

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS  
CAMPUS A. C. SIMÕES  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
ENGENHARIA DE PETRÓLEO

ANÁLIA RAMILA LIMA ACIOLI

**IDENTIFICAÇÃO DE PROBLEMAS OPERACIONAIS NO SISTEMA *GAS-LIFT*  
INTERMITENTE ATRAVÉS DO SONOLOG: UM ESTUDO DE CASO**

Maceió

2023

ANÁLIA RAMILA LIMA ACIOLI

**IDENTIFICAÇÃO DE PROBLEMAS OPERACIONAIS NO SISTEMA *GAS-LIFT*  
INTERMITENTE ATRAVÉS DO SONOLOG: UM ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Alagoas, como requisito à obtenção do título de Bacharelado em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães e Oliveira.

Maceió

2023

**Catálogo na Fonte**  
**Universidade Federal de Alagoas**  
**Biblioteca Central**  
**Divisão de Tratamento Técnico**

Bibliotecário: Marcelino de Carvalho Freitas Neto – CRB-4 – 1767

A181i Acioli, Anália Ramila Lima.

Identificação de problemas operacionais no sistema *gas-lift* intermitente através do Sonolog : um estudo de caso / Anália Ramila Lima Acioli. – Maceió, 2023.

33 f. : il., grafs. e tabs. color.

Orientador: Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães e Oliveira.  
Monografia (Trabalho de conclusão de curso em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2023.

Bibliografia: f. 32-33.

1. *Gas-lift*. 2. Sonolog. 3. Elevação de poços. I. Título.

CDU: 622.25

## **AGRADECIMENTOS**

À toda minha família, em especial, Cledja e Jorge, meus pais e alicerce de tudo que sou. Aos meus irmãos (Ruhama, Rafaele, Diego e João), por toda a união e amparo. Com vocês, sei que nunca estive sozinha. Às minhas avós, duas Marias, amo muito vocês.

Às pessoas mais importantes da graduação, Adlehr e Douglas, levarei vocês por toda a vida. Obrigada de coração pela contribuição sempre que precisei. Em especial, à Adlehr, por acreditar e cuidar de mim quando nem eu mesma o fiz.

Às amigas Ligia, Bruna, Flávia e Sayonara, por me acompanharem durante todo o processo. Com certeza, tudo foi melhor por causa de vocês.

Aos meus professores de caminhada, Daniel, Marques, Maciel e Sidney, toda minha gratidão. Foi e é uma honra poder absorver um pouquinho do conhecimento de vocês.

Ao meu orientador Leonardo, que nunca me deixou desistir (e olhe que eu tentei). Obrigada por orientar além de normas acadêmicas.

Ao professor João Paulo e à professora Michele, por me incentivarem a ir mais longe.

Vivi, Edja, Bárbara, Lea, Alberto, Rafael, Jessica e todos que passaram pela minha vida, foram e são parte do meu caminho, obrigada pela companhia e por todo crescimento, suporte e amor.

## RESUMO

Os métodos de elevação artificial são utilizados pela indústria petrolífera como ferramenta para produzir poços em que a pressão de reservatório não é suficiente para elevar os fluidos à superfície. Dentre os métodos mais utilizados, destaca-se o *gas-lift* intermitente (GLI), que consiste na injeção de gás natural em alta pressão na coluna de produção, em ciclos de tempo determinados, para deslocar os hidrocarbonetos por meio de golfadas. Para garantir que o método está funcionando de maneira otimizada, são utilizadas ferramentas disponíveis no mercado, tais como o Sonolog, que determina o nível de líquido contido na coluna de produção e espaço anular através de pulsos sonoros, gerando dados que são tratados com o auxílio do *Software* TAM, da empresa *Echometer* e do *hardware* *Sonolog*. Desse modo, este trabalho objetivou valer-se da tecnologia *Sonolog* para desenvolver um estudo de identificação de problemas operacionais em um poço GLI de um campo *onshore* maduro do Estado de Alagoas, de modo a identificar se o sistema está operando de maneira adequada à garantia da produção.

**Palavras-chave:** *gas-lift* intermitente, *sonolog*, métodos de elevação artificial.

## **ABSTRACT**

Artificial lift methods are used by the oil industry as a tool to produce wells in which reservoir pressure is not sufficient to raise fluids to the surface. Among the most used methods, the intermittent gas-lift (GLI) stands out, which consists of injecting natural gas at high pressure into the production column, in determined time cycles, to displace the hydrocarbons through slugs. To ensure that the method is working optimally, tools available on the market are used, such as Sonolog, which determines the level of liquid contained in the production column and annular space through sound pulses, generating data that will be processed with the aid TAM Software, Echometer and Sonolog hardware. This work aims to use Sonolog technology to develop a study to identify operational problems in a GLI well, in a mature onshore field in the state of Alagoas, in order to identify whether the system is operating adequately to guarantee production.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Esquema de uma instalação típica poço de surgente.....	13
Figura 2 – Equipamentos de composição do BM.....	15
Figura 3 – Esquema produção poço BCS.....	16
Figura 4 – Esquema produtivo do método BCP.....	17
Figura 5 – Esquema de válvulas de <i>gas-lift</i> .....	20
Figura 6 – Principais componentes de uma VGL calibrada.....	21
Figura 7 – Esquema de uma instalação típica GLI.....	23
Figura 8 – Identificação do nível de líquido.....	25
Figura 9 – Fluxograma da metodologia do trabalho.....	26
Figura 10 – Comportamento produtivo do poço P-A.....	27
Figura 11 – Nível de líquido na coluna de produção do P-A.....	27

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros de definição entre GLI e GLC.....	19
Tabela 2 – Qualificação IP e Pe.....	19
Tabela 3 – Teste de estanqueidade da COP do poço P-A.....	28
Tabela 4 – Reteste de estanqueidade da COP do poço P-A.....	29

