



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS CENTRO DE TECNOLOGIA
ENGENHARIA DE PETRÓLEO

IGOR RAPHAEL MALAFAIA MEYER

**ANÁLISE DE PARÂMETROS DE UTILIZAÇÃO DOS MÉTODOS DE ELEVAÇÃO
GLC E GLI NO ESTADO DE ALAGOAS**

MACEIÓ

2023

IGOR RAPHAEL MALAFAIA MEYER

**ANÁLISE DE PARÂMETROS DE UTILIZAÇÃO DOS MÉTODOS DE ELEVAÇÃO
GLC E GLI NO ESTADO DE ALAGOAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à banca avaliadora de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Alagoas, como parte dos requisitos para obtenção do título de bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Lucas Pereira de
Gouveia

Coorientador: Leonardo
Mendonça Tenório de Magalhães
Oliveira

MACEIÓ

2023

Catálogo na fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico

Bibliotecária Responsável: Lívia Silva dos Santos - CRB 1670

M612a Meyer, Igor Raphael Malafaia.
Análise de parâmetros de utilização dos métodos de elevação GLC e GLI no estado de Alagoas / Igor Raphael Malafaia. – 2023.
57 f. : il.

Orientador: Lucas Pereira de Gouveia.
Coorientador: Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães Oliveira
Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia de Petróleo) –
Universidade Federal de Alagoas. Centro
de Tecnologia. Maceió, 2023.

Bibliografia: f. 52-57.

1. Petróleo - Produtividade. 2. Gás lift. 3. Poços de petróleo. I. Título.


CDU: 665.62

Folha de Aprovação


AUTOR: IGOR RAPHAEL MALAFAIA MEYER

Análise de parâmetros de utilização dos métodos de elevação GLC e GLI no estado de Alagoas. Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia de Petróleo, da Universidade Federal de Alagoas.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Colegiado do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Alagoas, como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo e aprovada em 16 de Outubro de 2023.


Documento assinado digitalmente
 LUCAS PEREIRA DE GOUVEIA
Data: 22/11/2023 10:34:17-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Lucas Pereira de Gouveia (Orientador)
Universidade Federal de Alagoas


Documento assinado digitalmente
 Leonardo Mendonca Tenorio de Magalhaes Oli
Data: 21/11/2023 14:00:25-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães Oliveira
(Coorientador) Universidade Federal de Alagoas

Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente
 JOAO PAULO LIMA SANTOS
Data: 21/11/2023 13:35:24-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. João Paulo Lima Santos (Examinador Interno)
Universidade Federal de Alagoas

Documento assinado digitalmente
 JOSE LUIS GOMES MARINHO
Data: 21/11/2023 14:25:46-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. José Luis Gomes Marinho (Examinador Interno)
Universidade Federal de Alagoas

AGRADECIMENTOS

Não poderia iniciar os agradecimentos de outra forma, pois antes mesmo de imaginar tudo que iria acontecer comigo durante essa longa caminhada, Ele já sabia de tudo e passou a frente de tudo, gratidão primeiramente a Deus, por me proporcionar essa conquista e por estar sempre ao meu lado. Agradeço de forma especial a minha noiva, Karynna Góis, por permanecer ao meu lado durante toda essa jornada, sempre segurando a minha mão, me apoiando e incentivando, sem desistir de mim mesmo quando eu mesmo quis desistir, sendo meu porto seguro e meu refúgio, muito obrigado pelo seu companheirismo, paciência e amor. Agradeço a minha mãe Adriana Meyer e ao meu pai Gustavo Meyer, que sempre batalharam para me proporcionar as condições necessárias para chegar até aqui, com muito zelo, carinho e paciência. Agradeço a minha irmã Larissa Meyer e minha sobrinha Ágata Meyer, por sempre estarem na torcida para o meu sucesso. Por último, gratidão a todos aqueles que passaram por mim durante essa jornada, em especial aos meus amigos engenheiros Nathan Abdon, Sdney Santana e Guilherme Costa, por terem tornado tudo mais leve e alegre com a nossa amizade.

RESUMO

Os poços de petróleo geralmente necessitam de um método de elevação artificial para produzir ou elevar a taxa de produção dos hidrocarbonetos provenientes da formação. Entre os poços produtores abertos, que utilizam elevação artificial, nos campos de Pilar, Furado, São Miguel, Cidade São Miguel, Anambé, Arapaçu e Paru, localizados em Alagoas, 81% são de *Gas Lift*. Desse modo, é de extrema importância a difusão e o aumento do conhecimento teórico e técnico a respeito do tema para todo o público que, de alguma forma, faz parte ou está envolvido na cadeia de produção petrolífera do estado. O presente trabalho tem como objetivo realizar uma revisão de literatura dos conceitos consolidados relacionados aos métodos de elevação pneumáticos GLC e GLI, desenvolver uma análise comparativa entre os dois métodos, destacando as principais diferenças, vantagens e desvantagens, expor brevemente o impacto que esse método tem sobre a produção desses campos e destacar a importância que os poços equipados com *gas lift* possuem na produção total deles, além de realizar uma análise de caso sobre a formação de parafina em colunas de produção, possivelmente causada por um equívoco na escolha do método. Como resultado, foi possível identificar os parâmetros dos poços que melhor auxiliam na determinação do método certo, entre GLC e GLI, e as principais características desses métodos. Além de mostrar que, atualmente, os poços equipados com *gas lift* são responsáveis por cerca de 42% da produção total de óleo e 13% da produção total de gás dos campos citados anteriormente.

Palavras-chave: fluxo de petróleo, *gas lift* contínuo, *gas lift* intermitente, elevação, padrões de fluxo.

ABSTRACT

Oil wells typically require an artificial lift method to produce or increase the production rate of hydrocarbons from the reservoir. Among the active production wells utilizing artificial lift in the Pilar, Furado, São Miguel, Cidade São Miguel, Anambé, Arapaçu, and Paru fields located in Alagoas, 81% employ Gas Lift. Therefore, it is of paramount importance to disseminate and enhance theoretical and technical knowledge on the subject to the entire audience who, in any capacity, is part of or involved in the state's oil production chain. This present work aims to conduct a literature review of the established concepts related to pneumatic lifting methods, namely CGL (Continuous Gas Lift) and IGL (Intermittent Gas Lift), develop a comparative analysis between the two methods, highlighting the principal differences, advantages, and disadvantages, briefly presenting the impact that this method has on the production of these fields and emphasizing the significance of wells equipped with gas lift in their total production. Furthermore, a case analysis was performed on paraffin formation in production columns, possibly induced by an incorrect method selection. As a result, it was feasible to identify the well parameters that are most instrumental in determining the appropriate method between CGL and IGL, along with the primary characteristics of these methods. Additionally, it was demonstrated that currently, wells equipped with gas lift are accountable for approximately 42% of the total oil production and 13% of the total gas production in the fields.

Keywords: oil flow, continuous gas lift, intermittent gas lift, lift, flow patterns.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Escolha do melhor método <i>gas lift</i> a partir de IP e P_e	39
Tabela 2: Dados dos poços equipados com GLC sem análise prévia.....	48

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Capacidade de refino e consumo de petróleo por país.....	16
Figura 2: Camadas do pré-sal.....	17
Figura 3: Etapas do fluxo natural.....	19
Figura 4: Curva de pressão disponível do reservatório para o modelo line.....	20
Figura 5: Curvas IPR's para reservatórios de IP's diferentes.....	21
Figura 6: Curva de pressão disponível do reservatório para o modelo de Vogel.....	22
Figura 7: Curvas de pressão requerida no fundo do poço (TPR).....	24
Figura 8: Padrões de escoamento gás-líquido em tubulação vertical.....	25
Figura 9: Padrão de escoamento para poços GLC e GLI.....	26
Figura 10: Relação TPR e IPR.....	27
Figura 11: Regulador de fluxo.....	28
Figura 12: métodos de elevação artificial.....	30
Figura 13: Sistema de <i>gas lift</i>	31
Figura 14: curvas IPR x TPR com e sem <i>gas lift</i>	32
Figura 15: Circulação de gas lift contínuo.....	34
Figura 16: Esquema de gas lift centralizado para vários poços produtores	35
Figura 17: <i>Gas lift</i> intermitente.....	37
Figura 18: Características IP e PE.....	39
Figura 19: Mecanismo de Difusão Molecular.....	42

Figura 20: Mecanismo de Dispersão por Cisalhamento.....	42
Figura 21: Poços abertos em Alagoas.....	43
Figura 22: Métodos de Elevação em Alagoa.....	44
Figura 23: Produção de Óleo Alagoas* x Produção de Óleo Poços GL.....	45
Figura 24: <i>Produção de Gás Alagoas* x Produção de Gás Poços GL</i>	45
Figura 25: Produções Médias: Alagoas* x Poços GL.....	46
Figura 26: Produção Média de Óleo: Poços GL x Outros Poços.....	46
Figura 27: Produção Média de Gás: Poços GL x Outros Poços.....	47
Figura 28: Parafina Retirada de uma Coluna de Produção.....	49
Figura 29: Padrões de Fluxo Anular e Anular com Gotículas.....	50

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

§: Parágrafo;

GL: *Gas Lift*;

GLI: *Gas Lift* Intermitente;

GLC: *Gas Lift* Contínuo;

BCS: Bombeio Centrífugo Submerso;

BPZ: Bombeio Pneumático Zadson;

BCP: Bombeio por Cavidades Progressivas;

ANP: Agência Nacional do Petróleo;

UPGN: Unidade de Processamento de Gás Natural;

VGL: Válvulas de *Gas Lift*;

TAMAC: Terminal aquaviário de Maceió;

TPR: Curvas de pressão requerida do poço ou *Tubing Performance Relationship*;

IPR: Curva de pressão disponível do reservatório ou *Inflow Performance Relationship*;

RGL = Razão Gás / Líquido.

q = vazão;

q_{max} = vazão máxima;

IP = índice de produtividade;

P_e = Pressão estática;

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

P_{req} = Pressão requerida;

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

P_s = Pressão do sistema na superfície;

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

$\Delta P_{atrito, L}$ = perdas localizadas das obstruções na linha de produção;

ΔP_{ac} = perda de carga devido a aceleração do fluido durante o escoamento;

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

ρ = massa específica do fluido;

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

h = altura da coluna de fluido;

V = velocidade do fluido;

A = área da seção transversal da tubulação;

d = diâmetro;

bbl/d = barris por dia;

Mm³/d = Um mil metro cúbico por dia.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
2	OBJETIVOS	13
3	METODOLOGIA	14
4	REVISÃO DE LITERATURA	15
4.1	INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	15
4.2	ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO	17
4.2.1	ELEVAÇÃO NATURAL	18
4.2.2	ELEVAÇÃO ARTIFICIAL	29
4.3	GÁS LIFT	30
4.3.1	PROFUNDIDADE DE INJEÇÃO	32
4.4	GAS LIFT CONTÍNUO – GLC	33
4.4.1	VANTAGENS	35
4.4.2	DESVANTAGENS	36
4.5	GAS LIFT INTERMITENTE – GLI	36
4.5.1	VANTAGENS	38
4.5.2	DESVANTAGENS	38
4.6	COMPARAÇÃO ENTRE GLC E GLI	38
4.6.1	RELAÇÃO COM ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE E PRESSÃO ESTÁTICA ...	38
4.6.2	EFICIÊNCIA	39
4.6.3	FLEXIBILIDADE	40
4.6.4	FATORES SEMELHANTES	40
4.7	FORMAÇÃO DE PARAFINAS	40
4.7.1	DIFUSÃO MOLECULAR	41
4.7.2	DISPERSÃO POR CISALHAMENTO	42
5	RESULTADOS	43
5.1	O GAS LIFT E SUA IMPORTÂNCIA NOS CAMPOS DE ALAGOAS	43
5.1.1	POÇOS PRODUTORES ATIVOS	43
5.1.2	PRODUÇÃO TOTAL DOS CAMPOS	44
5.2	ANÁLISE DE CASO: HIPÓTESE DE FALHA NA APLICAÇÃO DO GLC	47
5.2.1	HIPÓTESE	49
6	CONCLUSÃO	51
	REFERÊNCIAS	52

1 INTRODUÇÃO

A exploração de recursos minerais no Brasil está presente na Constituição Federal Brasileira desde 1891, onde, em seu artigo 72 no § 17 dispôs que “As minas pertencem ao proprietário do solo, salvo as limitações estabelecidas por lei, a bem da exploração das mesmas”. A atual Constituição, de 1988, determina no § 1º do artigo 20 que “as minas e jazidas de recursos naturais e minerais são de titularidade da União, que deverá autorizar, permitir ou conceder sua exploração, sendo-lhe resguardada uma participação ou indenização pela atividade de exploração.” (BRASIL,1891; BRASIL, 1988).

A indústria petrolífera brasileira passou por um regime de supremacia de sua empresa estatal que durou 44 anos, de 1953, ano em que o presidente Getúlio Vargas criou a Petrobras, até 1997, quando o então presidente, com a nova lei do petróleo, que criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e permitiu que outras empresas pudessem começar a atuar no Brasil.

A partir de 2007, com a descoberta do pré-sal, a Petrobras decidiu focar os seus esforços e pesquisas no desenvolvimento de tecnologias capazes de explorar essas novas reservas e campos presentes em águas ultra-profundas. Com o sucesso obtido com o pré-sal, e os enormes volumes de produção de hidrocarbonetos provindos das suas grandes reservas, em 2015 deu-se início ao plano de desinvestimento da Petrobras, ficando cada vez mais claro que o foco da estatal passaria a ser a produção *offshore* e o abandono dos campos *onshore*.

Durante esse processo de desinvestimento, a Petrobras iniciou a venda dos campos terrestres para empresas independentes produtoras de petróleo através das concessões nas rodadas de licitações, realizadas pela ANP. Segundo Ramalho (2023), Wood Mackenzie estima que as operadoras independentes que compraram ativos de exploração e produção da Petrobras vão investir US\$ 10 bilhões nos projetos até 2027.

Localizados na bacia Sergipe-Alagoas, os campos de Pilar, Furado, São Miguel, Cidade São Miguel, Anambé, Arapaçu e Paru, foram incluídos no pacote de desinvestimento da Petrobras e passaram a ser operados por uma empresa produtora independente. Junto com os campos, a nova operadora arrematou uma unidade de processamento de gás natural (UPGN), duas estações de tratamento e uma malha de 230 km de dutos com acesso direto ao Terminal Aquaviário de Maceió (TAMAC) (PETRONOTICIAS, 2021). Recentemente, a mesma produtora independente também arrematou o setor da TAMAC responsável pela exportação de hidrocarbonetos.

Apesar de ainda possuir uma boa quantidade de poços surgentes de gás, os campos de Alagoas são considerados maduros, ou seja, a maioria dos seus poços possuem reservatórios que não fornecem mais a pressão necessária para elevar o fluido do fundo do poço para a superfície sozinhos. Assim, é necessário suplementar essa pressão utilizando métodos de elevação artificial. Dentre as técnicas existentes, a mais utilizada no estado é a elevação com *gas lift*. Portanto, o conhecimento sobre o assunto é de extrema importância, pois pode impactar positivamente o meio empresarial e acadêmico local.

Desse modo, o presente trabalho visa disseminar o conhecimento a respeito dos métodos de elevação artificial GLC e GLI, podendo se tornar uma ferramenta para auxiliar o desenvolvimento das habilidades e propagação de conhecimento que tende a ser necessário para o ingresso de novos alunos do curso nos programas de estágio da atual operadora, realizando uma revisão de literatura dos conceitos consolidados relacionados aos métodos de elevação pneumáticos GLC e GLI, desenvolvendo uma análise comparativa entre os dois métodos, destacando as principais diferenças, vantagens e desvantagens, expondo brevemente o impacto que esse método tem sobre a produção dos campos citados e destacar a importância que os poços equipados com *gas lift* possuem na produção total deles, além de realizar uma análise de caso sobre a formação de parafina em colunas de produção, possivelmente causada por um equívoco na escolha do método.

