)	Vp 1 (cm ³)	Vp 2 (cm ³)	Vp 3 (cm ³)	FallBack 1 (cm ³)	FallBack 2 (cm ³)	FallBack 3 (cm ³)
1,0	15,0%	14,2%	15,8%	1.623,57	1.536,98	1.710,16	9.200,20	9.286,79	9.113,61
2,0	41,0%	42,1%	41,3%	4.437,75	4.556,81	4.470,22	6.386,02	6.266,96	6.353,55
3,0	53,0%	52,7%	52,0%	5.736,60	5.704,13	5.628,36	5.087,17	5.119,64	5.195,41
4,0	62,0%	61,5%	62,4%	6.710,74	6.656,62	6.754,03	4.113,03	4.167,15	4.069,74
5,0	67,3%	68,0%	66,9%	7.278,98	7.360,16	7.241,10	3.544,78	3.463,61	3.582,67
6,0	76,0%	76,4%	75,8%	8.226,06	8.269,36	8.204,42	2.597,70	2.554,41	2.619,35

O estudo da influência da pressão de fechamento da válvula operadora para a coluna de produção de 2" de diâmetro é mostrado na Figura 8-4.

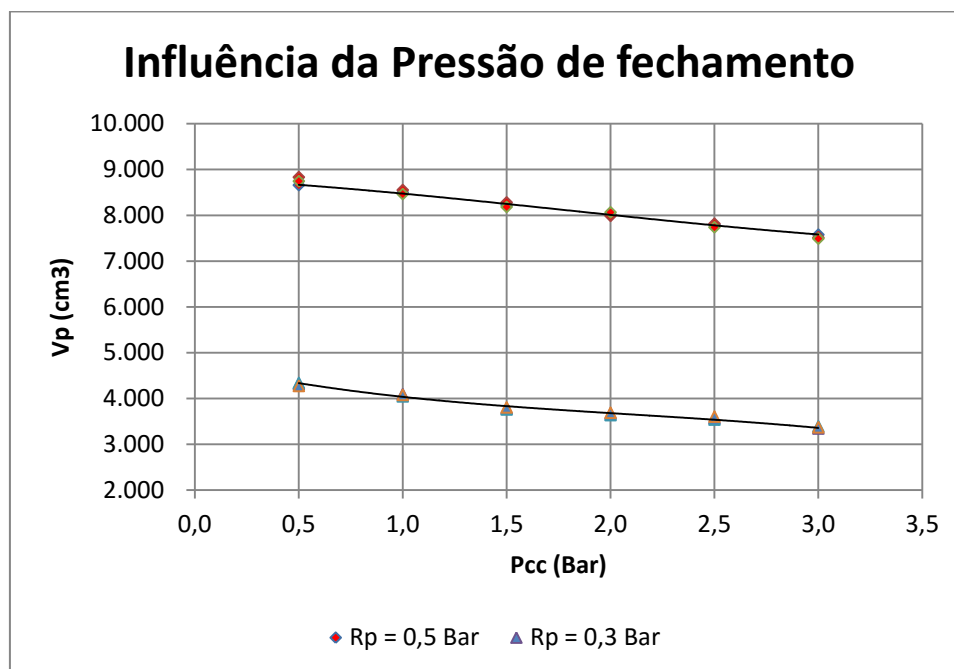


Figura 8-4. Volume produzido por pressão de fechamento da válvula operadora para coluna de produção de 2" de diâmetro.

O experimento foi realizado com duas diferentes pressões de reservatório: 0,3 bar e 0,5 bar, sendo 4,5 bar a pressão a montante da válvula operadora no momento de abertura. O aumento da pressão de fechamento da válvula operadora resulta na diminuição de volume produzido, devido um menor volume de gás injetado. Quando o a pressão do reservatório é de 0,3 bar, o volume da carga líquida utilizada foi de 6.494,26 cm³ (tabela 8-4), quando a pressão é de 0,5 o volume é de 10.823,77 cm³ (tabela 8-5). Observa-se que o aumento da carga líquida, pelo aumento da pressão do reservatório, resulta em aumento de volume produzido.

Tabela 8-4. Tabela do experimento realizado com a coluna de produção de 2" de diâmetro, pressão de reservatório de 0,3 bar e pressão a montante da válvula operadora no momento de abertura de 4,5 bar.