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GLI	<i>Gas-lift</i> intermitente
STV	<i>Standing Valve</i>
GLC	<i>Gas-lift</i> contínuo
BM	Bombeio mecânico
BCP	Bombeio por cavidades progressivas
BCS	Bombeio centrífugo submerso
CLP	Controlador lógico programável
IP	Índice de produtividade
Pe	Pressão estática
COP	Coluna de produção
VGL	Válvula de <i>gas-lift</i>

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>11</b>
<b>2 REVISÃO DA LITERATURA .....</b>	<b>12</b>
<b>2.1 ELEVAÇÃO NATURAL.....</b>	<b>12</b>
<b>2.2 ELEVAÇÃO ARTIFICIAL .....</b>	<b>13</b>
<b>1.2 ESTRUTURA DOS MÉTODOS .....</b>	<b>14</b>
<b>1.3 MÉTODOS BOMBEADOS .....</b>	<b>14</b>
<b>1.3.1 BOMBEIO MECÂNICO (BM).....</b>	<b>14</b>
<b>1.3.2 BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO .....</b>	<b>16</b>
<b>1.3.3 BOMBEIO POR CAVIDADES PROGRESSIVAS (BCP).....</b>	<b>17</b>
<b>1.4 MÉTODOS PNEUMÁTICOS.....</b>	<b>17</b>
<b>1.5 GAS-LIFT .....</b>	<b>18</b>
<b>1.5.1 VÁLVULAS DE GAS-LIFT (VGL).....</b>	<b>19</b>
<b>1.5.2 VGL CEGA .....</b>	<b>20</b>
<b>1.5.3 VGL DE ORIFÍCIO .....</b>	<b>20</b>
<b>1.5.4 VGL CALBRADA .....</b>	<b>20</b>
<b>1.6 GAS LIFT INTERMITENTE (GLI) .....</b>	<b>22</b>
<b>1.7 VANTAGENS E DESVANTAGENS DO MÉTODO .....</b>	<b>24</b>
<b>1.8 SONOLOG .....</b>	<b>24</b>
<b>2 METODOLOGIA.....</b>	<b>26</b>
<b>3 RESULTADOS .....</b>	<b>26</b>
<b>3.1 POÇO A (P-A).....</b>	<b>26</b>
<b>3.2 TESTE DE ESTANQUEIDADE DA COLUNA DE PRODUÇÃO .....</b>	<b>28</b>
<b>4 CONCLUSÕES.....</b>	<b>31</b>
<b>5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>32</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Para suprir a demanda energética mundial, há um grande investimento da indústria petrolífera em meios que aproveitem ao máximo o potencial produtivo de cada poço. Nesse contexto, em caso de reservatórios que não possuem pressão estática suficiente para elevar seus fluidos à superfície, ou estejam com uma vazão abaixo do potencial de produção, ocorra implementação de métodos de elevação artificial, que fornecem o suplemento de energia necessário ao carreamento dos hidrocarbonetos contidos na coluna de produção.

Dentre os métodos de elevação mais utilizados no mundo, destacam-se aqueles que se utilizam de gás natural pressurizado (*gas-lift*) para elevar os fluidos à superfície, dividindo-se em *gas-lift* contínuo (GLC) e *gas-lift* intermitente (GLI). Em poços GLI, ocorre a injeção de *gas-lift* em ciclos de tempo determinados, deslocando o líquido contido na coluna de produção por meio de golfadas.

O acompanhamento do método de elevação é fundamental para garantir que seu funcionamento esteja ocorrendo de maneira otimizada. Desse modo, a indústria se utiliza de ferramentas tecnológicas disponíveis no mercado para acompanhar todos os elementos e variáveis importantes à manutenção da produção, tais como o *hardware Sonolog*, da empresa *Echometer*. O *Sonolog* é capaz de determinar o nível de líquido na coluna de produção e espaço anular, utilizando-se de uma pistola de gás que realiza um disparo sonoro na superfície, quando o pulso atinge a parcela líquida, a onda é refletida e captada pelo equipamento capaz de realizar cálculos automáticos e definir a profundidade da coluna de líquido em relação à superfície. A importância desse dado em poços GLI tem ligação com o estudo da eficiência de equipamentos que compõem o método, como as válvulas de *gas-lift* e a avaliação da necessidade de realização de ajustes do ciclo de intermitência.

Desse modo, este estudo de caso tem como objetivo a avaliação de poços GLI em um campo *onshore* maduro de Alagoas, utilizando-se dos dados obtidos através do *Sonolog* para encontrar problemas operacionais que impactem o funcionamento do método e, de maneira consequente, a produção.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

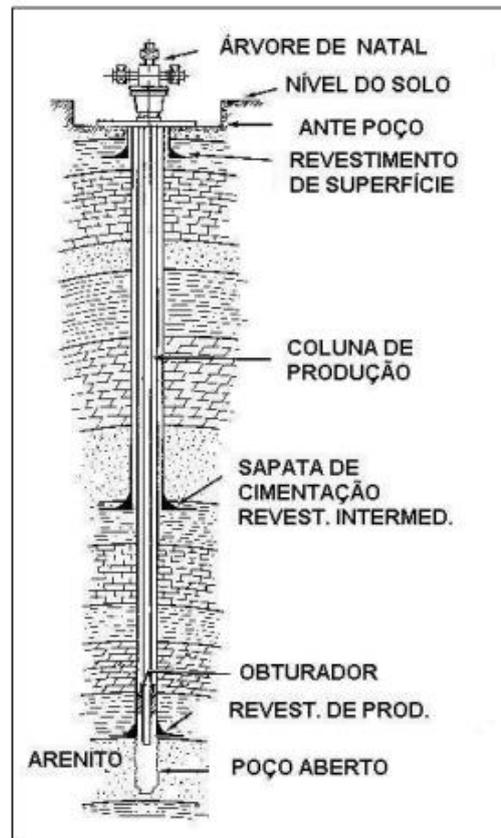
### 2.1 ELEVAÇÃO NATURAL

Na elevação natural de petróleo, o fluxo de fluidos (óleo, água e gás) desde o reservatório até as facilidades de produção (separadores, tratadores e tanques) é devido unicamente à energia do reservatório. Normalmente ocorre no início da vida produtiva das jazidas. Porém, com o passar do tempo e o aumento da produção acumulada, a pressão do reservatório declina, tornando-se suficiente para deslocar os fluidos até a superfície numa vazão econômica ou conveniente. (THOMAS, 2001).