2 OBJETIVOS

- GERAL
 - Analisar os parâmetros de utilização dos métodos de elevação GLC e GLI no estado de Alagoas.

- ESPECÍFICOS
 - Realizar uma revisão sobre os conceitos consolidados;
 - Fazer uma análise comparativa entre os dois métodos, destacando as principais diferenças, vantagens e desvantagens.
 - Expor a importância desses métodos na produção em Alagoas.
 - Analisar a implementação do GLC em 4 poços que deram errado.

3 METODOLOGIA

O presente trabalho foi desempenhado através de uma revisão de literatura acerca dos métodos pneumáticos *gas lift* contínuo e *gas lift* intermitente. O trabalho foi baseado em diversos meios de conhecimento diferentes, como teses, artigos, livros, dissertações e revistas, proporcionando uma ampla visualização do tema proposto. Os estudos analisados foram tanto nacionais, quanto internacionais, além de dados de produção que são enviados para ANP pela atual operadora dos campos de Pilar, Furado, São Miguel, Cidade São Miguel, Anambé, Arapaçu e Paru.

Os principais meios de busca de pesquisa foram OnePetro, Biblioteca Digital Brasileira de Teses e Dissertações, Google Acadêmico, Web of Science ScienceDirect (Elsevier) e Scielo. As principais palavras-chaves usadas foram: fluxo de petróleo, *gas lift* contínuo, *gas lift* intermitente, elevação, injeção, em português e *oil flow*, *continuous gas lift*, *intermittent gas lift*, *lifting*, *injection* em inglês.

Com isso, foi realizada uma análise das pesquisas acima citadas com o intuito de entender o funcionamento do GLC e GLI, bem como as principais vantagens e desvantagens de uso de cada um deles. Posteriormente, foi feita uma análise comparativa entre as duas técnicas de elevação *gas lift* através de parâmetros como índice de produtividade, eficiência de elevação, flexibilidade de utilização da técnica, confiabilidade e custo operacional. Para expor a importância dos métodos em Alagoas, foram feitas análises com dados de medição fiscal da produção, que são reportados a ANP para controle e fiscalização e disponibilizados por ela em seu site. A análise de caso teve como fonte o banco de dados da operadora dos campos.

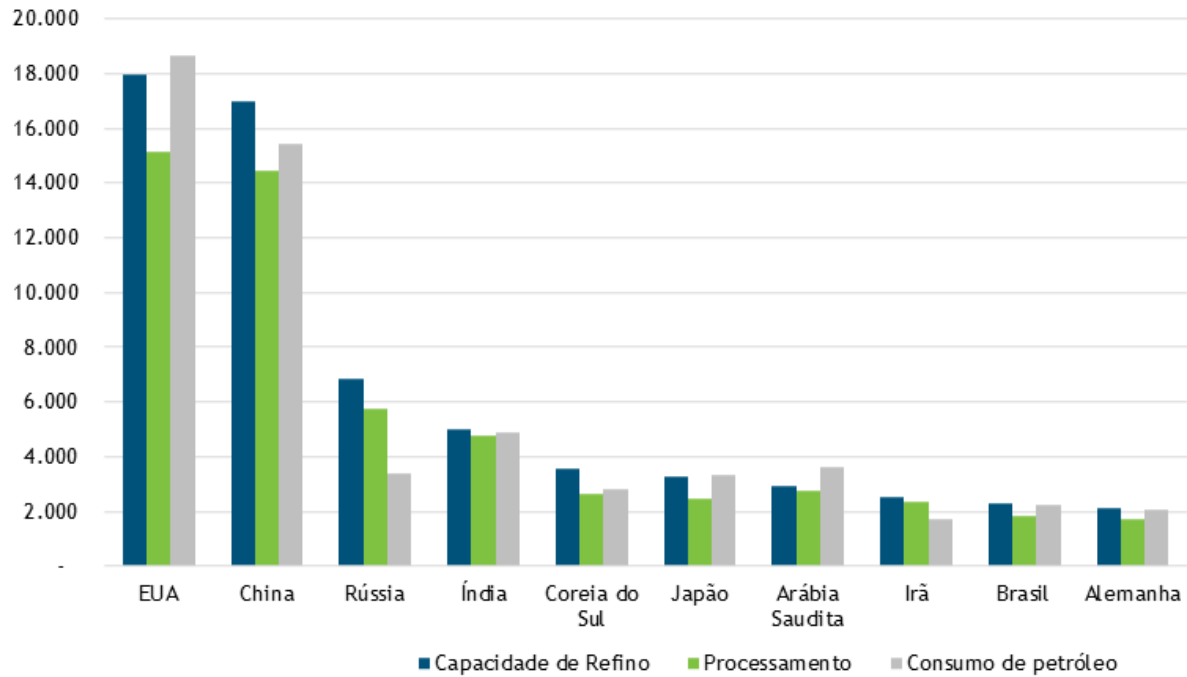
4 REVISÃO DE LITERATURA

4.1 INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

O petróleo é um recurso não renovável formado por um conjunto de hidrocarbonetos que é gerado naturalmente a partir da decomposição de matéria orgânica, que é armazenado em rochas no subsolo a altas temperaturas e pressão em rochas reservatório (MILLIOLI, 2008). A origem etimológica da palavra é do latim, onde *petrus* significa pedra e *oleum* significa óleo. Sua cor pode variar da mais clara (incolor) ao preto e geralmente é encontrada como material oleoso líquido, porém pode ser encontrada como óleo leve, médio e pesado (SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL, 2014). Esse hidrocarboneto é a fonte energética mais cobiçada do mundo desde o início da indústria petrolífera, no século XIX, pois ele é refinado e se transforma em materiais utilizados com diversas finalidades que facilitam o cotidiano da sociedade (JURBERG, 2016; U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2023)

Geralmente o petróleo é usado como matriz energética, como gasolina, para aquecer edifícios ou gerando energia elétrica, mas também é bastante utilizado como matéria-prima para a criação de materiais como plásticos, cosméticos, dentre outros (MARTINS et al., 2015; U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2023). Ao longo dos anos foi sendo desenvolvidas tecnologias capazes de melhorar a indústria do petróleo na tentativa de tornar todas as fases, como a prospecção, retirada, separação e comercialização, mais eficientes. Essa melhora do desempenho tecnológico aumentou ainda mais a importância do petróleo na sociedade (JURBERG, 2016). A Figura 1 mostra a capacidade e refino e consumo de óleo nos principais países.

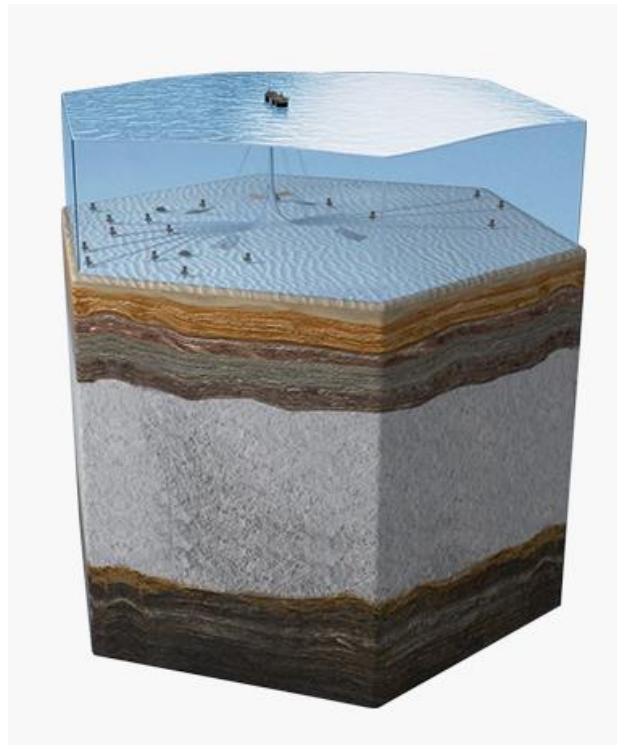
Figura 1: Capacidade de refino e consumo de petróleo por país.



Fonte: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (2022).

A Figura 1 mostra o Brasil em 9º lugar com uma capacidade de refino de 2,3 milhões bbl/d e de consumo de 2,25 milhões bbl/d (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2022). Uma descoberta de extrema importância no Brasil foi a descoberta do pré-sal que possui grandes desafios como a profundidade da lâmina d'água em que o óleo foi encontrado que podem chegar a 3 mil metros, a profundidade do reservatório de até 5 mil metros, e a distância à costa (300 km), a camada de sal de até 2 km, baixa temperatura que prejudica o escoamento, dentre outros (PETROBRAS, 2023). A Figura 2 mostra as camadas do pré-sal citadas.

Figura 2: camadas do pré-sal.



Fonte: PETROBRAS (2023).

Apesar dos desafios, as vantagens do pré-sal trouxeram um altíssimo avanço na indústria de petróleo brasileira com um alto volume de óleo leve e de excelente qualidade que vem sendo produzido cada vez mais e mais rápido.

4.2 ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO

Na indústria do petróleo, a elevação é considerada como sendo o deslocamento dos fluidos, produzidos pela formação, do fundo do poço até as facilidades de produção na superfície. Existem dois tipos de elevação, a natural e a artificial. A elevação natural ocorre, normalmente, na fase inicial da vida produtiva de um poço, fase essa na qual o poço produz por surgência. Segundo Thomas et al. (2001), quando a pressão do reservatório de hidrocarbonetos é suficientemente alta, o fluxo de fluido alcança livremente a superfície, caracterizando assim, a chamada elevação natural.

Quando um poço não tem essa surgência no início da vida produtiva, ou ele não entrega vazões que tornam a operação e a manutenção economicamente viáveis, ou ainda quando o poço perde a sua surgência devido à depleção natural e queda da pressão da formação por conta do acúmulo da produção, os métodos de elevação artificial passam a ser utilizados. Estevam (1993) fala que a elevação artificial consiste justamente no conjunto de técnicas e equipamentos

utilizados para tornar a taxa de produção do poço viável economicamente, seja desde o início em um poço não surgente ou quando necessário em um poço que a princípio operava por elevação natural.

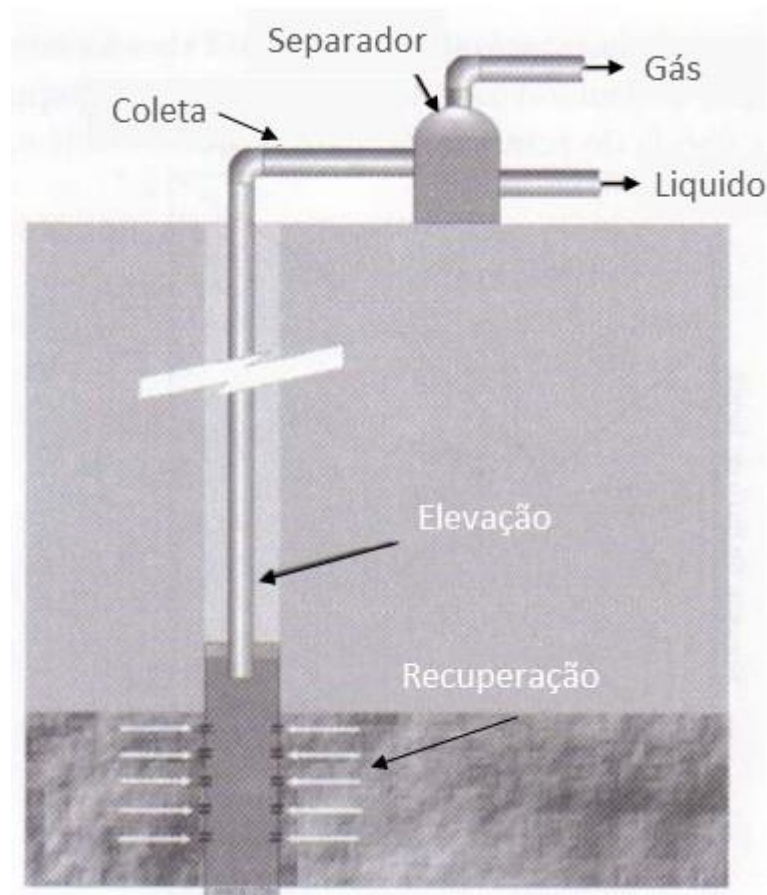
De acordo com Rizzo (2011), a elevação de petróleo é o ramo da engenharia que estuda os métodos necessários para que os fluidos existentes nos reservatórios em subsuperfície sejam extraídos, levando-os até a superfície, onde ocorre a separação da água, do óleo, do gás e dos sedimentos, onde posteriormente seguirão para outras etapas necessárias até estarem aptos à comercialização.

4.2.1 ELEVAÇÃO NATURAL

Quando ocorre a decisão de colocar um reservatório para produção, a retirada de óleo da subsuperfície ocorre por recuperação primária, ou seja, o petróleo é produzido através da energia primária do reservatório. Esse fluxo ocorre de maneira natural, pois o gradiente de pressão entre o reservatório e a superfície é suficiente para elevar os fluidos, sem a necessidade de usar bombas (FREITAS, 2018).

O fluxo natural, entre o reservatório e a superfície, pode ser dividido em três principais etapas que possuem grande influência no escoamento dos fluidos e na produção acumulada do poço, são elas a recuperação, a elevação e a coleta. Segundo Santos (2000), a recuperação é a etapa do escoamento do fluido que ocorre dentro do meio poroso, ou seja, dentro da rocha reservatório. A elevação é a etapa de escoamento do fluido que ocorre na coluna de produção. Já a coleta é a etapa de escoamento que ocorre nas linhas de produção que interligam a cabeça do poço, árvore de natal, até a planta de processo. A Figura 3 ilustra essas três etapas do escoamento no fluxo natural do fluido.

Figura 3: Etapas do fluxo natural.



Fonte: Adaptado de THOMAS et al. (2001).

4.2.1.1 RECUPERAÇÃO – FLUXO NO MEIO POROSO

O fluxo de fluido no meio poroso resulta em uma vazão (q) que é determinada pela relação de três fatores: pressão estática do reservatório (P_e), pressão de fluxo média no fundo do poço (P_{wf}) e pelo índice de produtividade (IP), conforme Equação (1).

$$q = IP \times (P_e - P_{wf}) \quad (1)$$

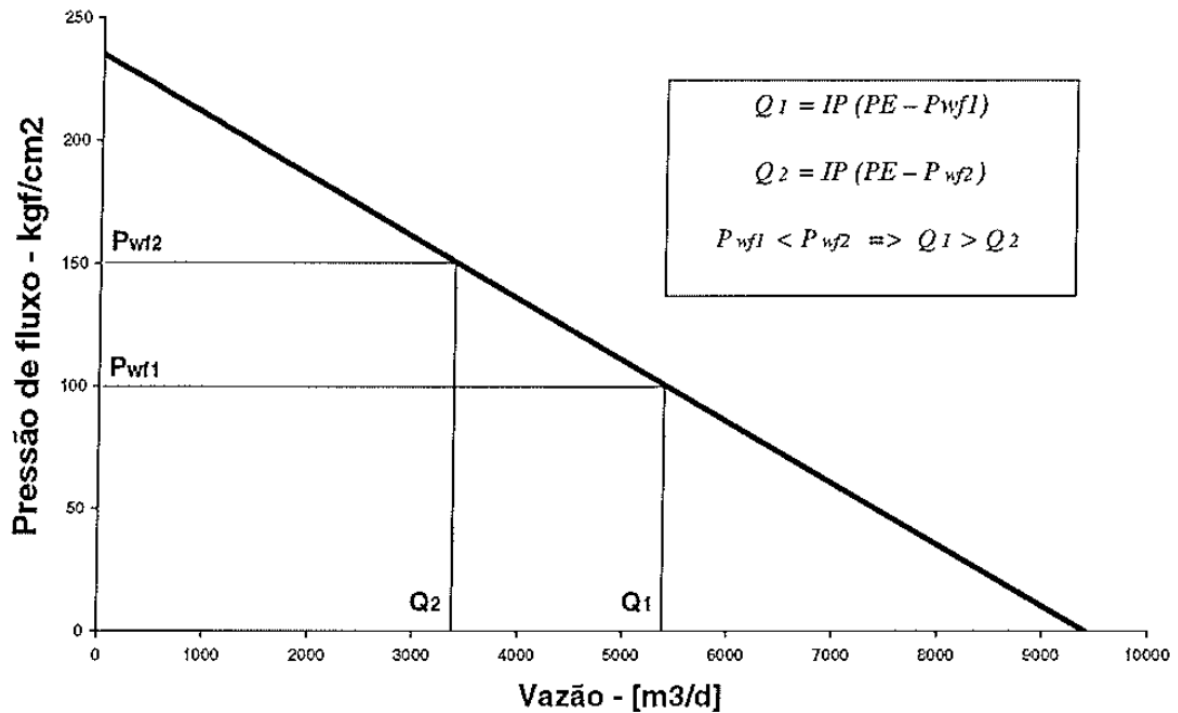
A pressão estática do reservatório, como o próprio nome diz, é a energia em forma de pressão disponibilizada pela formação ao fundo do poço quando ele está fechado. Já a pressão de fluxo média é a pressão no fundo do poço quando ele está aberto e produzindo fluido para superfície. E o índice de produtividade é a grandeza que representa a qualidade do reservatório e do fluido, pois é influenciado pelas características da rocha e pelas características do fluido.