D= 2 in; Rp= 0,3 Bar; Pco= 4.5 Bar Vo= 6.494,26 cm ³									
Pcc (Bar)	Vp/Vo 1 (%)	Vp/Vo 2 (%)	Vp/Vo 3 (%)	Vp 1 (cm ³)	Vp 2 (cm ³)	Vp 3 (cm ³)	FallBack 1 (cm ³)	FallBack 2 (cm ³)	FallBack 3 (cm ³)
0,5	66,5%	66,8%	65,8%	4.318,68	4.338,17	4.273,22	2.175,58	2.156,09	2.221,04
1,0	63,0%	62,3%	62,8%	4.091,38	4.045,92	4.078,40	2.402,88	2.448,34	2.415,87

1,5	58,3%	57,9%	58,6%	3.782,91	3.760,18	3.805,64	2.711,35	2.734,08	2.688,62
2,0	56,5%	56,0%	56,8%	3.669,26	3.636,79	3.688,74	2.825,00	2.857,47	2.805,52
2,5	55,0%	54,5%	55,5%	3.571,84	3.539,37	3.604,31	2.922,42	2.954,89	2.889,95
3,0	51,5%	52,2%	51,9%	3.344,54	3.390,00	3.370,52	3.149,72	3.104,26	3.123,74

Tabela 8-5. Tabela do experimento realizado com a coluna de produção de 2" de diâmetro, pressão de reservatório de 0,5 bar e pressão a montante da válvula operadora no momento de abertura de 4,5 bar.

D= 2 in; Rp= 0,5 Bar; Pco= 4.5 Bar; Vo = 10.823,77 cm³									
Pcc (Bar)	Vp/Vo 1 (%)	Vp/Vo 2 (%)	Vp/Vo 3 (%)	Vp 1 (cm³)	Vp 2 (cm³)	Vp 3 (cm³)	FallBack 1 (cm³)	FallBack 2 (cm³)	FallBack 3 (cm³)
0,5	80,0%	81,6%	80,8%	8.659,01	8.832,20	8.745,60	2.164,75	1.991,57	2.078,16
1,0	78,5%	79,0%	78,2%	8.496,66	8.550,78	8.464,19	2.327,11	2.272,99	2.359,58
1,5	76,0%	76,5%	75,6%	8.226,06	8.280,18	8.182,77	2.597,70	2.543,59	2.641,00
2,0	74,0%	73,8%	74,5%	8.009,59	7.987,94	8.063,71	2.814,18	2.835,83	2.760,06
2,5	72,0%	72,2%	71,5%	7.793,11	7.814,76	7.738,99	3.030,66	3.009,01	3.084,77
3,0	70,0%	69,4%	69,2%	7.576,64	7.511,70	7.490,05	3.247,13	3.312,07	3.333,72

9- CONCLUSÕES

O estudo paramétrico de um simulador físico operando em *gas lift* intermitente convencional (GLIC) foi realizado com três diâmetros de coluna de produção para estudar a influência dos parâmetros do método quanto a produção de líquido ou a taxa de recuperação.

A escolha do diâmetro da coluna de produção é um fator importante, pois irá influir na recuperação do líquido produzido. Foi observado que o aumento do diâmetro resulta em diminuição da recuperação. A carga líquida é um fator importante na recuperação do líquido. Quanto maior a carga líquida, ou o comprimento inicial da golfada, maior será a recuperação. Nota-se que a carga líquida é definida pela pressão estática do reservatório, pressão de fundo do poço, índice de produtividade e características do fluido. A pressão de injeção, quando aumentada, aumenta a recuperação até valores de máxima vazão de produção. O aumento de pressão do gás injetado dispõe de maior energia para elevar o fluido, reduzindo a penetração do gás no líquido e, conseqüentemente, reduz o *fallback*. O aumento da pressão de fechamento, causa um efeito contrário, reduzindo a recuperação do fluido. A taxa de recuperação não atinge valores de 100%. Ou seja, o GLIC não consegue produzir toda a carga líquida acumulada na coluna de produção.

Os experimentos realizados estão de acordo com o comportamento teórico do GLI e o simulador físico apresentou boa concordância com a teoria do método.

10- PRÓXIMAS ETAPAS

As próximas etapas quanto ao estudo paramétrico de um simulador físico operando em *gas lift* intermitente convencional (GLIC) são:

- Continuidade do estudo das relações que existem entre os parâmetros, afim de estabelecer a relação entre as diferentes combinações de parâmetros operacionais que resultam em máxima vazão de óleo para um determinado período de tempo;
- Realização de estudos com o fluido tipo óleo de diferentes graus API, em que se objetiva estudar a relação entre o óleo produzido e o gás injetado;
- Realização de estudos com o dióxido de carbônico (CO₂) como o gás injetado, em que se objetiva estudar a relação entre o dióxido de carbônico e líquido produzido;
- Realização de estudos com o dióxido de carbônico (CO₂) como o gás injetado, em que se objetiva estudar a formação de problemas de produção e a garantia de escoamento, quanto ao depósito e incrustação de parafinas/asfaltenos;
- Estudo mais aprofundado dos custos quanto a implementação da técnica à *gas lift* em poços de campos maduros, no que diz respeito a completação do poço necessária a utilização da técnica;

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Artificial Lift Research and Development Council (ALRDC) - <http://www.alrdc.com/workshops/index.htm> (Acessado em 16/05/2016)

AYATOLLAHI, S.; NARIMANI, M; MOSHFEGHIAN, M.. **Intermittent gas lift in Aghajari oil field, a mathematical study**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 42, p. 245–255. 2004.