Um poço surgente requer uma instalação bastante simples. Concentricamente ao revestimento do poço é instalada a coluna de produção. O espaço anular entre o revestimento do poço e a coluna de produção é isolado do fundo do poço através de um *packer*. Na cabeça de produção é instalada uma árvore de natal e entre esta e a linha de produção, é instalada uma válvula de abertura regulável denominada *bean* ou *choke*. Um esquema típico de um poço surgente está apresentado na Figura 1. A figura mostra, de cima para baixo, o arenito reservatório completado a poço aberto, a sapata do revestimento de produção ancorando o revestimento ao solo e isolando a formação produtora das demais através do cimento, o *packer* ou obturador, que isola o espaço anular entre o revestimento e a coluna de produção da extremidade da coluna de produção, a sapata do revestimento intermediário, a coluna de produção por onde escoam os fluidos produzidos, o revestimento de superfície, o antepoço e a árvore de natal, conjunto de válvulas que permitem isolar ou abrir para produção o poço ou, ainda, dar acesso ao seu interior. (Assman, 2008)

Um poço surgente trabalha baseando-se em diversos fatores, tais como a produtividade, profundidade e pressão disponível no reservatório, o diâmetro da coluna de produção, as características físico-químicas do fluido, abertura da válvula reguladora de produção (*bean*), diâmetro da linha de produção e a pressão do separador gravitacional (SG) disponível em superfície.

Figura 1 – Esquema típico de um poço surgente



Fonte: Assman (2008)

## 2.2 ELEVAÇÃO ARTIFICIAL

Quando ocorre um declínio da pressão do reservatório, há a necessidade de implementação de meios artificiais para elevar os fluidos até a superfície. 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 (SANTOS, 2016 apud BUCARAM e PATTERSON, 1994). 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).

Segundo Thomas (2001), os principais fatores a serem considerados na determinação do método são: número de poços, diâmetro do revestimento, produção de areia, razão gás-líquido, vazão, profundidade do reservatório, viscosidade dos fluidos,

mecanismo de produção do reservatório, disponibilidade de energia, acesso aos poços, distância dos poços às estações ou plataformas de produção, equipamento disponível, pessoal treinado, investimento, custo operacional, entre outros. Os métodos de elevação mais comuns na indústria do petróleo são:

- *Gas-lift* contínuo e Intermitente (GLC e GLI);
- Bombeio centrífugo submerso (BCS);
- Bombeio mecânico com hastes (BM);
- Bombeio por cavidades progressivas (BCP).

## **1.2 ESTRUTURA DOS MÉTODOS**

Os métodos de elevação artificial podem ser divididos em pneumáticos e bombeados. São ditos pneumáticos aqueles métodos que utilizam injeção de gás natural na coluna de produção com o objetivo de gaseificar a coluna. (PIMENTEL, LOPES e OLIVEIRA apud RESENDE e OLIVEIRA, 2016; BELLARBY, 2009).

Os métodos por bombeio, como o próprio nome sugere, utilizam algum tipo de bomba ou configuração de bombeio, isto é, um equipamento que promova um diferencial de pressão (pressão de sucção e recalque). São considerados métodos por bombeio: Bombeio Mecânico com Hastes (BMH), Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP), Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), Bombeio Hidráulico à Jato (BHJ). (FREITAS e SOUZA, 2021).

## **1.3 MÉTODOS BOMBEADOS**

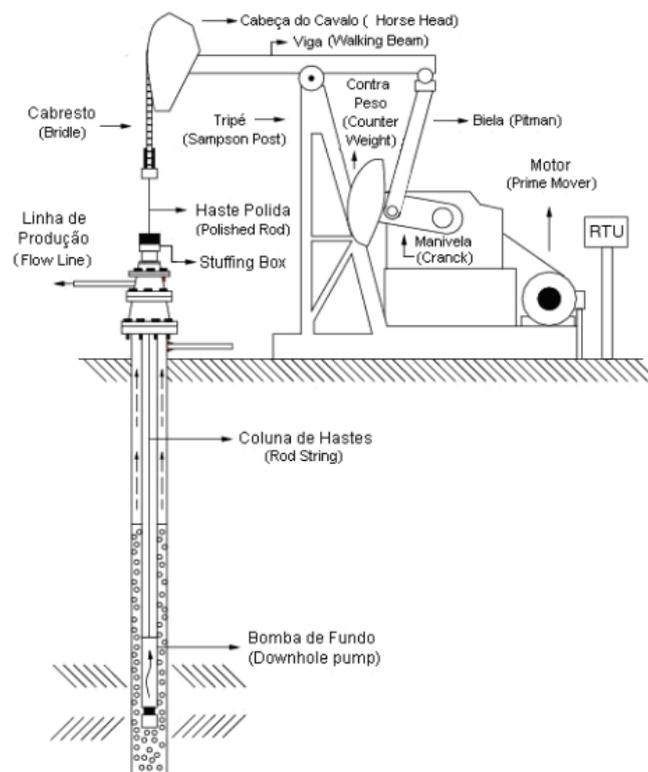
### **1.3.1 BOMBEIO MECÂNICO (BM)**

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 2). 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 (SANTOS, 2016 *apud* 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 2 – Equipamentos de composição do BM



Fonte: Assmann (2008)