A partir do IP consegue-se gerar a curva de pressão disponível no fundo do poço, mais conhecida na indústria como *Inflow Performance Relationship* (IPR). É possível identificar o

potencial de produção do poço, e ainda, qual é a pressão entregue pelo reservatório ao poço em uma determinada vazão. Existem alguns métodos que são utilizados para o cálculo do IP, dentre os quais estão o modelo linear e o modelo de Vogel (NASCIMENTO, 2005).

Gera-se o IPR linear a partir da Equação (1), ou seja, é possível visualizar o comportamento do reservatório. O ponto onde a curva de IPR intercepta o eixo horizontal representa o potencial do poço, este ponto significa a máxima vazão considerando a pressão de fluxo no fundo igual a zero. Porém, este valor é apenas teórico, pois na prática é impossível reduzir a P_{wf} a zero (RIZZO, 2011). Na Figura 4 pode-se visualizar uma curva IPR linear.

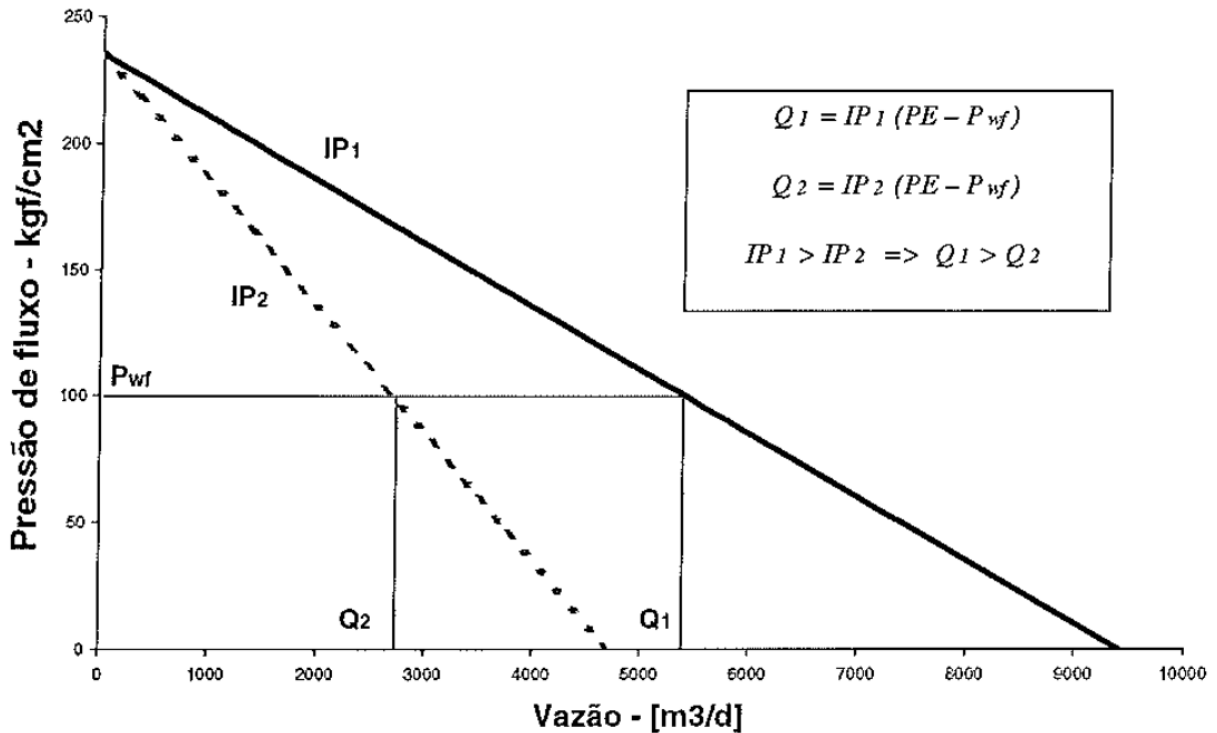
Figura 4: Curva de pressão disponível do reservatório para o modelo linear.



Fonte: SANTOS (2000).

Quanto maior o IP de um reservatório maiores serão as vazões de produção do poço. Logo, mesmo que dois poços de IP diferentes sejam submetidos as mesmas condições de pressões, o que possui o maior IP irá entregar uma maior vazão final. Pode-se visualizar essa diferença na Figura 5.

Figura 5: Curvas IPR's para reservatórios de IP's diferentes.



Fonte: SANTOS (2000).

O modelo linear para IPR não se aplica quando as pressões no meio poroso estão abaixo da pressão de saturação do óleo, pois neste caso o gás sai de solução aumentando a saturação. O aumento da saturação de gás provoca um aumento em sua permeabilidade relativa, diminuindo em consequência a permeabilidade relativa ao óleo. Esta variação da permeabilidade relativa ao óleo com a pressão faz com que o índice de produtividade do poço também varie com a pressão, tornando inadequada a representação do fluxo no meio poroso através de uma IPR linear (THOMAS et al. 2001).

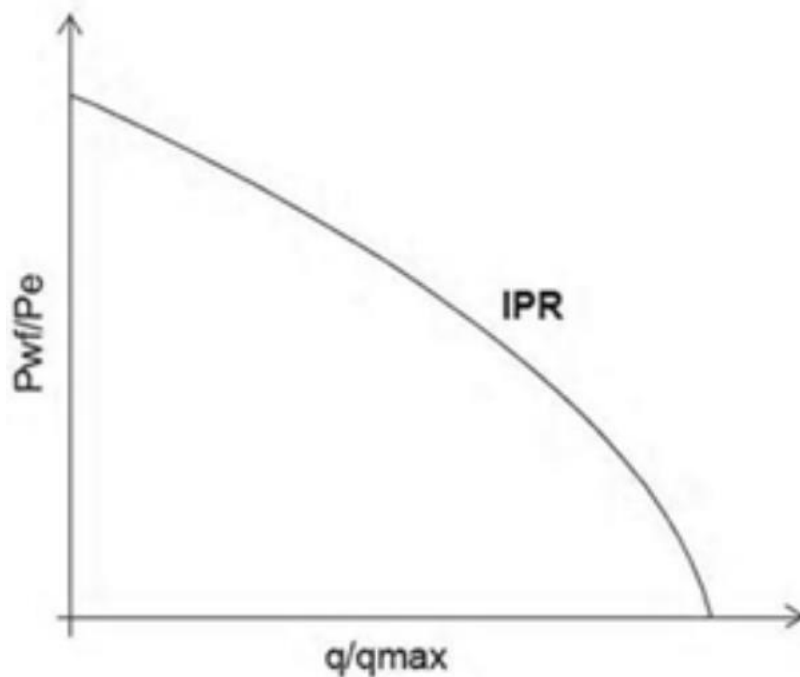
Thomas (2001) nos fala que, para os casos descritos acima, onde o reservatório está abaixo da pressão de saturação e o óleo possui gás em solução, Vogel desenvolveu um modelo que fornece uma curva IPR a partir da Equação (2), onde q_{max} é o potencial máximo teórico do poço.

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

O modelo de Vogel é um dos modelos mais usados na indústria do petróleo até hoje, pois, além de ser usado para poços de óleo com gás em solução, apresentou resultados satisfatórios para reservatórios que operam com capa de gás e para fluxos trifásicos (óleo, água

e gás) que possuam uma porcentagem de água não muito elevada. A curva formada por esse modelo pode ser visualizada a partir da Figura 6.

Figura 6: Curva de pressão disponível do reservatório para o modelo de Vogel.



Fonte: NASCIMENTO (2005).

Por fim, é possível obter o IP e a curva IPR de um poço de diversas maneiras, sendo a mais precisa através da descida de um sensor, posicionado em frente ao canhoneado do poço, para medir as pressões de fluxo médias no fundo do poço enquanto o poço é alinhado para estação e suas vazões são medidas. Ao obter os valores das vazões e das pressões em fluxo, o poço deve ser fechado, ainda com o sensor no fundo, e, ao estabilizar, é medida a pressão estática do reservatório.

A partir disso, é possível conhecer qual o índice de produtividade do poço (IP) e analisar se será necessário ou não o uso do *gas lift* ou de outros métodos de elevação artificial (GUET e OOMS, 2006).

4.2.1.2 ELEVAÇÃO – FLUXO NA COLUNA DE PRODUÇÃO

Para que os fluidos cheguem até os separadores na superfície, é necessário que a pressão de fluxo no fundo do poço seja suficiente para vencer a coluna hidrostática do fluido na coluna de produção, as perdas por fricção, as perdas nas restrições (regulador de fluxo, válvulas etc.), as perdas na coluna de produção e a pressão nos equipamentos de separação. (THOMAS, 2001).

Em outras palavras, para que se tenha uma vazão do fluido do fundo do poço até a superfície, é preciso conhecer a pressão requerida a qual a pressão de fluxo do reservatório no fundo do poço precisa vencer. Pode-se definir a pressão requerida (P_{req}) pela Equação (3).

$$P_{req} = P_s + P_{hidro} + \Delta P_{atrito, D} + \Delta P_{atrito, L} + \Delta P_{ac} \quad (3)$$

$$P_{hidro} = \rho gh \quad (4)$$

$$P_{atrito, D} = \frac{f_a \rho V^2 L}{2d} \quad (5)$$

$$\Delta P_{ac} = \rho V \Delta V \quad (6)$$

$$V = qA \quad (7)$$

P_{req} = Pressão requerida;

P_s = Pressão do sistema na superfície;

P_{hidro} = Pressão hidrostática;

$\Delta P_{atrito, D}$ = perda de carga do atrito entre o fluido e as paredes da tubulação;

$\Delta P_{atrito, L}$ = perdas localizadas das obstruções na linha de produção;

ΔP_{ac} = perda de carga devido a aceleração do fluido no escoamento;

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

ρ = massa específica do fluido;

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

h = altura da coluna de fluido;

V = velocidade do fluido;

A = área da seção transversal da tubulação;

d = diâmetro.

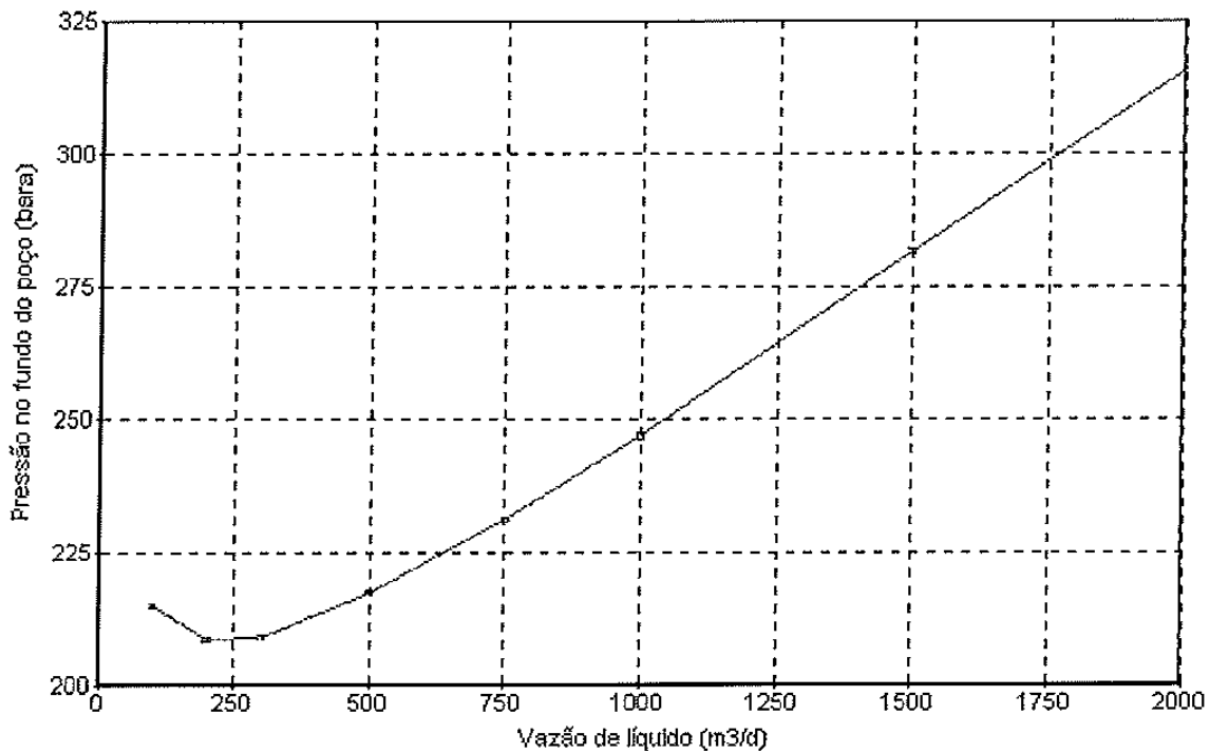
Considerando que não há obstruções na linha, ou seja, que não há perdas localizadas

devido a obstruções, e que o fluido escoando no interior da coluna é incompressível, não tendo variação na velocidade, o que torna a perda de carga devido à aceleração nula, simplificando a equação da pressão requerida conforme a Equação (8).

$$P_{req} = P_s + P_{hidro} + \Delta P_{atrito, D} \quad (8)$$

A partir da Equação (8), pode-se obter a curva de pressão requerida (TPR). A curva TPR (*Tubing Performance Relationship*) depende de diversos fatores, como por exemplo, tipo de fluido, viscosidade, densidade, diâmetro da tubulação, existência ou não de curvas na coluna de produção, dentre outros (GUET e OOMS, 2006). Na figura 7 nota-se que, com essa curva, é possível visualizar a relação de dependência entre a pressão requerida no fundo do poço e a vazão que escoou até a superfície através da coluna de produção.

Figura 7: Curvas de pressão requerida no fundo do poço (TPR).



Fonte: SANTOS (2000).

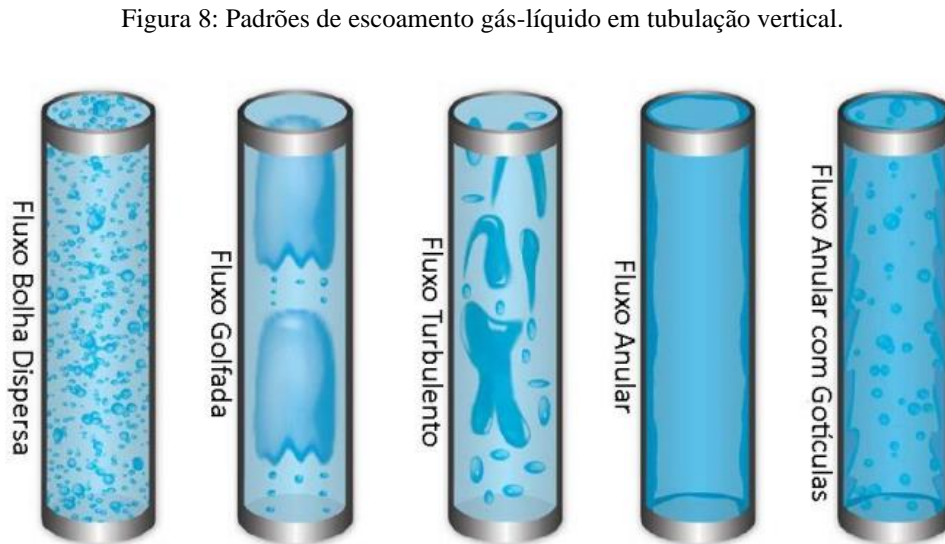
A curva de pressão requerida indica qual é o valor da pressão necessária no fundo do poço para que os fluidos presentes no reservatório cheguem até o separador, em superfície, com uma vazão pré-estabelecida. É possível analisar quais pressões requeridas são necessárias para diversas vazões de análise.