BEHRENBRUCH, P. **PETR4512 Reservoir and Well Performance**. The University of Western Australia (UWA), Perth - Australia. 2014.

BORDALO, S. N. e LARA, I. O. O. **Laboratory Study of the Behavior of Conventional Intermittent Gas-Lift**. International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Busan, South Korea. 2016

BRILL, J. P.; DOERR, T. C.; BROWN, K. E.. **An analytical description of liquid slug flow in small- diameter vertical conduits (SPE 1526)**. Journal of Petroleum Technology, mar. 1967.

BROWN, K. E. e JESSEN, F. W. **Evaluation of Valve Port Size, Surface Chokes and Fluid Fall-Back in Intermittent Gas-Lift Installations**. Journal of Petroleum Technology, p 315-22, mar. 1962.

BUCARAM, S.M. e PATTERSON, J.C. **Managing artificial lift. Society of Petroleum Engineers**, v. SPE 26212, 1994.

CARVALHO, C. O. C. **Produção de Petróleo por Elevação a Gás Intermitente Simulação e Análise dos Métodos Convencional e Invertido**. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 219 p. Tese de Doutorado.

CORREIA, D. Z; FRANÇA, F. P.; MOTHÉ, C. G. **Métodos de recuperação de petróleo em campos maduros**. Conjuntura & Informação/ ANP – Agência Nacional do Petróleo, Rio de Janeiro, n. 31, p. 1-10, nov. 2005 – jan. 2006.

HENKE, G. P. **Elevação e Escoamento de Petróleo: Qualificação em Operação de Produção de Petróleo**. Macaé, Cooperativa de Profissionais Especializados Em Serviços Técnicos - COOPFURNAS. 2002.

LARA, I. O. O. **Desenvolvimento de um simulador físico de gas lift intermitente e bombeio pneumático Zadson em escala de laboratório**. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2013. 130 p. Dissertação de Mestrado.

LIAO, P. C.; SCHIMIDT, Z. e DOTY, D. R. **Investigation of intermittent gas lift by using mechanistic modeling** (SPE 29454). Society of Petroleum Engineers, 1995.

MACHADO, R. T. H. **Modelagem e Simulação Numérica do Mecanismo de Gás Lift Intermitente**. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto, 1988. Dissertação de Mestrado.

MARTINEZ, J. **Downhole Gas Lift and the facility**. ASME/ API Gas Lift Workshop, 2003.

NASCIMENTO, J. M. A. **Simulador computacional para poços de petróleo com método de elevação artificial por bombeio mecânico**, Dissertação de mestrado, UFRN - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2005.

NEELY, A. B.; MONTGOMERY, J. W.; VOGEL, J. W. **A field Test and Analytical Study of Intermittent Gas Lift**. Journal of Petroleum Engineering 257 pp: 502-512. 1973.

PetroWiki - Society of Petroleum Engineers (SPE).
http://petrowiki.org/Artificial_lift (Acessado em 16/05/2016)

RIZZO, H. S. R. **A otimização de gás lift na produção de petróleo: Avaliação da curva de performance do poço**. Rio de Janeiro, Universidade

Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético, 2011. 92 p. Dissertação de Mestrado.

SANTOS, D. M. e BENINE, T. L. **Análise Paramétrica da Vazão Ótima de Gas Lift em um Poço de Petróleo**. Santos, Faculdade de Engenharia de Petróleo, Universidade Santa Cecília. 2015.

SANTOS, O. G. **Métodos Pneumáticos Intermitentes: Análise e comparação**. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 265 p. Dissertação de Mestrado.

SANTOS, O. G.; BORDALO, S. N.; ALHANATI, F. J.S. **Study of the dynamics, optimization and selection of intermittent gas-lift methods—a comprehensive model**. Journal of Petroleum Science and Engineering 32 (2001) 231–248.

SCHIMIDT, Z.; DOTY, D.R.; LLOKONG, P.B.; FERNANDEZ, O.F. e BRILL, J.P. **Hydrodynamic Model for Intermittent Gas Lifting of Viscous Oil**. Journal of Petroleum Science & Engineering, p 475-85, mar. 1984.

TAKÁCS, G. **Gas Lift Manual**, PennWell, 2005.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

VARON, M. P., **Estudo de uma Bomba Centrífuga Submersa como Medidor de Vazão**. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2013. 126 p. Dissertação de Mestrado.

VELLOSO, N. **Elevação Pneumática "Gás Lift"**. Serviço de Recursos Humanos / Serec / Petrobras. 1992.

WHITE, G. W.; CONNELL, B. T., DAVIS, R. C., BERRY, R. F., & STACHA, L. A. **An Analytical Concept of the Static and Dynamic Parameters of**

Intermittent Gas Lift. Journal of Petroleum Technology, v. 228, p. 301-08, mar. 1963.