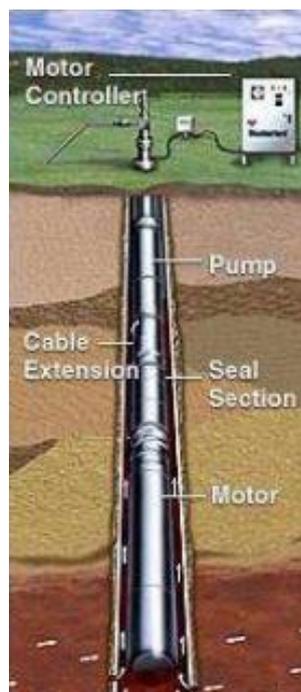
### 1.3.2 BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO

O sistema BCS trata-se, basicamente, de uma bomba centrífuga de múltiplos estágios, acionada por um motor elétrico, sendo este conjunto motor-bomba fixado na extremidade da coluna do poço. Dessa forma, o conjunto fica submerso no óleo do reservatório e o seu funcionamento cria um incremento de pressão no fundo do poço de modo a se obter a vazão desejada de óleo na superfície. (BARBOSA, 2009).

A energia é transmitida ao fundo do poço através de um cabo elétrico e lá é transformada em energia mecânica através de um motor de subsuperfície que está diretamente conectado a uma bomba centrífuga. Esta transfere energia ao fluido, o que permite ao mesmo atingir as instalações de produção. (NUNES, 2008) É possível visualizar o esquema na Figura 3.

Segundo Thomas (2001), o BCS era utilizado basicamente em poços que produziam a altas vazões sob a influência de influxo de água (mecanismo de produção do reservatório que utiliza o aquífero como meio de manter a pressão original do mesmo), ou seja, poços que produzem alto teor de água com baixa razão gás-óleo. Atualmente, este método vem se expandindo pela crescente flexibilidade dos equipamentos disponíveis e já opera em poços com altas temperaturas e altas viscosidades.

Figura 3 – Esquema produção poço BCS



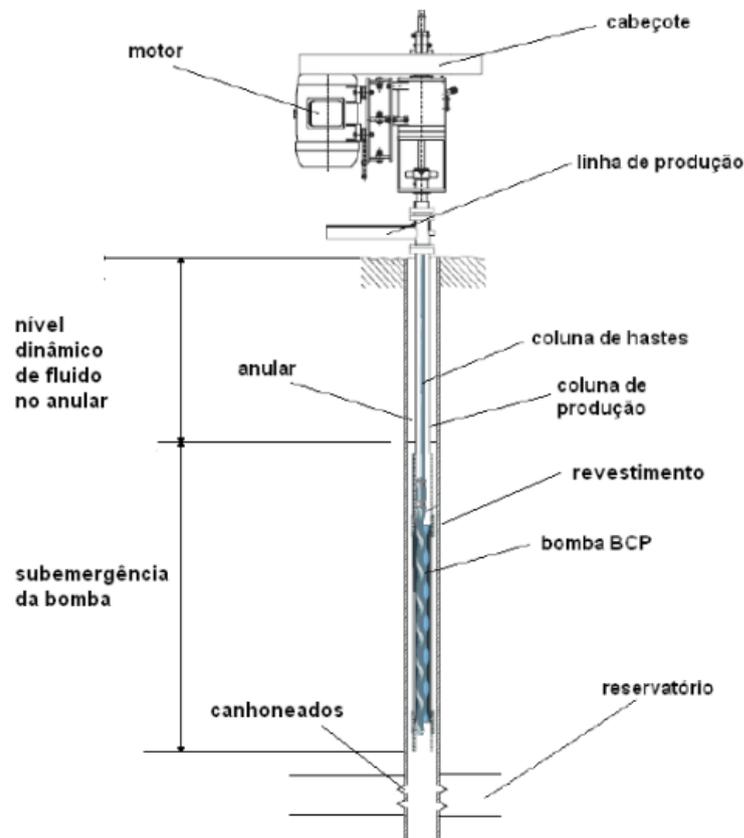
Fonte: Adaptado de NUNES (2008)

### 1.3.3 BOMBEIO POR CAVIDADES PROGRESSIVAS (BCP)

O bombeio por cavidades progressivas (BCP) consiste na elevação dos fluidos da formação através de uma bomba de cavidades progressivas do tipo deslocamento positivo. É composta basicamente por um rotor e um estator e possui uma geometria tal, que se formam uma série de cavidades herméticas idênticas. (THOMAS, 2004).

O rotor recebe movimento de uma coluna de hastes, que por sua vez é movimentada por um motor elétrico localizado na cabeça do poço. Quando o rotor se movimenta, uma série de cavidades são formadas pelo estator, o que faz o fluido se deslocar da sucção para a descarga. (NUNES, 2008). Os componentes do método estão representados pela Figura 4.

Figura 4 – Esquema produtivo do método BCP



Fonte: Adaptado de Assmann, 2008.

### 1.4 MÉTODOS PNEUMÁTICOS

Os métodos pneumáticos utilizam das características e propriedades dos gases, tais como densidade e compressibilidade, para promover a elevação dos fluidos de produção.

São considerados métodos pneumáticos: *Gas-Lift* Contínuo (GLC), *Gas-Lift* Intermitente (GLI) e *Plunger-Lift* (PL). (FREITAS e SOUZA, 2021).

## 1.5 GAS-LIFT

Thomas (2001) descreve que o *gas-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. É um método muito versátil em termos de vazão (1 a 1700 m<sup>3</sup>/d), profundidade (até 2.600 metros, dependendo da pressão do gás de injeção) e é propício para poços que produzem fluidos com alto teor de areia, elevada razão gás-líquido, além de exigir investimentos relativamente baixos para poços profundos.