4.2.1.3 PADRÃO DE ESCOAMENTO MULTIFÁSICO EM TUBULAÇÃO VERTICAL

A partir do item anterior, nota-se que a perda de carga devido ao atrito entre o fluido e as paredes da coluna de produção é um dos principais fatores que influenciam na curva TPR, ou seja, na performance da produção. Sempre que o fluido estiver em movimento pelo interior da coluna o gradiente causado pela fricção estará presente, e esse gradiente é diretamente proporcional a vazão, ou seja, vazões maiores geram perdas maiores.

A compreensão dos padrões de escoamento multifásico é de suma importância na indústria de petróleo e gás, visto que, no processo de produção de petróleo, esse tipo de escoamento está presente desde o reservatório de petróleo – no qual pode ser encontrado petróleo, gás, água e sedimentos – até o vaso separador (BARREIROS, 2019).

Segundo Thomas (2001), embora possa ocorrer a presença de sedimentos, o escoamento na produção de petróleo pode ser aproximado por uma abordagem bifásica, composto por uma fase líquida e outra gasosa. Na figura 8, têm-se a visualização dos padrões de fluxo geralmente aceitos para o fluxo vertical multifásico: bolha dispersa, golfada, turbulento, anular e anular com gotículas.



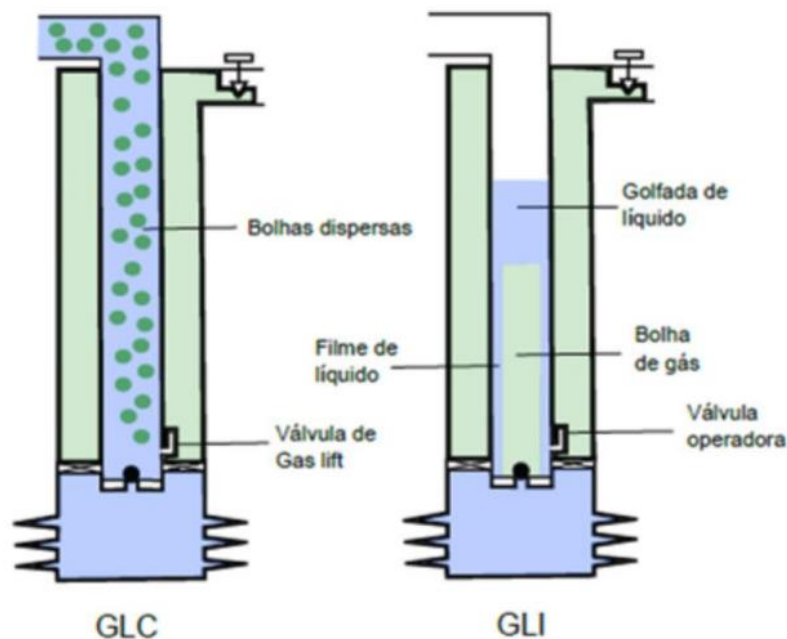
Fonte: Adaptado de BRATLAND (2010).

O padrão de escoamento de um poço depende de diversos fatores, tais como a razão gás líquido do fluido (RGL), temperatura e pressão. Normalmente, em poços surgentes de óleo que estão no início da sua vida produtiva, o fluxo na coluna é o do tipo bolha dispersa, podendo mudar para o fluxo de golfada, à medida que se aproxima da superfície. Thomas (2001) fala

que essa mudança no padrão pode ocorrer devido a redução da pressão, resultando em maior liberação do gás que está em solução. As bolhas de gás coalescem e formam bolsões de gás que são separados por golfadas de líquidos.

Quando a formação começa a ficar depletada, ou seja, passa a fornecer menos energia e fluido para o poço, o padrão de escoamento tende a ser o de golfada por quase toda coluna, permanecendo no padrão de bolha dispersa apenas próximo ao fundo do poço. Os poços equipados com GLC tendem a ter o seu padrão de escoamento semelhante ao dos poços surgente no início da vida produtiva. Já os poços equipados com GLI produzem pelo padrão de golfadas. A figura 9 mostra o esquema mecânico de um poço equipado com GLC e de um poço equipado com GLI, além do padrão de fluxo esperado, no interior da coluna, para cada método.

Figura 9: Padrão de escoamento para poços GLC e GLI.



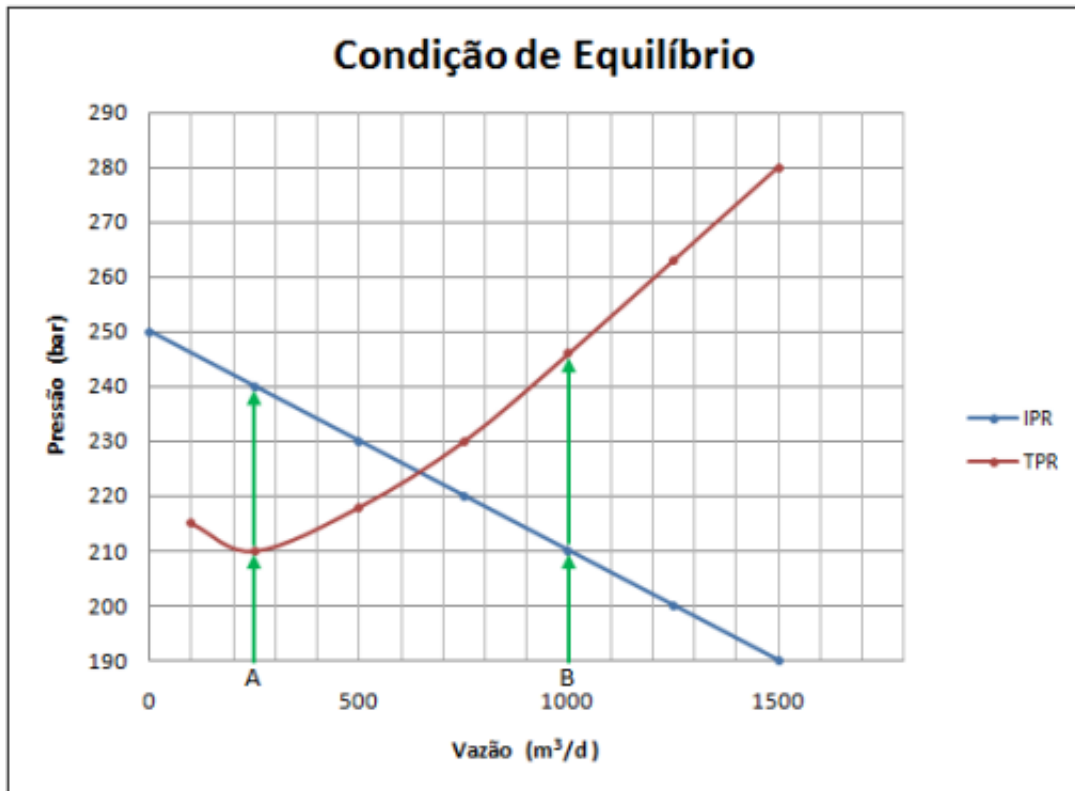
Fonte: LARA (2013).

4.2.1.4 RELAÇÃO DAS CURVAS IPR X TPR

Antes de falar da terceira etapa do fluxo natural de um poço, é necessário introduzir um comentário sobre a relação entre as curvas IPR e TPR. A análise das duas curvas de um mesmo poço simultaneamente é de extrema importância para entender a relação poço-reservatório. A partir disso é possível estabelecer em que vazão o poço irá fluir para determinadas pressões encontradas, permitindo predeterminar as vazões antes mesmo do poço iniciar a produção (NOGUEIRA, 2013).

A Figura 10 mostra a relação da curva TPR e IPR simultaneamente em um determinado poço produtor.

Figura 10: Relação TPR e IPR.



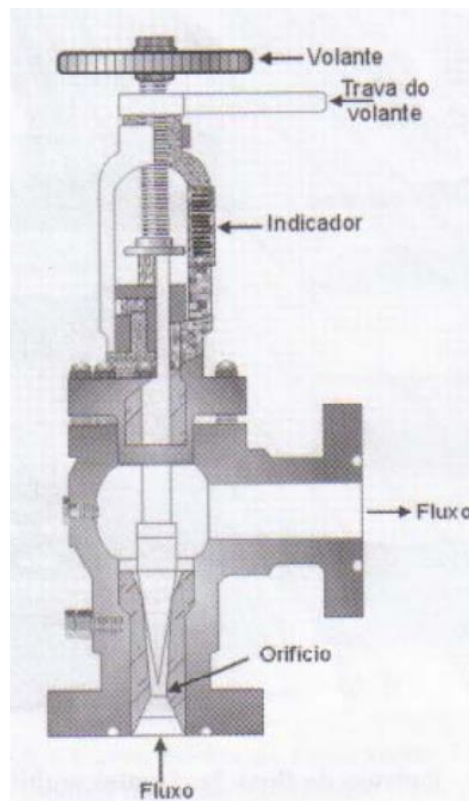
Fonte: RIZZO (2011).

Quando a curva TPR está abaixo da curva IPR, se tem a garantia de que o poço irá surgir, ou seja, ele irá produzir naturalmente por surgência. O ponto de equilíbrio de produção é indicado pela interseção das curvas IPR e TPR. Esse ponto determina a condição ideal de surgência para um poço, ou seja, indica a pressão ótima na qual o reservatório entrega para o poço a energia exata que ele pede para uma determinada vazão. A partir da Figura 17, é possível analisar que para todas as vazões abaixo desse ponto de equilíbrio a pressão disponível, e entregue ao poço pela formação, será sempre maior que a requerida. Já para as vazões acima desse ponto de equilíbrio, a pressão requerida será sempre maior que a pressão disponível. Desse modo, a técnica de *gas lift* ou outros métodos de elevação artificial serão necessários. Se for escolhido o método *gas lift*, esse pode ser usado de forma contínua (GLC) ou intermitente (GLI), a depender das características do poço.

4.2.1.5 COLETA – FLUXO NA SUPERFÍCIE

A terceira e última etapa do escoamento dos fluidos por elevação natural, o fluxo na superfície se inicia na cabeça de produção do poço e vai até os vasos separadores, na estação coletora que recebe a produção. A pressão do sistema na superfície, P_s , já é considerada no cálculo da pressão requerida na etapa da elevação. Porém, existe um elemento de superfície, de extrema importância para o controle de poços surgentes, que é o regulador de fluxo, também conhecido como válvula *choke* ou *bean*, que é ilustrado na Figura 11.

Figura 11: Regulador de fluxo.



Fonte: THOMAS et al. (2001).

Ele fica localizado logo após a válvula lateral de produção da árvore de natal, e tem a função de regular o fluxo do poço restringindo a vazão do fluido, ou seja, ele é o elemento que nos permite controlar a produção em poços surgentes, auxiliando na manutenção dos parâmetros do poço para que fiquem o mais próximo possível do ponto de equilíbrio, que é determinado através da análise das curvas de IPR e TPR, vista no item anterior.

Por fim, esse tipo de produção natural possui alta viabilidade econômica, pois não é necessário utilizar equipamentos onerosos de elevação artificial para que o petróleo venha a ser

produzido. Um poço é surgente geralmente no início da sua vida produtiva, pois a medida em que o petróleo é produzido, a pressão do reservatório declina naturalmente. Com isso, é encontrada maior dificuldade para que o petróleo vença toda a resistência que existe nos canais porosos, no caminho percorrido até a base do poço e nas linhas de produção em superfície, diminuindo a eficiência da retirada do óleo (DOURADO et al, 2018; AMORIM et al 2017).

A partir do momento em que as características encontradas não sejam favoráveis para a elevação natural, devem ser empregados métodos de elevação artificial para auxiliar no deslocamento do petróleo. Essas técnicas podem ser empregadas antes da energia primária decair de maneira significativa, de modo a aumentar o volume produzido e aumentar a vida útil do reservatório (AMORIM et al, 2017; FREITAS, 2018).

4.2.2 ELEVAÇÃO ARTIFICIAL

Métodos de elevação artificiais são necessários quando o reservatório não possui energia primária suficiente para que o petróleo flua em taxas desejadas até a superfície. Esses métodos têm como principais funções aumentar a energia de fundo do poço, alterando o gradiente de pressão entre fundo e topo, como também, diminuir a densidade do fluido de interesse, reduzindo a pressão hidrostática existente na coluna de produção (BROWN, 1980; TZIMAS et al., 2005).

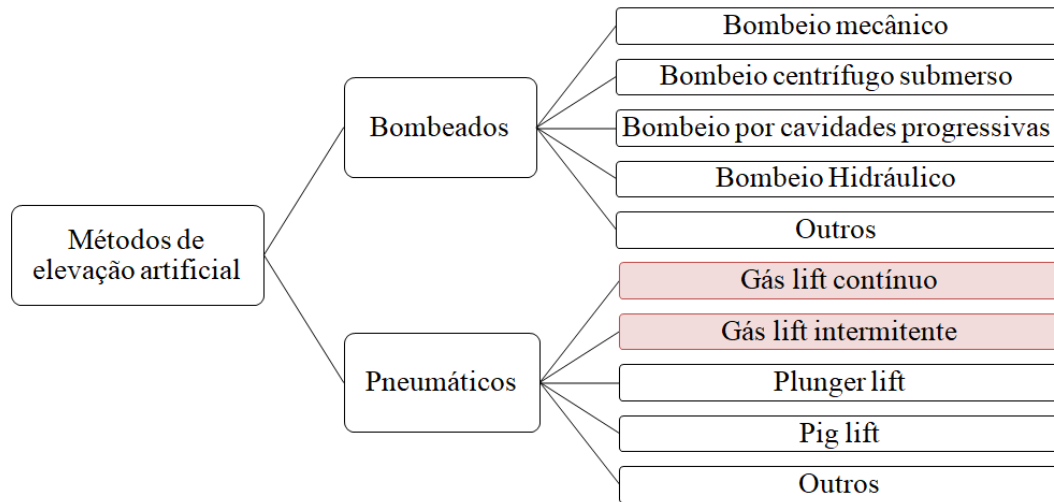
Porém, vários são os desafios encontrados na indústria de petróleo durante o processo de elevação. Um desses desafios é a extração de óleo pesado que devido à alta densidade promove uma elevada pressão hidrostática, tornando necessários métodos de elevação especificamente projetados para essa finalidade. Além disso, poços que estão em altas profundidades também precisam de atenção especial. Desse modo, novos métodos de elevação artificial cada vez mais eficazes estão sendo estudados e desenvolvidos continuamente (ASSMANN, 2008; BROWN, 1982).

Com isso, a escolha do método de elevação ideal depende de vários fatores encontrados, como as características do reservatório, localização do poço, propriedades dos fluidos, custos, problemas de operação e instalação do método, características de perfuração e completação, dentre outros (ASSMANN, 2008; LEA, NICKENS, 1999).

Desse modo, é imprescindível que haja um estudo para analisar as vantagens e desvantagens, de modo a determinar qual método de elevação irá proporcionar os melhores resultados do ponto de vista técnico e econômico. Isso requer técnicas bem planejadas, com

equipamentos precisos e bem executadas. Os principais métodos de elevação artificial são mostrados na Figura 12.

Figura 12: métodos de elevação artificial.