Existem dois tipos principais de *gas-lift*:

- *Gas-lift* contínuo (GLC): o gás é injetado na coluna continuamente, o que faz com que a coluna de líquido no interior da tubulação de produção fique mais leve e, como o componente gravitacional no escoamento vertical é o mais importante, a pressão de reservatório passa a ser suficiente para vencer as perdas de carga e o poço se comporte como surgente. (ASSMANN, 2008). O *gas-lift* contínuo é utilizado principalmente em poços com elevadas vazões de gás, que podem proporcionar falhas frequentes ou impossibilitar a aplicação de outros métodos. Além disso utiliza o próprio gás produzido para reinjeção. O GLC é especialmente adequado para ambientes offshore operando com elevadas vazões de produção (FREITAS e SOUZA, 2021 *apud* DEL CARRATORE, 2018).
- *Gas-lift* intermitente: baseia-se no deslocamento de golfadas de fluido para a superfície através da injeção de gás a alta pressão a base de golfadas. Esta injeção de gás possui tempos bem definidos e, normalmente, é controlada na superfície por um intermitor de ciclo e uma válvula controladora, também conhecida por *motor valve*. (THOMAS, 2001).

A escolha entre *gas-lift* intermitente e *gas-lift* contínuo baseia-se nas características de cada poço, sendo apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros de definição entre GLI e GLC

<b>Pressão/ IP</b>	<b>IP alto</b>	<b>IP médio</b>	<b>IP baixo</b>
Pe alta	GLC	GLC/GLI	GLI
Pe média	GLC/GLI	GLC/GLI	GLI
Pe baixa	GLI	GLI	GLI

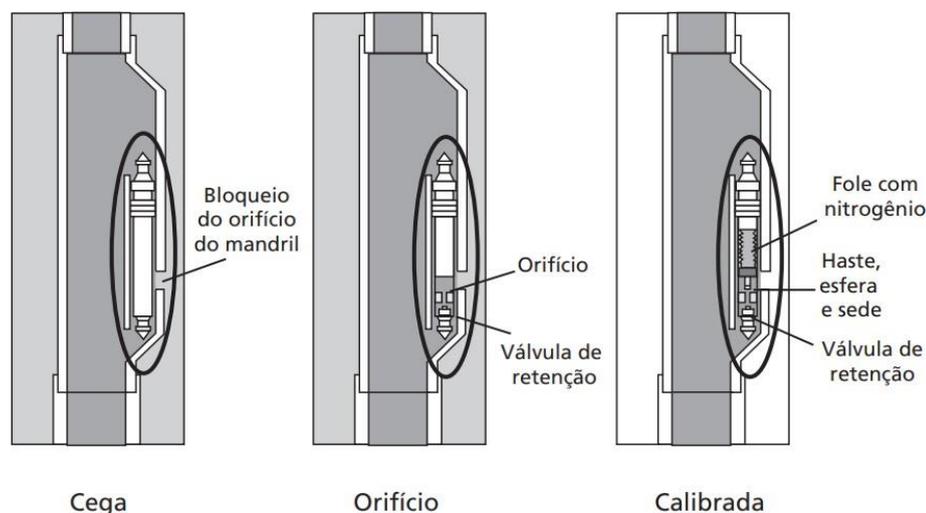
A Tabela 2 descreve as definições de índices de produtividade (IP) e pressão estática (Pe) consideradas na escolha do método.

Tabela 2 – Qualificação IP e Pe

<b>Nível</b>	<b>Índice de produtividade (IP)</b>	<b>Pressão estática (Pe)</b>
Alto	Maior que $2,26 \frac{m^3/d}{kgf/cm^2}$	Suficiente para suportar uma coluna de fluido igual ou superior a 70% da profundidade total do poço
Médio	Entre $0,68$ e $2,26 \frac{m^3/d}{kgf/cm^2}$	Suficiente para suportar uma coluna de fluido entre 40 e 70% da profundidade total do poço
Baixo	Menor que $0,68 \frac{m^3/d}{kgf/cm^2}$	Suficiente para suportar uma coluna de fluido inferior a 40% da profundidade total do poço.

### 1.5.1 VÁLVULAS DE GAS-LIFT (VGL)

São válvulas instaladas no interior dos mandris equipados em profundidades pré-determinadas ao longo da coluna de produção, com a finalidade de direcionar e controlar o fluxo de gás do anular para o interior da coluna. (MEDEIROS, 2015). Existem três tipos de VGL (cega, orifício e calibrada), que exercem funções de bloquear a passagem de gás no sentido anular-coluna, manter a injeção de gás de modo contínuo e realizar a injeção quando a pressão no anular superar a pressão de calibração, respectivamente. A Figura 1 esquematiza os três diferentes tipos de VGL.

Figura 5 – Esquema de válvulas de *gas-lift*

Fonte: Petrobras.

### 1.5.2 VGL CEGA

Este equipamento não detém partes móveis, nem orifício que permita fluxo de gás. A válvula tem usabilidade voltada ao bloqueio do orifício do mandril, quando não há previsão de utilizar injeção de gás àquela profundidade de instalação do mandril. A coluna de produção é projetada prevendo instalações de mandris em determinadas alturas (com válvula cega) para utilização futura, considerando as mudanças na composição e produção inerentes à vida produtiva dos poços.

### 1.5.3 VGL DE ORIFÍCIO

É dotada de um orifício para passagem contínua do gás no sentido do espaço anular para o interior da coluna de produção do poço e, adicionalmente, uma válvula de retenção, que estabelece o fluxo em apenas um sentido, bloqueando o retorno dos fluidos produzidos da coluna para o espaço anular. Esse tipo de válvula é normalmente destinada ao método *gas-lift* contínuo, como válvula operadora, responsável pela injeção contínua de gás para gaseificar a coluna de produção.