Fonte: Autor (2023).

Segundo Guo et al. (2008), metade dos poços existentes precisam de algum mecanismo de elevação artificial para extrair óleo com boa vazão de produção e, dentre esses, os métodos mais usados são *gas lift*, bombeio mecânico e bombeio centrífugo submerso.

O método *gas lift* diminui a carga hidrostática através do uso de um gás comprimido que reduz a densidade dos fluidos que serão levados até a superfície. Quando é realizada uma gaseificação dos fluidos já existentes, é denominado de *gas lift* contínuo e quando o gás empurra os fluidos, é chamado de *gas lift* intermitente (THOMAS et al. 2001). Essa técnica é o foco do estudo em questão e será discutida em detalhes nas próximas seções.

4.3 GÁS LIFT

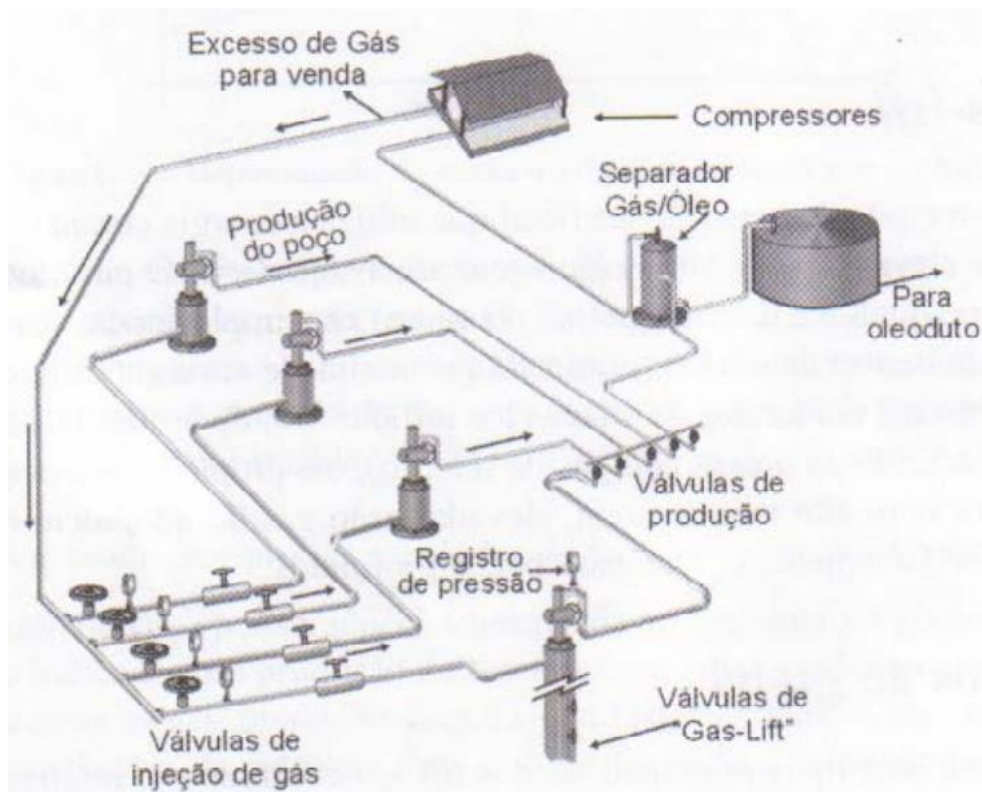
É um método de elevação artificial que utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar fluidos (óleo e/ou água) até a superfície. O gás é utilizado para gaseificar a coluna de fluido (*gas lift* contínuo) ou simplesmente para deslocá-la (*gas lift* intermitente) de uma determinada profundidade até a superfície (ABUSAHMIN et al., 2017; ALHARTHY et al., 2017; CHEMAT et al., 2017; DAVARPANA et al., 2018; KHAMEHCHI, MAHDIANI, 2017; RUI et al., 2017; TALLURU, WU, 2017; THOMAS et al. 2001).

O método mais utilizado para deslocar o óleo até a superfície é a injeção contínua,

porém o uso do gás de maneira intermitente é aconselhável quando o IP é baixo ou quando o petróleo naturalmente não se desloca de maneira contínua para produção (DAVARPANA, NASSABEH, 2017; GHASSEMZADEH E CHARKHI, 2016; KAMARI et al., 2014; MAHDIANI, KHAMEHCHI, 2015, 2016).

O sistema de circulação de gás, para a utilização do *gas lift*, é composto por compressores, responsáveis por manter a pressão do sistema, pressurizando o gás circulado dos dutos até os anulares dos poços, um controlador de injeção de gás na superfície, que pode ser uma válvula *choke* (GLC) ou uma *motor valve* (GLI), as válvulas de *gas lift* (VGL), que são os elementos de subsuperfície responsáveis pelo controle da injeção de gás, e as facilidades do sistema de produção (separadores, tanques, entre outros). O sistema está ilustrado na figura 13.

Figura 13: Sistema de *gas lift*.

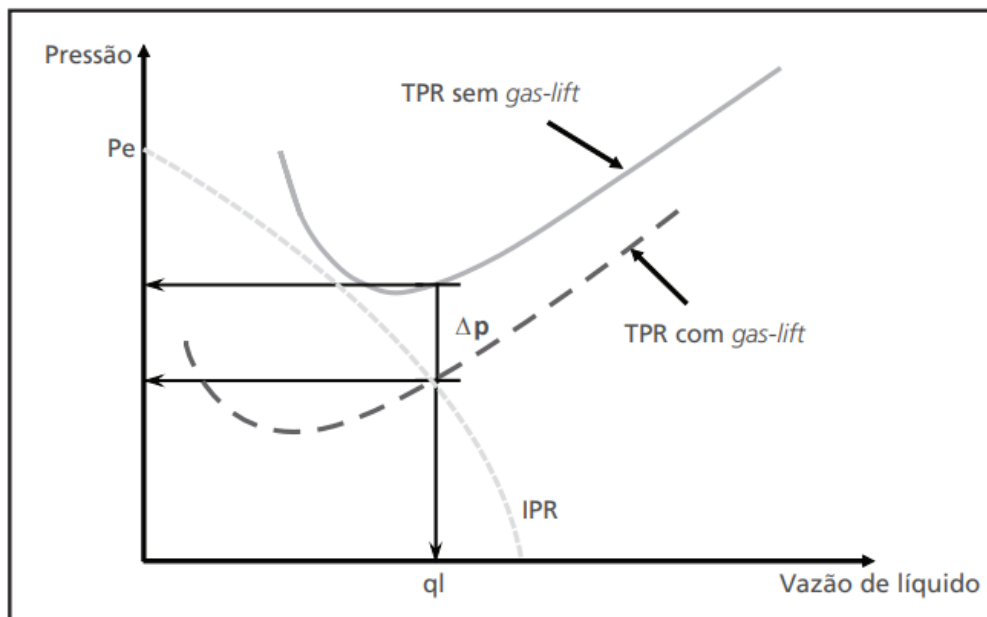


Fonte: THOMAS et al. (2001).

Além de ser o principal método de elevação utilizado nos campos *onshore* do estado de Alagoas, o método de injeção de *gas lift* é o mais utilizado no Brasil em águas profundas e serve para promover a produção de petróleo em poços em que a energia primária é insuficiente para o deslocamento dos fluidos ou para aumentar a taxa de produção.

Para definir se será necessário aplicar o método *gas lift* num poço produtor, é imprescindível o conhecimento a respeito das curvas de pressão requerida do poço (TPR) e de pressão disponível do reservatório (IPR). Como citado anteriormente, essas curvas são usadas para prever condições de vazão e nos ajudam a visualizar se um poço consegue surgir ou não. A Figura 14 mostra um exemplo de como a pressão requerida diminui com a inserção do método *gas lift* no sistema, tornando possível a produção de fluido de um poço que perdeu a surgência.

Figura 14: curvas IPR x TPR com e sem *gas lift*.



Fonte: OLIVEIRA (2004).

Desse modo, é possível observar que com a aplicação do *gas lift* no poço, a pressão de fundo necessária para atingir uma vazão específica se torna menor, deslocando para baixo a curva TPR e cruzando com a curva de pressão disponível no fundo do poço, facilitando e tornando novamente possível o fluxo dos fluidos do reservatório até a superfície.

4.3.1 PROFUNDIDADE DE INJEÇÃO

Torna-se necessário determinar a profundidade que ocorrerá a injeção do gás no sistema. De acordo com Hernández (2016), quanto mais profundo, mais eficiente será a elevação do óleo por meio do *gas lift* pois, como o gás atua diminuindo a densidade apenas desse ponto para cima, quanto mais profunda for a injeção, o método conseguirá atingir uma camada maior de fluido.

Porém, em alguns casos pode não ser possível que o ponto esteja no local mais profundo

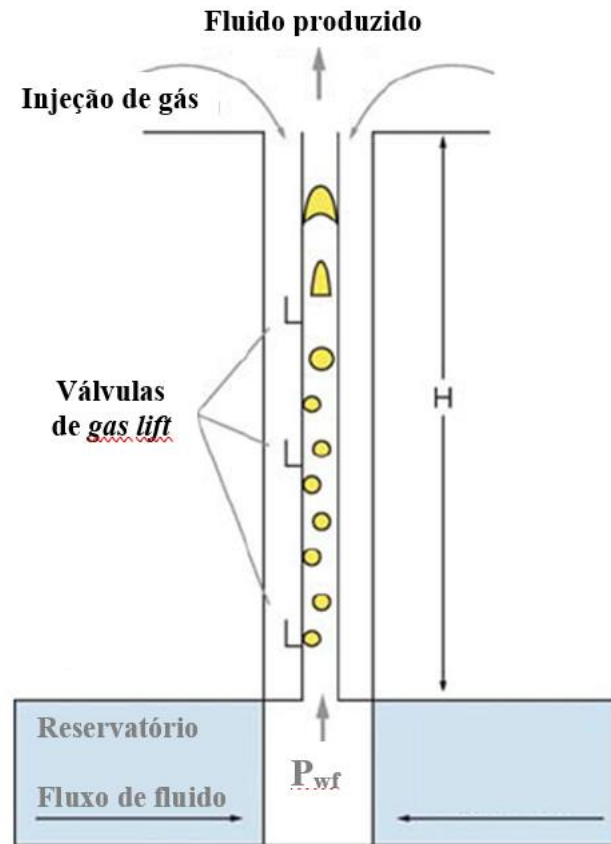
do poço devido a alguns motivos:

- A pressão de injeção pode não ser suficiente para determinada profundidade;
- A taxa máxima de fluxo de gás pode ser limitada;
- As válvulas podem não ser equipadas para suportar a pressão em altas profundidades;
- O poço pode ter uma inclinação nesse ponto dificultando a instalação dos equipamentos;

Desse modo, deve ser realizado um estudo para cada poço específico que usará o método gás lift para que o ponto escolhido seja o mais eficiente e venha a promover maiores volumes de petróleo extraídos com as condições existentes no local.

4.4 GAS LIFT CONTÍNUO – GLC

No método de *gas lift* contínuo, a energia é transmitida para o fundo do poço na forma de gás comprimido. O gás é injetado sob pressão, continuamente, no anular existente entre o revestimento do poço e a coluna de produção. Válvulas, localizadas na coluna, permitem a injeção do gás do anular para o interior da coluna de produção. O gás, ao se misturar com o fluido de produção, alivia o peso da mistura reduzindo a perda de carga total na coluna de produção (ASSMANN, 2008; ABDALSADIG, 2016; SYLVESTER, 2015). Ou seja, o *gas lift* contínuo atua diminuindo a pressão que a coluna hidrostática, formada pelo fluido presente no interior da coluna de produção, exerce sobre a formação, sendo o fluxo de produção desse método semelhante ao de um poço surgente, tendo em vista que ele é constante. A figura 15 nos mostra como ocorre a circulação de gás em um poço GLC.

Figura 15: Circulação de *gas lift* contínuo.

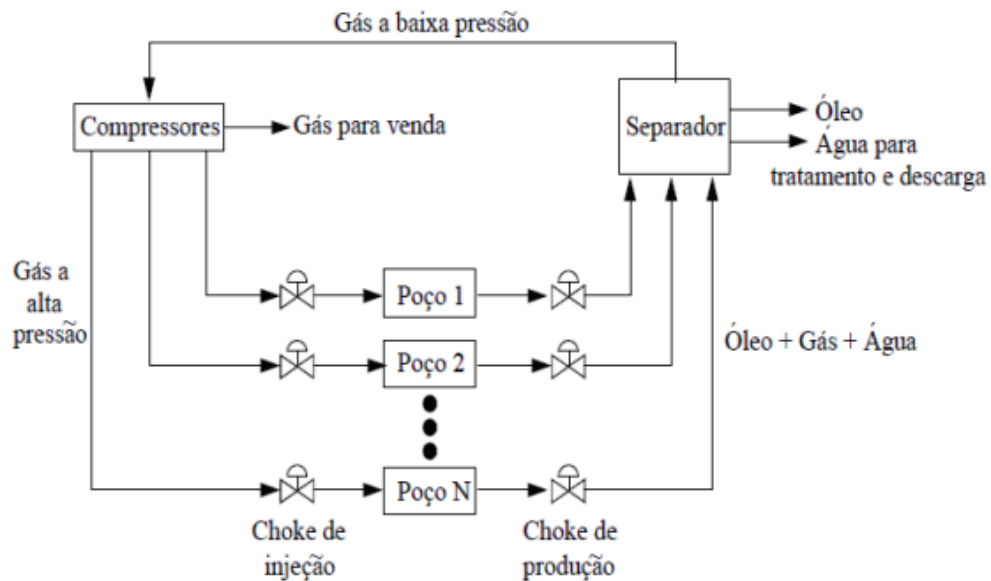
Fonte: Adaptado de GUET e OOMS (2006).

Na superfície, o controle do volume injetado no anular do poço é feito por um regulador de fluxo, são válvulas que restringem a passagem do gás pela linha, da mesma forma que é feito o controle dos poços surgentes, sendo possível determinar a vazão de gás circulado desejada através da abertura do *choke*. Já na subsuperfície o elemento que controla a injeção de gás são as VGL's de orifício, elas dão passagem livre para o gás que vem do anular para a coluna. Além disso, essas válvulas possuem *check-valve*, um elemento de segurança que não permite a passagem de fluidos no sentido oposto, ou seja, não permite a passagem de fluidos do poço para o anular.

Após ocorrer a injeção, o gás que tem densidade menor que os demais fluidos existentes no poço, reduz o peso da mistura e a pressão hidrostática existente na coluna de produção, facilitando a elevação dos fluidos. Esse método é bastante indicado em poços *offshore*, em locais com alta disponibilidade de gás com alta pressão e boa qualidade ou quando a infraestrutura do local permite que o custo de uso seja relativamente baixo, como a presença de gasodutos e compressores, por exemplo (OKOROCHA et al., 2020; SANTOS, 2016).

Para regiões com mais de um poço que serão operados por elevação artificial através de *gas lift* contínuo, é utilizado um sistema central que envia a quantidade necessária a cada poço. A centralização geralmente reduz ainda mais o custo total do sistema. A Figura 16 representa a centralização do sistema de *gas lift* para vários poços.

Figura 16: Esquema de *gas lift* centralizado para vários poços produtores.



Fonte: RIZZO (2011).

4.4.1 VANTAGENS

- Os poços de petróleo produzem fluidos e areia. Com isso, o método *gas lift* é o que melhor se adapta com areia, pois não danifica as válvulas, enquanto a areia, mesmo em pouca quantidade, danifica muito a maioria dos equipamentos de elevação bombeados.
- O método consegue ser usado em poços direcionais.
- Aproveitar ao máximo a energia gasosa disponível no reservatório, proporcionando utilidade real.
- O sistema de *gas lift* permite que seja monitorado remotamente e os equipamentos usados são de manutenção fácil e econômica.
- O sistema de equipamentos, mesmo em uso, possui abertura que possibilita medição do P_{wf} , sondagem e escoamento de areia, registro de produção, corte, etc.
- Flexibilidade de volumes de elevação e profundidade de poço.