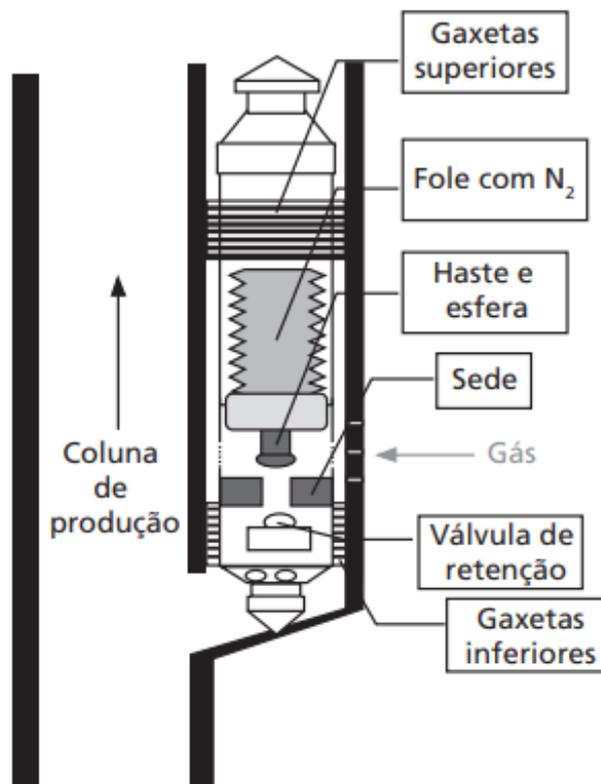
### 1.5.4 VGL CALIBRADA

O equipamento possui partes móveis, ditas: haste, esfera e fole carregado com nitrogênio, em uma pressão previamente calibrada, como demonstra a Figura 6. Além dessas partes móveis, a VGL possui uma válvula de retenção que não permite o retorno dos fluidos

produzidos da coluna de produção para o espaço anular do poço.

A abertura ou fechamento de uma válvula de *gas-lift* calibrada, ou de pressão, é controlada pela pressão do espaço anular. Tal situação determina que quando a pressão do gás do anular aumenta e consegue vencer a pressão de calibração do fole com nitrogênio, ocorre o deslocamento das partes móveis da válvula, resultando no afastamento da haste e da esfera da sede permita a passagem do gás através deste orifício até o interior da coluna de produção. Por outro lado, quando há a redução da pressão do espaço anular a um valor abaixo da pressão de calibração do fole, a válvula é fechada. O equipamento referido é normalmente utilizado em operações de descarga de poço e também como válvula operadora no método *gas-lift* intermitente.

Figura 6 – Principais componentes de uma VGL calibrada



Fonte: Petrobras.

A pressão de abertura deste tipo de válvula nas condições de operação é dada pela Equação 1.

Equação 1 – Determinação da pressão de abertura da VGL calibrada em condições de operação

$$P_{vo} = \frac{P_{bt}}{1-R} - P_t \cdot \frac{R}{1-R}$$

O princípio de funcionamento resume-se ao levantamento das forças que atuam sobre a haste da válvula. A força que tende a manter a válvula fechada corresponde à pressão do nitrogênio colocado no domo da válvula ( $P_{bt}$ ) atuando na área do domo ( $Ab$ ). Assim, a pressão de abertura de uma válvula será tão maior quanto a pressão do hidrogênio colocado no domo. A força que tende a manter a válvula aberta, por sua vez, corresponde à pressão do revestimento atuando na área do domo ( $Ab$ ) menos a área de porta da válvula ( $Av$ ), somada à pressão da coluna de produção atuando na área de porta ( $Av$ ).  $P_t$  relaciona-se à pressão na coluna de produção em frente à válvula e  $R$  à relação de áreas  $\frac{Av}{Ab}$ .

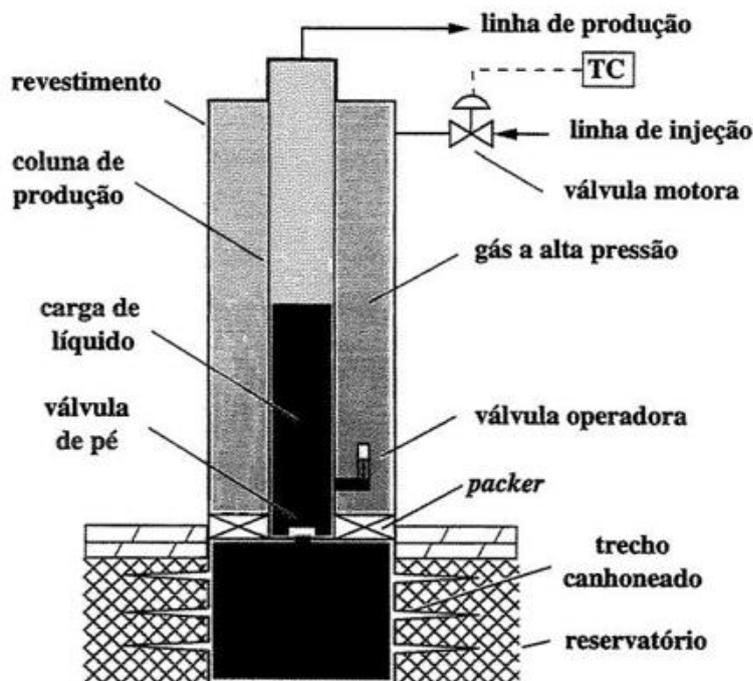
### 1.6 GAS LIFT INTERMITENTE (GLI)

O *gas-lift* intermitente é um método que eleva os fluidos contidos na coluna de produção por golfadas, através de injeção de gás a alta pressão em intervalos de tempos pré-definidos, os ciclos. Uma instalação típica de GLI em um poço vertical é apresentada na Figura 7. O espaço anular entre a coluna de produção e o revestimento é selado acima do trecho canhoneado por um obturador (*packer*), formando uma câmara de acumulação para o gás injetado a alta pressão através da válvula motora. Esta válvula é conectada a um dispositivo temporizador (TC) que permite a regulação dos dois principais parâmetros de controle do GLI: Tempo de ciclo - tempo decorrido entre duas aberturas consecutivas da válvula motora e tempo de injeção – tempo em que a válvula motora permanece aberta para a injeção de gás. (FILHO, 2004).

Os principais equipamentos de superfície que controlam a injeção de gas-lift em um poço equipado com o método GLI são: CLP, uma válvula solenóide e uma *motor valve*.

O controlador lógico programável (CLP) trata-se de um dispositivo eletrônico que tem como função o controle da duração da injeção de gás pelo espaço anular dos poços (tempo de injeção) e, também, o intervalo pré-definido entre as injeções consecutivas, caracterizando o tempo de ciclo. Um sinal elétrico é emitido do CLP para uma válvula solenóide, que irá converter este sinal em pneumático para realizar a abertura ou fechamento da *motor valve*, fornecendo ou interrompendo o fornecimento de gás. O fechamento e abertura da *motor valve* em tempos regulares, controla a injeção de *gas-lift* pelo espaço anular do poço.

Figura 7 – Esquema de uma instalação típica GLI



Fonte: Filho (2004).

O tempo de ciclo divide-se em três momentos principais:

- **Período de alimentação:** Momento em que a *motor valve* e a válvula operadora (calibrada) estão fechadas. Desse modo, a pressão contida na formação é maior do que a pressão na coluna de produção, mantendo a válvula de pé aberta e permitindo a passagem de fluidos da zona canhoneada para a coluna de produção, acumulando-se acima da válvula operadora;
- **Injeção:** Momento em que a *motor valve* e a válvula operadora (calibrada) estão abertas. Desse modo, a pressão contida na formação é menor do que a pressão a coluna de produção, mantendo a válvula de pé fechada, e a alta pressão do gás injetado desloca o líquido acumulado acima da VGL operadora para a superfície;
- **Período de redução da pressão:** Período de fechamento da válvula motora e término da injeção de gás, resultando na redução da pressão no espaço anular. Neste momento, a válvula operadora é fechada e ocorre a diminuição da pressão na coluna de produção, permitindo a abertura da válvula de pé e reinício do período de alimentação.

## 1.7 VANTAGENS E DESVANTAGENS DO MÉTODO

Segundo destaca a Petrobras, as principais vantagens do método GLI são:

1. Baixo custo de equipamentos de fundo de poço;
2. Instalação sem sonda em poços cuja coluna foi equipada com mandris;
3. Condições operacionais facilmente modificáveis para as alterações do reservatório;
4. Intervenções feitas com unidades de arame (*wire-line*);
5. Aplicável em poços direcionais;
6. Aplicável em poços com alta razão gás-líquido, onde os métodos bombeados apresentariam baixa eficiência volumétrica e elevado número de problemas operacionais.

As principais desvantagens associadas ao método são:

1. Necessita de uma fonte de gás natural;
2. Necessita de uma linha para injeção de gás nos poços (em áreas muito grandes, pode inviabilizar a utilização do método);
3. Coluna de produção, revestimento, equipamentos de cabeça do poço e linhas devem ser dimensionados para alta pressão (maior custo);
4. Necessita de revestimento em bom estado;
5. Maior tempo para recolocação dos poços em produção após uma parada.

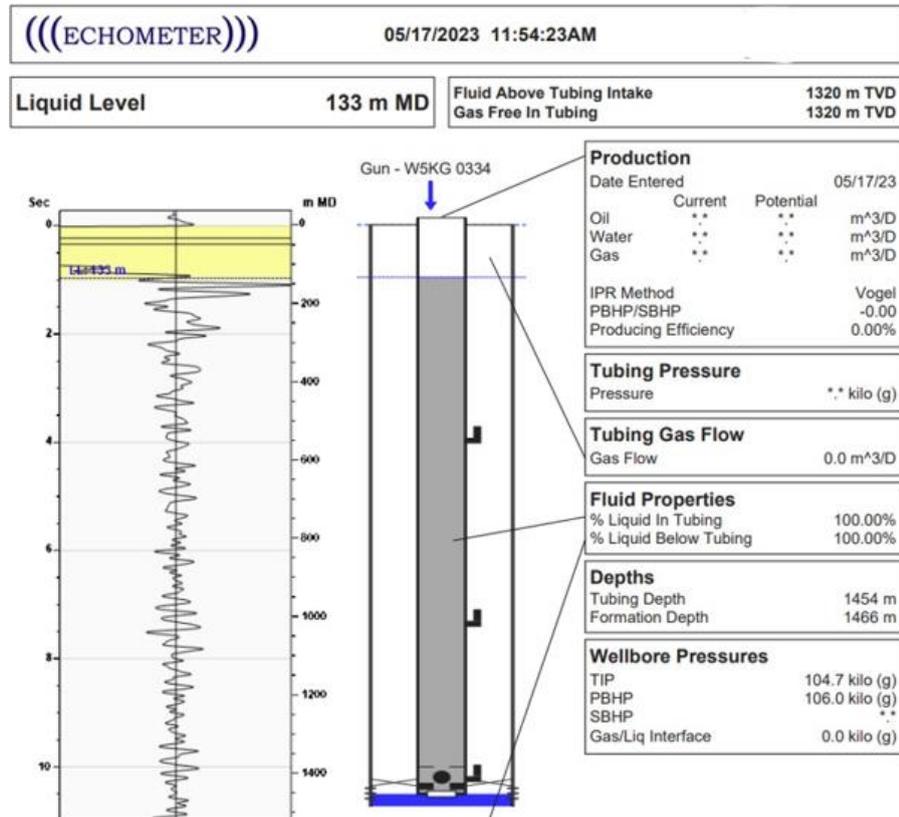
## 1.8 SONOLOG

O *Sonolog* é um registrador sônico da empresa *Echometer* amplamente utilizado na indústria do petróleo para auxiliar na otimização de poços de petróleo e gás natural. Dentre outras funções, através de pulsos sonoros, que são processados pelo *software* TAM, o *hardware* é capaz de fornecer a altura do nível de líquido contido na coluna de produção ou espaço anular, informação bastante pertinente para a criação de um plano de ação voltado à otimização do poço.