- Os equipamentos de subsuperfície são baratos, simples e necessitam de pouca manutenção (*workovers*).

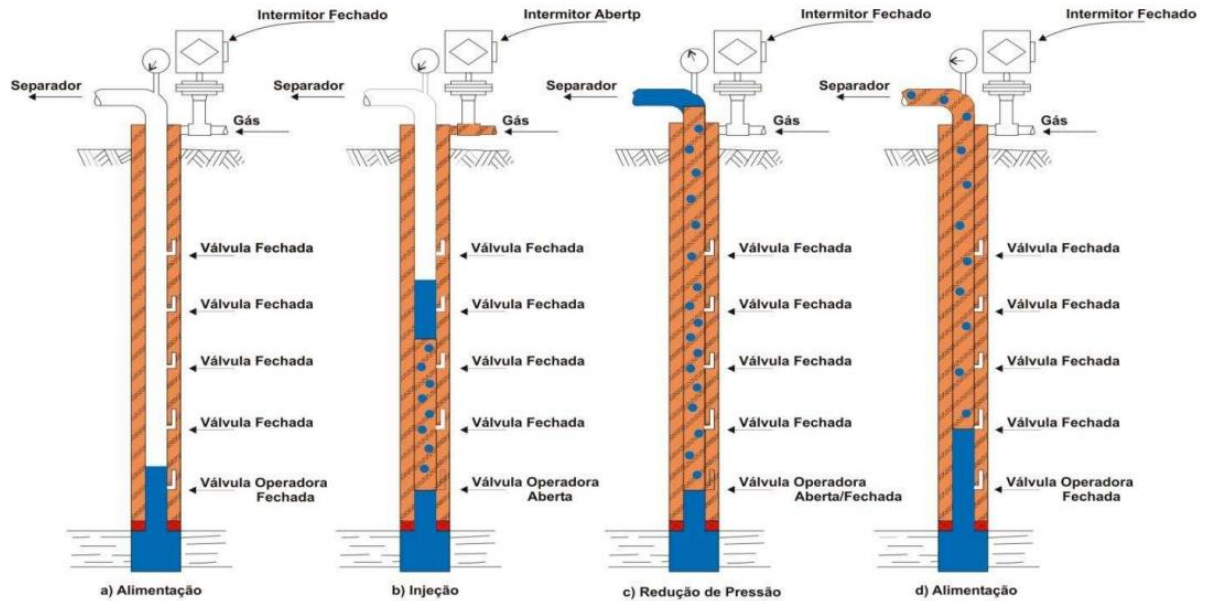
4.4.2 DESVANTAGENS

- O compressor é pesado e grande e pode apresentar problemas de espaço e peso em plataformas *offshore*.
- É necessária uma quantidade significativa de fornecimento de gás durante toda a vida útil do poço e com localização próxima ao poço que será injetado.
- Há maior dificuldade em elevar petróleo pesado (menor que 15° API).
- Dificuldade de utilizar o método em poços muito antigos, pois é necessário garantir a estanqueidade do revestimento do poço.

4.5 GAS LIFT INTERMITENTE – GLI

A utilização do *gas lift* intermitente consiste na produção e elevação dos fluidos do poço, que estão na coluna de produção, por meio de golfadas, ou seja, o gás é circulado em altas pressões, por um determinado período, para empurrar esse fluido que não consegue chegar à superfície sozinho. A injeção do gás ocorre em intervalos específicos determinados para cada poço, pois depende de quanto tempo a formação leva para alimentar a coluna com fluido. O tempo entre as injeções é controlado na superfície pela *motor valve*, que abre e fecha no intervalo programado, definido pela equipe de engenharia de elevação que fez o programa do poço.

Segundo Hardegree (2020), Tasmi et al. (2017) e Thomas (2001), o método consiste na inserção de gás por meio de golfadas no poço, ou seja, ocorre a injeção desse gás por um determinado período e depois para, continuando dessa maneira de forma cíclica. Essas golfadas são inseridas em uma determinada altura, permitindo a movimentação ascendente dos fluidos que estão acima. O método se restringe aos poços que produzem baixos volumes de fluidos.

Figura 17: *Gas lift* intermitente.

Fonte: COSTA (2010).

O processo inicia com a acumulação do fluido proveniente da formação na coluna de produção (Figura 17-A). Quando esse fluido atinge uma altura desejada, é injetado uma golfada de gás, por um tempo determinado, a alta pressão com o objetivo de empurrar o petróleo (Figura 17-B). A energia do gás se expande e eleva o fluido até a superfície. Nessa etapa, parte do líquido pode se desprender na forma de gotículas (Figura 17-C). O fluido é produzido através de uma golfada que chega à superfície (Figura 17-D) (SAMI, TURZO (2020).

Na subsuperfície, a injeção é controlada por VGL's de pressão, elas são calibradas antes de serem instaladas no poço para abrir e fechar em pressões específicas, evitando a passagem de gás do anular para a coluna de forma contínua. Assim como as VGL's de orifício, as VGL's de pressão são equipadas com *check-valve* para impedir o fluxo inverso.

Segundo a Schlumberger (2017), o nitrogênio é utilizado na maioria das válvulas de descarga (pressão) de *gas lift* com o intuito de manter as válvulas fechadas. Desse modo, apenas quando é injetado *gas lift* no sistema, ocorre a pressão de injeção e essa força permite abri-las.

O nitrogênio é o mais utilizado, pois possui vantagens quando comparado a outros gases:

- O nitrogênio possui alta disponibilidade.

- Não é corrosivo. Desse modo, mantém a integridade dos equipamentos existentes no poço.
- Não é explosivo. Essa é uma característica muito importante quando gases são trabalhados com petróleo, elemento que possui risco de explosão causando uma série de danos.
- As mudanças de características como temperatura e compressibilidade são previsíveis.

4.5.1 VANTAGENS

As vantagens e as desvantagens da técnica são semelhantes às pontuadas para o *gas lift* contínuo. Desse modo, apenas as diferenças serão listadas.

- Tem capacidade para lidar com P_{wf} baixos e volumes de fluidos também baixos.

4.5.2 DESVANTAGENS

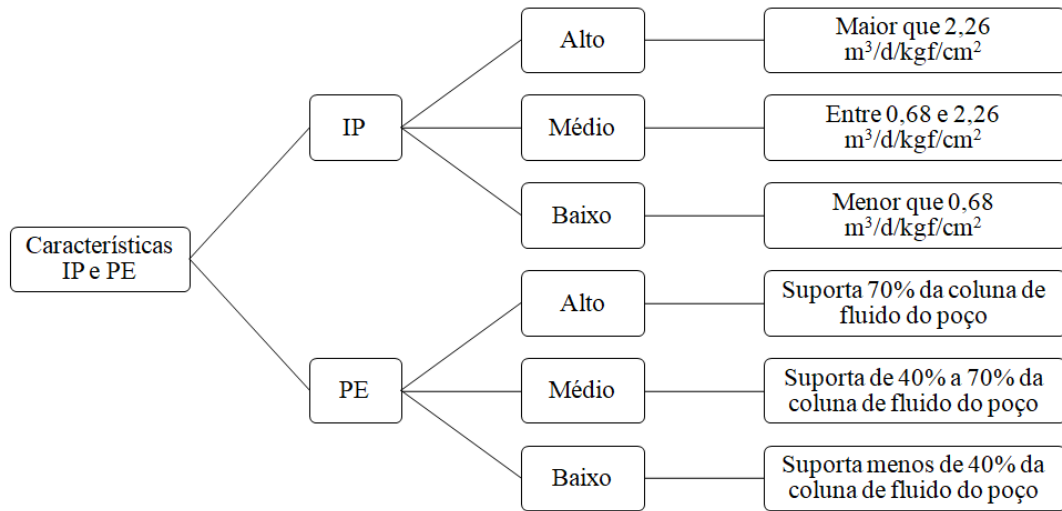
- O volume máximo de produção é limitado.
- O volume de gás necessário geralmente é maior. Muito gás é usado por barril de petróleo extraído.
- O método requer ajustes frequentes. Ou seja, é necessário controlar o volume de gás injetado rotineiramente para manter a produção elevada e evitar o uso de alto volume de gás desnecessariamente.

4.6 COMPARAÇÃO ENTRE GLC E GLI

4.6.1 RELAÇÃO COM ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE E PRESSÃO ESTÁTICA

Segundo Santos (1997), pode ser utilizada uma faixa de valores de pressão estática (P_e) e índice de produtividade (IP) para selecionar o melhor método *gas lift*. A taxa de valor de IP e P_e são mostradas na Figura 18.

Figura 18: Características IP e PE.



Fonte: Autor (2023).

Com isso, Santos (1997) determina que o método contínuo deve ser usado quando os valores de IP e PE são altos e que o método intermitente é indicado quando esses valores são baixos, conforme a Tabela 1.

Tabela 1: Escolha do melhor método *gas lift* a partir de IP e P_e .

	IP alto	IP médio	IP baixo
P_e alta	GLC	GLC / GLI	GLI
P_e média	GLC / GLI	GLC / GLI	GLI
P_e baixa	GLI	GLI	GLI

Fonte: Adaptado de Santos (1997).

4.6.2 EFICIÊNCIA

De acordo com Santos (2016), O *gas lift* intermitente geralmente possui eficiência energética menor em relação ao *gas lift* contínuo. Carvalho (2004) nos fala que o conceito de eficiência energética está relacionado à razão entre a potência hidráulica fornecida ao poço e a potência efetivamente transmitida aos fluidos produzidos.

O GLI utiliza um volume maior de gás para elevar a mesma quantidade de fluido presente no poço, possuindo eficiência energética entre 5% e 10%. Enquanto o método contínuo consegue produzir mais petróleo com menos gás injetado no poço, com eficiência energética entre 5% a 30%.

No método contínuo o gás expande e gaseifica a coluna em todo o comprimento do poço, enquanto no método intermitente, a pressão sob a golfada é perdida quando chega à linha de produção. Além disso, a energia do gás já proveniente do reservatório não contribui para a elevação da golfada. Desse modo, essa pressão é perdida.

Essa eficiência se torna maior em poços que os fluidos conseguem ser produzidos com um baixo volume de gás injetado. De uma maneira geral, ambos possibilitam uma ampla faixa de vazão de produção.

4.6.3 FLEXIBILIDADE

A flexibilidade da quantidade produzida é boa para o GLI. Essa vazão é ajustada através do tempo de injeção, do volume e do tempo necessário para a reinjeção e o início de um novo ciclo. Para o GLC essa flexibilidade é excelente e a vazão é ajustada através da quantidade de gás injetado no poço (CARVALHO, 2004).

4.6.4 FATORES SEMELHANTES

Segundo Carvalho (2004), alguns fatores são semelhantes para o GLI e GLC e geralmente não são parâmetros que necessitam de comparação para a melhor escolha. A confiabilidade dos dois métodos é muito boa, desde que exista um alto volume de gás disponível e próximo ao local e um sistema de compressão eficaz.

Os custos operacionais do GLI e GLC também são semelhantes e o custo de compressão varia com o acionamento e com a manutenção do equipamento para os dois métodos. Os custos de capitais são considerados pequenos para as duas técnicas comparado aos outros métodos concorrentes. Quando existe mais de um poço, o uso de um compressor central auxilia na redução dos valores.

4.7 FORMAÇÃO DE PARAFINAS

O petróleo é constituído por uma complexa mistura de diferentes substâncias químicas, contendo centenas de compostos químicos, dentre estes, nitrogenados (0% a 0,5%), sulfurados (0% a 6%), oxigenados (0% a 3,5%), alguns metais em concentrações muito pequenas

(principalmente níquel e vanádio) e os hidrocarbonetos (cerca de 98%) (SARACENO, 2007).

Pode-se dividir os hidrocarbonetos, que compõem o petróleo, em quatro grupos principais, que são os alcanos (parafinas ou alifáticos saturados), cicloalcanos (naftas), aromáticos e alcenos (olefinas). Segundo Thomas (2001), a composição química de um petróleo típico tem 14% de parafinas normais, 16% de parafinas ramificadas, 30% de parafinas cíclicas (nafténicas), 30% de aromáticos e 10% de resinas e asfaltenos.

Parte da parafina contida no óleo tende a cristalizar em uma determinada temperatura, dando origem a uma fase sólida. A temperatura na qual este fenômeno de cristalização começa a ocorrer é denominada ponto de névoa (clouding point) ou temperatura inicial de aparecimento de cristais (TIAC) (CONTI, 2013).

Sua importância está no fato de que quando o petróleo é resfriado e atinge a sua TIAC, cristais de parafina começam a precipitar na solução, devido ao limite de solubilidade ter sido alcançado. Essa fase sólida é composta, principalmente, pelos componentes de maior peso molecular. As moléculas de parafinas de alto peso molecular precipitam na solução, cristalizam e formam um gel. Esse processo é chamado de gelificação (SARACENO, 2007).

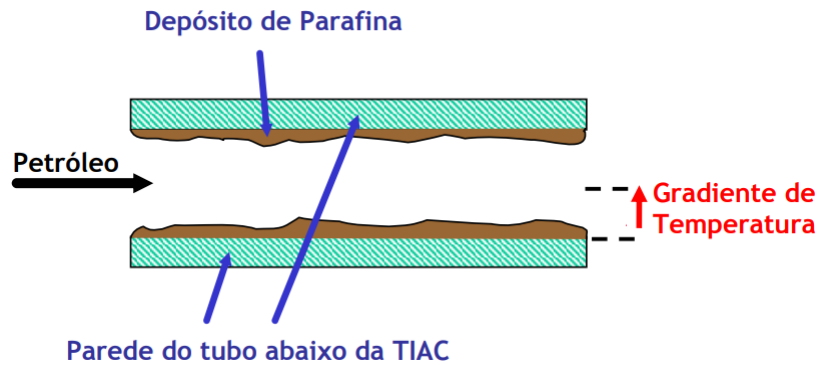
O fenômeno de formação de depósitos de parafina é governado por três eventos bem definidos: a cristalização, o transporte de massa do seio do petróleo para a parede da tubulação e a fixação do depósito na mesma (DOTTO, 2003).

Diversos mecanismos de transporte e deposição de parafina já foram estudados e propostos, porém ainda não existe um consenso sobre qual deles é dominante. A partir dos dados que compõem o cenário do problema em questão, os mecanismos de difusão molecular e dispersão por cisalhamentos serão citados por se enquadrarem melhor na hipótese levantada.

4.7.1 DIFUSÃO MOLECULAR

Nesse processo, um gradiente radial de concentração é produzido no óleo como resultado do gradiente radial de temperatura variável ao longo da tubulação dependendo da localização da mesma (SANTANA, 2005). A figura 19 mostra um esquema da formação de depósitos de parafina devido a difusão molecular.

Figura 19: Mecanismo de Difusão Molecular.

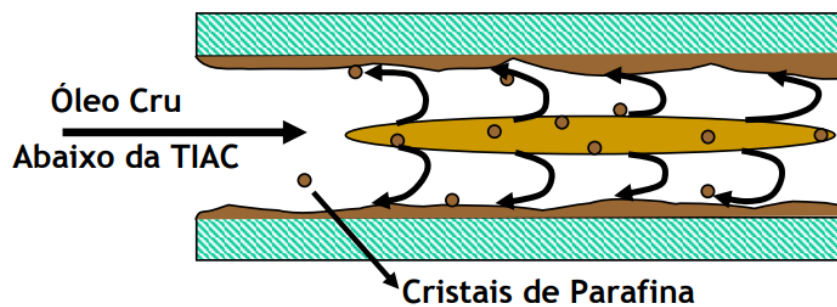


Fonte: SARACENO (2007).

4.7.2 DISPERSÃO POR CISALHAMENTO

Próximo à parede do tubo há cisalhamento do fluido, que induz um movimento às partículas, conhecido como dispersão por cisalhamento. Esse movimento pode ser responsável por transportar a parafina precipitada do seio do fluido para a parede, onde se unem aos depósitos já existentes devido ao fenômeno da difusão molecular (BALDOTTO, 2004). A Figura 20 ilustra esse mecanismo.

Figura 20: Mecanismo de Dispersão por Cisalhamento.



Fonte: SARACENO (2007).

Em condições favoráveis de fluxo, os sólidos precipitados podem migrar para uma interface, levando a uma deposição gradual na parede interna da tubulação. A partir daí, inicia-se uma acumulação em forma de um gel viscoso que, com o tempo, se dispõe em camadas. Esse gel viscoso, no decorrer do tempo, torna-se mais firme e rico em parafinas pesadas. Conforme a concentração de parafinas pesadas aumente com o tempo, devido ao envelhecimento, o depósito fica rígido, pois sua consistência aumenta, e conseqüentemente, a remoção destes depósitos se torna muito difícil (CONTI, 2013).

5 RESULTADOS

5.1 O GAS LIFT E SUA IMPORTÂNCIA NOS CAMPOS DE ALAGOAS

5.1.1 POÇOS PRODUTORES ATIVOS

Nos campos de alagoanos de Pilar, Furado, São Miguel, Cidade São Miguel, Anambé, Arapaçu e Paru, atualmente 97 poços produtores estão abertos. Entre eles, o principal método de elevação artificial utilizado é o *gas lift* (GL). Isso se dá devido à grande disponibilidade de gás no campo, à robusta malha de dutos, e por conta do plano de desenvolvimento do campo implementado pela antiga operadora, devido ao histórico de preferência pela exploração e produção de óleo e condensado.

Através de dados extraídos, em 06/10/2023, do banco de dados da atual operadora, é possível visualizar de forma mais clara na Figura 21, como a quantidade de poços equipados com *gas lift* se sobressai em relação aos outros métodos de elevação artificiais. Na figura citada, GL são os poços equipados com *Gas Lift*, BPZ são os poços equipados com o bombeio pneumático Zadson, BCS são os poços equipados com bombeio centrífugo submerso, BCP são os poços equipados com bombeio por cavidades progressivas e S são os poços que não utilizam nenhum método de elevação artificial e produzem naturalmente com a energia fornecida pela formação.

Figura 21: Poços abertos em Alagoas.



Fonte: Autor (2023).

Como é possível observar na Figura 22, atualmente, entre os 53 poços abertos que possuem método de elevação artificial nos campos de Alagoas 81% (43 poços) são de *Gas Lift*.

Entre eles, 56% (24 poços) usam GLC e 44% (19 poços) GLI.

Figura 22: Métodos de Elevação em Alagoas.



Fonte: Autor (2023).

5.1.2 PRODUÇÃO TOTAL DOS CAMPOS

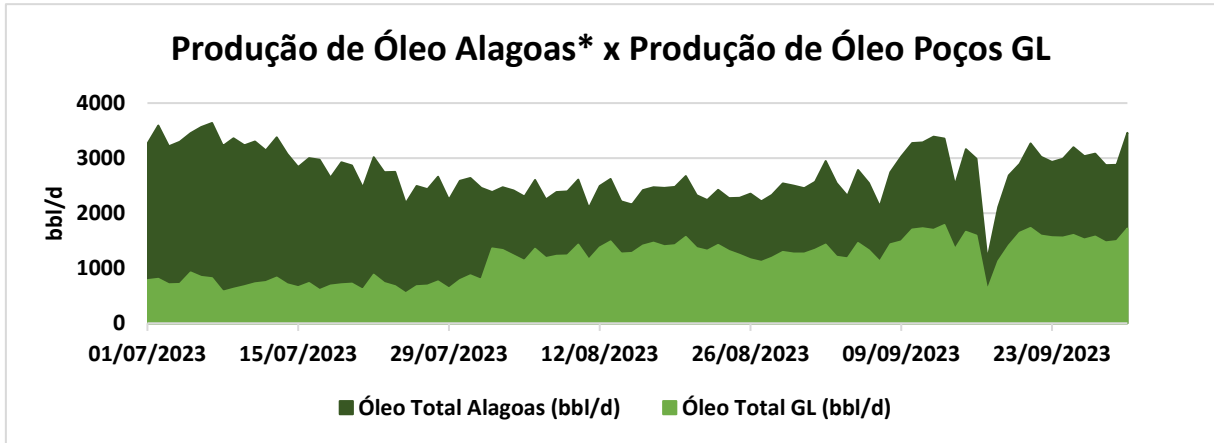
A ANP, em sua resolução Conjunta ANP/INMETRO N° 1 de 2013, trata sobre o regulamento técnico de medição de petróleo e gás natural. A medição fiscal se trata da medição do volume de produção fiscalizada efetuada nos pontos de medição da produção a que se refere o inciso IV do art. 3° do Decreto n° 2.705/1998 e inciso X, do art. 2° da Lei 12.351/2010. Toda medição utilizada no cômputo da totalização das Participações Governamentais, inclusive as medições utilizadas no cálculo das Participações Especiais (ANP, 2013). Em outras palavras, são as medições das produções que devem seguir uma série de normas e regras para serem usados para controle da agência e para o cálculo dos royalties.

Já a regulamentação técnica de envio de dados de produção e movimentação de petróleo, gás natural e água, é regido pelas resoluções ANP N° 65 de 2014 e ANP N° 737 de 2018. Entre esses dados estão os obtidos nas medições fiscais. O agente regulado deve enviar os dados e informações dos sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural em linha em até 3 (três) dias úteis após o fechamento diário da produção, de acordo com o item 10.1.2. do Regulamento Técnico de medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n° 1, de 2013 (ANP, 2014).

A partir da coleta dos dados de medição fiscal da produção dos meses de julho, agosto e setembro do corrente ano (2023), dos campos produtores de Alagoas citados anteriormente, consegue-se analisar e visualizar através das figuras 23 e 24 a importância que os poços

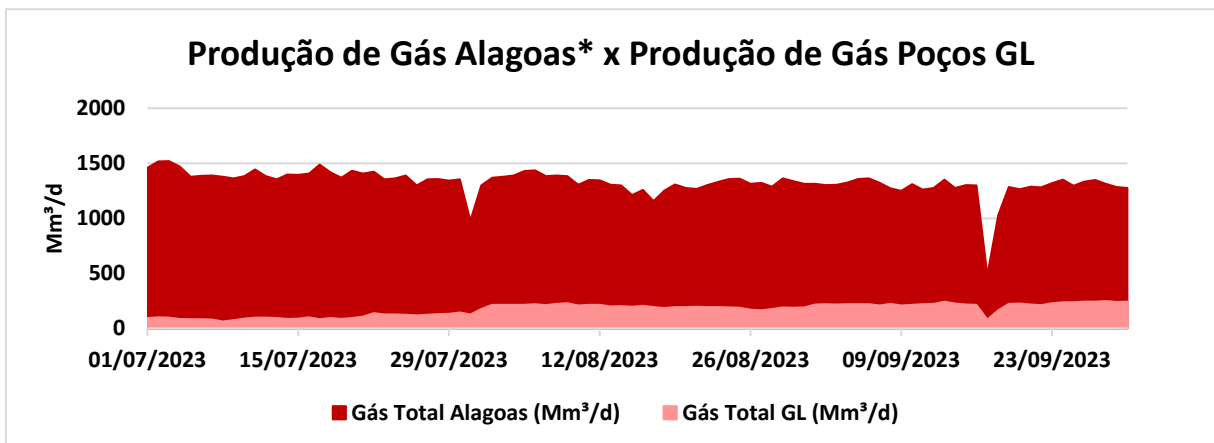
produtores equipados com *gas lift* possuem sobre a produção total deles.

Figura 23: Produção de Óleo Alagoas* x Produção de Óleo Poços GL.



Fonte: Autor (2023).

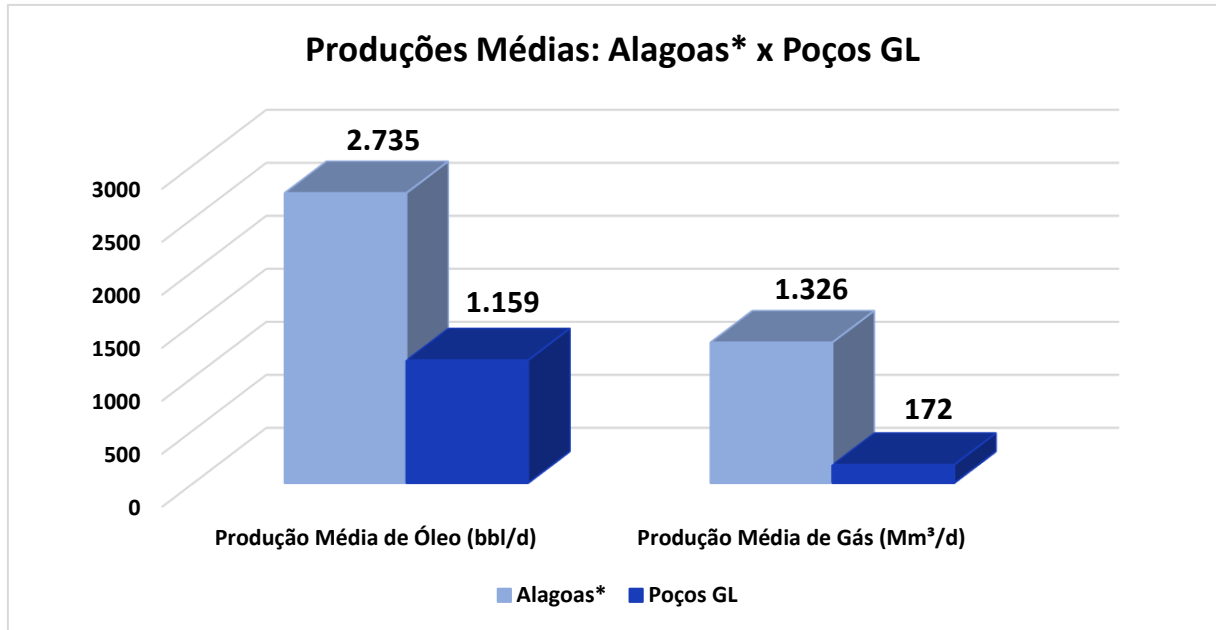
Figura 24: Produção de Gás Alagoas* x Produção de Gás Poços GL.



Fonte: Autor (2023).

É possível observar que os poços equipados com *gas lift* são responsáveis por uma parcela grande da produção de óleo desses campos, além de terem uma parcela significativa na produção de gás. Considerando as médias das produções desses três meses, Figura 25, é possível identificar de forma mais clara a importância desse método para produção total dos campos citados.

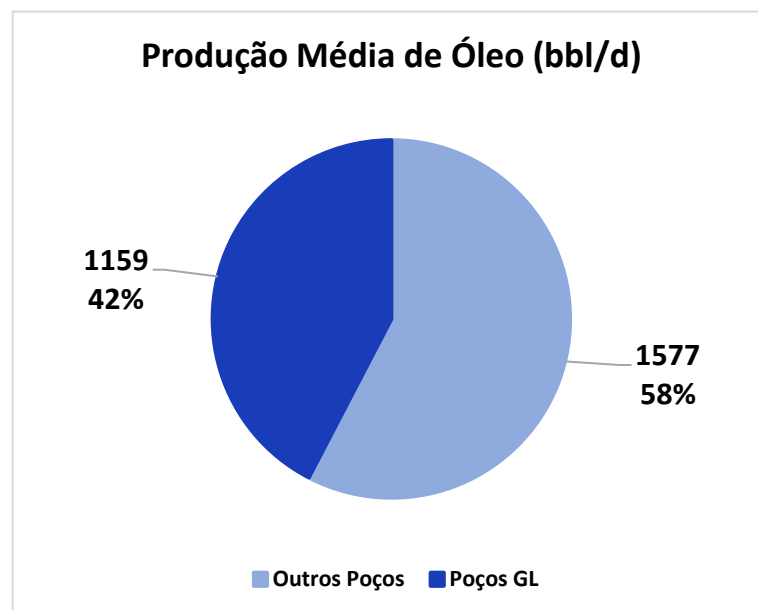
Figura 25: Produções Médias: Alagoas* x Poços GL.



Fonte: Autor (2023).

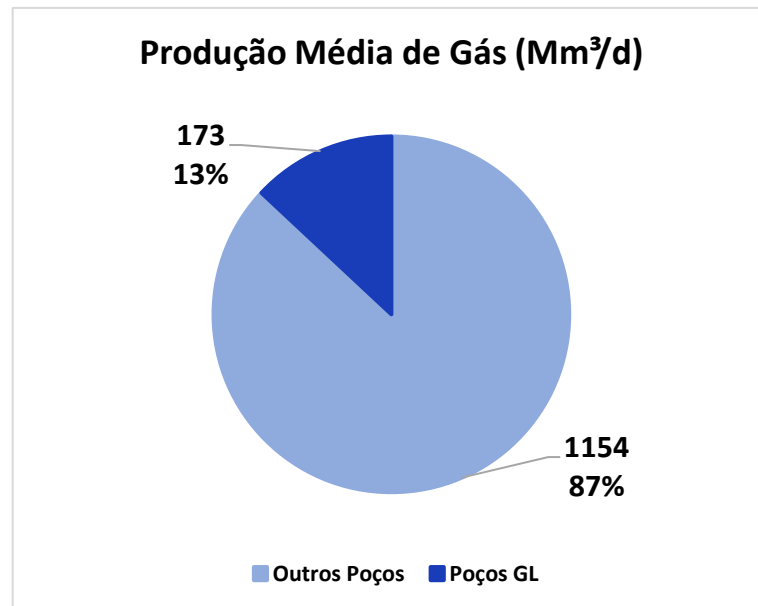
Com o auxílio das figuras 26 e 27, tornou-se possível expor, de maneira simples e direta, tal importância, transformando as médias de produção em porcentagem.

Figura 26: Produção Média de Óleo: Poços GL x Outros Poços.



Fonte: Autor (2023).

Figura 27: Produção Média de Gás: Poços GL x Outros Poços.



Fonte: Auto (2023).

Logo, é possível ver, de forma clara e objetiva, que o *gas lift* possui uma grande importância e influência na produção total dos campos alagoanos de Pilar, Furado, São Miguel, Cidade São Miguel, Anambé, Arapaçu e Paru.

5.2 ANÁLISE DE CASO: HIPÓTESE DE FALHA NA APLICAÇÃO DO GLC

Como foi visto anteriormente, o uso do GLC é ideal para poços que possuem alta P_e e alto IP, ou seja, para poços cujo a formação consegue alimentar o poço com vazões altas de fluido constantemente, garantindo que o padrão de fluxo do fluido na coluna de produção é semelhante ao de um poço surgente, ou seja, o fluxo na coluna deve ser do tipo bolha dispersa, podendo mudar para o fluxo de golfada, à medida que o fluido se aproxima da superfície, devido a redução da pressão.

Além disso, antes de implementar qualquer método de elevação em um poço é preciso fazer uma análise prévia do mesmo. Porém, ocorreu em 4 poços produtores, pertencentes a nova operadora dos campos citados no trabalho, a implementação do GLC sem a realização dessa análise prévia, apenas com o intuito de padronizar os poços para produzirem por GLC devido a melhor eficiência teórica do método. Mas essa eficiência depende diretamente do IP do poço, ou seja, da sua vazão.

Na Tabela 2 estão os dados dos 4 poços, as médias de vazão foram feitas a partir dos resultados de alguns testes de produção validados realizados nesses poços, antes e depois da mudança de método.

Tabela 2: Dados dos poços equipados com GLC sem análise prévia.

Poço	Método Anterior	Método Novo	Q bruta média de líquido anterior (m ³ /d)	Q bruta média de líquido nova (m ³ /d)	ΔQ médio (m ³ /d)	Queda Média (%)
Poço 1	S	GLC	18,32	15,67	-2,65	14,47%
Poço 2	S	GLC	9,46	7,12	-2,34	24,74%
Poço 3	GLI	GLC	15,62	11	-4,62	29,58%
Poço 4	GLI	GLC	14,5	11	-3,5	24,14%

Fonte: Autor (2023).

Em todos os casos, a produção de líquido dos poços diminuiu, ou seja, o GLC não conseguiu ser eficiente. Na indústria do petróleo existem algumas regras, conhecidas popularmente como “regras de dedo” que, apesar de não possuírem estudos que comprovem sua eficácia, são usadas a anos para auxiliar em tomadas de decisão rápidas. Para poços de *gas lift* existe uma “regra de dedo” a qual fala que para um poço ser equipado com GLC a vazão bruta de líquido deve ser igual ou maior que 25,0 m³/d. A Tabela 2 nos mostra que nenhum dos 4 poços atendiam a essa regra.

A queda na produção não foi o único fator em comum que aconteceu com os 4 poços, todos eles passaram a ter formação de parafina na coluna de produção, como é possível ver na Figura 28, causando transtornos operacionais e custos adicionais na manutenção dos mesmos.

Figura 28: Parafina Retirada de uma Coluna de Produção.



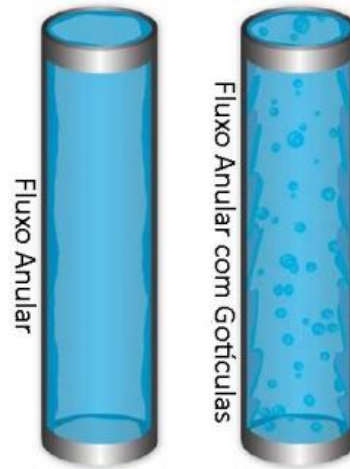
Fonte: Autor (2023).

5.2.1 HIPÓTESE

A partir da equação (1), nota-se que o IP é diretamente proporcional a vazão. Tendo em vista que as vazões entregues pelas formações dos 4 poços não foram suficientes para um funcionamento eficiente do GLC implantado neles, é possível concluir que o IP não atende aos requisitos expostos no item 4.6.1. Logo, não sendo possível garantir que o padrão de fluxo do fluido na coluna de produção seja o do tipo bolha dispersa ou o fluxo de golfada.

Por estar ocorrendo uma injeção contínua de gás nesses poços, o RGL deles deve ter ficado muito alto, aumentando o volume de gás livre na coluna, tornando o efeito da fase gasosa predominante sobre o fluxo. Com isso, é possível levantar a hipótese de que o padrão do fluxo de escoamento dentro da coluna de produção passou a ser o fluxo anular ou o anular com gotículas, como mostra a Figura 29.

Figura 29: Padrões de Fluxo Anular e Anular com Gotículas.



Fonte: Adaptado de BRATLAND (2010).

Esses dois padrões de escoamento fornecem condições semelhantes as que ocorrem com os mecanismos de transporte e deposição de parafina por difusão molecular e por dispersão por cisalhamento, corroborando com a hipótese de que, o motivo pelo qual esses poços começaram a apresentar acúmulo de parafina em suas colunas de produção, foi o excesso de gás circulado por elas após a mudança do método de elevação artificial, ou seja, após a implementação de GLC nos poços sem a realização de uma análise prévia dos seus parâmetros.

Como sugestão para trabalhos futuros, fica a análise mais aprofundada do caso, um estudo sobre a influência que a circulação de gás em excesso tem na formação de parafina nas colunas de produção de poços equipados com *gas lift*.

6 CONCLUSÃO

O trabalho proposto objetivou a realização de uma revisão acerca dos métodos de elevação pneumáticos GLC e GLI, além de uma análise comparativa entre os dois métodos, destacando as principais diferenças, vantagens e desvantagens.

As análises bibliográficas mostraram que o método contínuo se difere do intermitente principalmente pelo modo de injeção do gás no poço. Durante a injeção no GLC não há interrupções planejadas de inserção, enquanto no GLI a injeção é feita através de interrupções cíclicas e aberturas com volumes maiores de gás.

O GLC apresentou diversas vantagens como a possibilidade de ser usado em poços de areia, poços direcionais, acesso remoto, dentre outros. E desvantagens como o tamanho e peso do compressor, dificuldade em elevar óleo pesado e a necessidade de um alto fornecimento de gás disponível.

O GLI apresentou vantagens e desvantagens semelhantes, porém possui uma outra vantagem que é a maior capacidade em lidar com pressão de reservatório baixa, outras desvantagens foram o volume de produção limitado e a necessidade de ajustes de vazão e tempo de injeção de forma frequente.

A análise comparativa dos métodos permitiu inferir que o método contínuo deve ser usado quando os valores de IP e P_e são altos e que o método intermitente é indicado quando esses valores são baixos. Os resultados também informaram que o *gas lift* intermitente geralmente possui eficiência e flexibilidade menor em comparação ao contínuo. Outros fatores semelhantes entre os dois métodos foram a confiabilidade, os custos operacionais e os custos de capital.

Com relação a importância e influência do *gas lift* para a produção dos campos citados no presente trabalho, foi possível mostrar que uma grande parcela da produção total de óleo, 42%, vem dos poços equipados com esse método e que, apesar de produzir apenas 13% do gás, entrega um volume expressivo para a produção total, cerca 173 Mm³/d.

Por fim, a análise de caso nos mostrou de forma prática que, para implementar um método de elevação em um poço, é necessário analisar e verificar se ele irá conseguir atender aos requisitos que tal método exige, pois se os parâmetros do poço não forem adequados um método considerado mais eficiente pode se torna ineficiente e gerar desafios operacionais.

REFERÊNCIAS

- ABDALSADIG, M., NOURIAN, A., NASR, G., & BABAIE, M. **Gas lift optimization to improve well performance**, 2016.
- ABUSAHMIN B. S., KARRI R. R., MAINI, B. B. **Influence of fluid and operating parameters on the recovery factors and gas oil ratio in high viscous reservoirs under foamy solution gas drive**, 2017.
- ALHARTHY, N., Teklu, T., Kazemi, H., Graves, R., Hawthorne, S., Braunberger, J., Basak K. **Enhanced Oil Recovery in Liquid-Rich Shale Reservoirs: Laboratory to Field**, 2017.
- AMORIM N.P.; ASSIM D.C.A; SILVA N.S., **Estudo de Predição de Projetos de recuperação de petróleo por injeção contínua de águas e gás: Campo de East Unity, Bacia de Muglad**, 2017.
- ANP, **Resolução ANP N° 737: Alteração do Regulamento Técnico de Envio de Dados de Produção e Movimentação de Petróleo ANP N° 65**, 2018.
- ANP, **Resolução ANP N° 65: Regulamento Técnico de Envio de Dados de Produção e Movimentação de Petróleo, Gás Natural e Água**, 2014.
- ANP, **Resolução Conjunta ANP/INMETRO N° 1: Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural**, 2013.
- APÓS ADQUIRIR O POLO ALAGOAS, PETRO+ MUDOU O SEU NOME PARA ORIGEM ENERGIA. **Petronoticias**, 2021. Disponível em: <https://petronoticias.com.br/apos-adquirir-polo-alagoas-petro-mudou-o-seu-nome-para-origem-energia/>. Acesso em: 12 maio 2023.
- ASMANN, B. W. **Estudo de estratégias de otimização para poços de petróleo com elevação por bombeio de cavidades progressivas**, 2008.
- BALDOTTO, H. A., **Avaliação Da Temperatura De Início De Aparecimento Dos Cristais (TIAC) E Composição Do Primeiro Cristal No Fenômeno De Precipitação Parafínica Em Petróleos – Método Simplificado**. Dissertação de MSc., Centro de Ciência e Tecnologia, UENF, 2004.

BARREIORS, B. F. **Estabilização Da Produção De Petróleo Em Sistemas Gas-Lift Através Do Ajuste Simples E Eficiente De Controladores Pids**, Porto Alegre, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2019.

BEZERRA, A. R. A. **Protótipo de uma unidade de bombeio mecânico**, 2015.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**.

BRASIL. Constituição (1891). **Constituição dos Estados Unidos do Brasil, de fevereiro de 1891**.

BRATLAND, O. **Pipe Flow 2, Multiphase Flow Assurance**. [s.l.] Dr. Ove Bratland, 2010.

BROWN, Kermit E. **Overview of Artificial Lift Systems**. Journal of Petroleum Technology 34, no. 10 (1982): 2384–96. doi:10.2118/9979-PA.

BROWN, KERMIT. **The Technology of Artificial Lift Methods**, vol. 2A. Tulsa, Oklahoma, USA: PennWell Books, Inc., 1980.

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.

CHEMAT, F.; Rombaut, N.; Sicaire, A.; Meullemiestre, A.; Tixier, A. S. F.; Abert-Vian, M. **Ultrasound assisted extraction of food and natural products. Mechanisms, techniques, combinations, protocols and applications. A review**, 2017.

CONTI, H. C., **Garantia De Fluxo: Deposição De Parafinas**, Niterói, Universidade Federal Fluminense, 2013.

CONTO, A. M., **Alocação de Gás de Injeção em Poços de Petróleo sob Restrições de Pendências: Linearização por Partes e Programação Inteira**. 2006.

COSTA, E. C., **Noções de Elevação de Petróleo**, Petrobras. 2010

DAVARPANA, A., Mirshekari, B., Behbahani, T.J., Hemmati, M. **Integrated production logging tools approach for convenient experimental individual layer permeability measurements in a multi-layered fractured reservoir**, 2018.

DAVARPANA, A., Nassabeh, M. **Optimization of drilling parameters by analysis of formation strength properties with using mechanical specific energy**, 2017.

DAVARPANA, A., Mirshekari, B. **Experimental study and field application of appropriate selective calculation methods in gas lift design**, 2018.

DOTTO, M. E. R., **Estudo dos estágios iniciais de formação de depósitos de parafinas em oleodutos**, Relatório de Pós-doutorado, PEMM/COPPE/UFRJ, 2003.

ESTEVAM V. **Curso de Exploração e Produção de Petróleo – Métodos de Elevação**. Petrobras – DEPRO/DITEP/SETPRO., 1993.

FREITAS, Raphaela Tábata Rabêlo. **Estudo do processo de injeção de vapor aplicado em reservatórios de óleo pesado, usando poços verticais**, 2018.

GHASSEMZADEH, S., Charkhi, A.H. **Optimization of integrated production system using advanced proxy-based models: a new approach**, 2016.

GUET, S.; OOMS, G. **Fluid mechanical aspects of the gas-lift technique**, 2006.

GUO, B. LYONS, W. C. GHALAMBOR, A. **Petroleum production engineering. A computer-assisted approach**, 2007.

HARDEGREE C. N. ; Gerrard B. A. ; Wildman S. L. ; McKenzie K. S. **Chamber Gas Lift in Horizontals**, 2020.

HERNÁNDEZ, A. **Fundamentals of Gas Lift Engineering: Well Design and Troubleshooting**, 2016.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS (IBPG). **Capacidade de refino e consumo de óleo por país**, 2022.

ISMAIL, W. R. B., & Trjanganung, K. **Mature field gas lift optimization: Challenges & strategies, case study of D-field, Malaysia**. Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference, 2014.

JURBERG, RODRIGO FERNANDES. **A evolução da indústria petrolífera mundial e os impactos no comércio internacional de petróleo do século XXI após o início da exploração de fontes não convencionais pelos Estados Unidos**, 2016.

KAMARI, A., Bahadori, A., Mohammadi, A.H., Zendehboudi, S. **Evaluating the unloading gradient pressure in continuous gas-lift systems during petroleum production operations**, 2014.

KHAMEHCHI E., MAHDIANI M. R. **Gas Allocation Optimization Methods in Artificial Gas Lift**, 2017.

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.

LEA, J. F., NICKENS, H.V. **Selection of Artificial Lift**. 1999

LIMA, L. S. **Lei dos gases ideais**, 2015.

MAHDIANI, M.R., Khomehchi, E. **A novel model for predicting the temperature profile in gas lift wells**. *Petroleum*, 2016.

MAHDIANI, M.R., Khomehchi, E. **Preventing instability phenomenon in gas-lift optimization**, 2015.

MARTINS, S. S. S.; SILVA, M. P.; AZEVEDO, M. O.; SILVA, V. P. **Produção de petróleo e impactos ambientais: algumas considerações** HOLOS, vol. 6, 2015, pp. 54-76

MEDEIROS, L. F. **Avaliação do funcionamento de uma válvula de gas lift do tipo piloto de 1 polegada utilizando técnicas de cfd**, 2015.

MILLIOLLI, V. S. **Avaliação da potencialidade da utilização de surfactantes na biorremediação de solo contaminado com hidrocarbonetos de petróleo**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2008.

NASCIMENTO, J. M. A., **Simulador Computacional para Poços de Petróleo com Método de Elevação Artificial por Bombeio Mecânico**. Tese de M. Sc. PPGEEC/UFRN, Natal, RN, Brasil, 2005.

NOGUEIRA, E. M. **Controle via Busca Extrema da Produção de Petróleo em Poços Operando com Elevação Artificial por Injeção de Gás**, 2013.

- O.A. DOURADO, A.D. DÓRIA NETO, P.J. ALSINA. **State Space Estimator for Plunger Lift**, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 161, 2018.
- OKOROCHA, I. T.; Chinwukoa, C. E.; Mgbemena, C. E.; Mgbemena, C. O. **Gas lift optimization in the oil and gas production process: a review of production challenges and optimization strategies**, 2020.
- OLIVEIRA, G. P. H. A. **Gás lift contínuo**, apostila Petrobras, 2004.
- PETROBRAS, **Pré-sal**, 2023. Disponível em <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>.
- RAMALHO, A. **Produtores independentes apostam em consolidação do setor no Brasil**, Rio de Janeiro: Agência epbr, 2023.
- RIZZO, Haroldo dos Santos Filho. **A otimização de gás lift na produção de petróleo: avaliação da curva de performance do poço**, 2011
- ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D., **Engenharia de reservatório de petróleo**, editora Interciência, 2006.
- ROSSI, N. C. M. **Bombeio Mecânico**: apostila Universidade Corporativa PETROBRAS, 2003.
- RUI, Z.; LU, J.; ZHANG, Z.; GUO, R.; LING, K.; ZHANG, R.; **A quantitative oil and gas reservoir evaluation system for development**, 2017.
- SAMI, N.A., TURZO, Z., **Computational fluid dynamic (CFD) modelling of transient flow in the intermittent gas lift**, Petroleum Research, 2020.
- SANTANA, E. A., **Avaliação da Temperatura de Cristalização da Parafina em Sistemas: Parafina, Solvente e Tensoativo**, Natal, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2005.
- SANTOS, E. R. C. **Elevação de Petróleo: O Estudo da Elevação Artificial a Gás Intermitente.**, 2016.
- SANTOS, O. G. **Elevação Natural**, E&P-BC/GEPRO/GENPO/GESCOM, 2000.

- SANTOS, O. G. **Métodos Pneumáticos Intermitentes: Análise e comparação**. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997.
- SARACENO, A. S. P. **Estudo Do Fenômeno De Parafinação A Partir De Um Óleo Cru**, Rio de Janeiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- SCHLUMBERGER. **Conventional gás lift valves**, 2017.
- SCHLUMBERGER. **Gas Lift Design and Technology**, 2000.
- SERVIÇO GEOLOGICO DO BRASIL. **Petróleo**, 2014.
- SYLVESTER, O. **Gas Lift Technique a Tool to Production Optimization**, 2015.
- TALLURU, G.; XU, X. **Using Data Analytics on Dimensionless Numbers to Predict the Ultimate Recovery Factors for Different Drive Mechanisms of Gulf of Mexico Oil Fields**, 2017.
- TASMI, T.; RAHMAWATI, S. D.; SUKARNO, P.; SOEWONO, E. **Applications of line-pack model of gas flow in intermittent gas lift injection line**, 2017.
- THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2001.
- TZIMAS, E. et al. **Enhanced oil recovery using carbon dioxide in the European energy system**. Office for Official Publications of the European Communities, 2005.
- U. S. Energy Information Administration. **Oil and petroleum products explained**, 2023.
- VIANA, A. M.; MANZELA, A. A. **Revista de Engenharias da Faculdade Salesiana n.2** (2015) pp. 26-32.