Para obter a informação de altura da coluna de líquido, o equipamento realiza um impacto de pressão criado por um canhão de gás na válvula de acesso à coluna de produção ou espaço anular, que provoca uma onda de som que viaja desde a superfície até o nível de líquido sendo, então, refletida. O esquemático do poço, com informações de profundidade dos elementos, é inserido no TAM antes do início do disparo. Cada uma das reduções de seção no espaço anular, resultante da conexão entre tubos de produção, provocam reflexões de menor intensidade do que a reflexão proveniente da superfície de

líquido. (ASSMANN, 2008). A Figura 8 ilustra o gráfico que compila as reflexões ao longo da viagem da onda sonora, sendo o maior pico identificado pela faixa amarela, determinando a distância da superfície até o nível de líquido.

Figura 8 – Identificação do nível de líquido



Fonte: Autora (2023).

Em poços GLI, a informação da altura do nível de líquido é parâmetro crucial para o monitoramento e otimização da produção de petróleo. Esses dados oferecem uma visão detalhada do comportamento do fluido no poço, ajudando na identificação de eventuais dificuldades, como falhas de injeção de gás, problemas operacionais ou mudanças nas condições do reservatório. Este diagnóstico ajuda a criar ações que aumentem a eficiência global do método de elevação, como o ajuste dos ciclos de intermitência e/ou substituição de equipamentos de superfície ou subsuperfície que estejam com o funcionamento comprometido.

## 2 METODOLOGIA

A metodologia do trabalho foi desenvolvida conforme as macroetapas apresentadas na Figura 9.

Figura 9 – Fluxograma da metodologia do trabalho



Fonte: Autora (2023).

A macroetapa 1 consiste na seleção do poço para o estudo, que se classifica dentro dos parâmetros de método de elevação *gas-lift* intermitente (GLI) e produção de óleo de até 5m<sup>3</sup>/dia. Tal potencial foi definido para que as atividades desenvolvidas através deste estudo não impactasse na produção geral do campo. Nesse contexto, foi escolhido 1 poço denominados P-A do campo que se enquadra nos padrões descritos, com as características identificadas no Quadro 1. A macroetapa 2, por sua vez, diz respeito à obtenção do nível de líquido na coluna de produção dos poços.

Quadro 1 – Características do Poço P-A

Produção de óleo média	Abaixo de 5m <sup>3</sup> /dia
Nível de líquido na coluna identificado por <i>sonolog</i>	518m da superfície
Profundidade dos mandris com válvulas de <i>gas-lift</i>	1º mandril – 579,28m 2º mandril – 1092,22m 3º mandril – 1427,96m
Ciclo de intermitência	Tempo on: 1 minuto Tempo off: 50 minutos

Fonte: Autora, 2023.

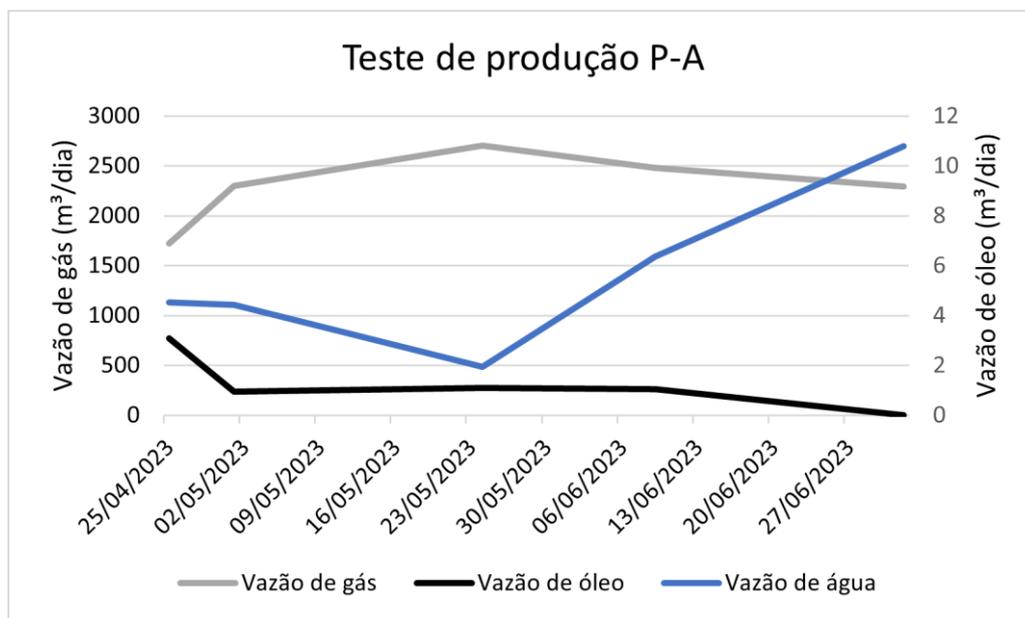
As macroetapas 3 e 4 são analíticas, com a avaliação dos dados obtidos na carta de Sonolog e, a partir disso, o desenvolvimento de um plano de ação individualizado às características de cada poço.

## 3 RESULTADOS

### 3.1 POÇO A (P-A)

Poço escolhido devido à queda de vazão de condensado (associado à produção de óleo), identificada entre os meses de abril e julho de 2023, conforme ilustra a Figura 10.

Figura 10 – Comportamento produtivo do poço P-A



Fonte: Autora (2023)

Tendo em vista a tendência de queda demonstrada nos testes de produção, foi solicitado um acompanhamento do nível de líquido na coluna de produção através de carta de *Sonolog*, obtendo o resultado exibido na Figura 11.

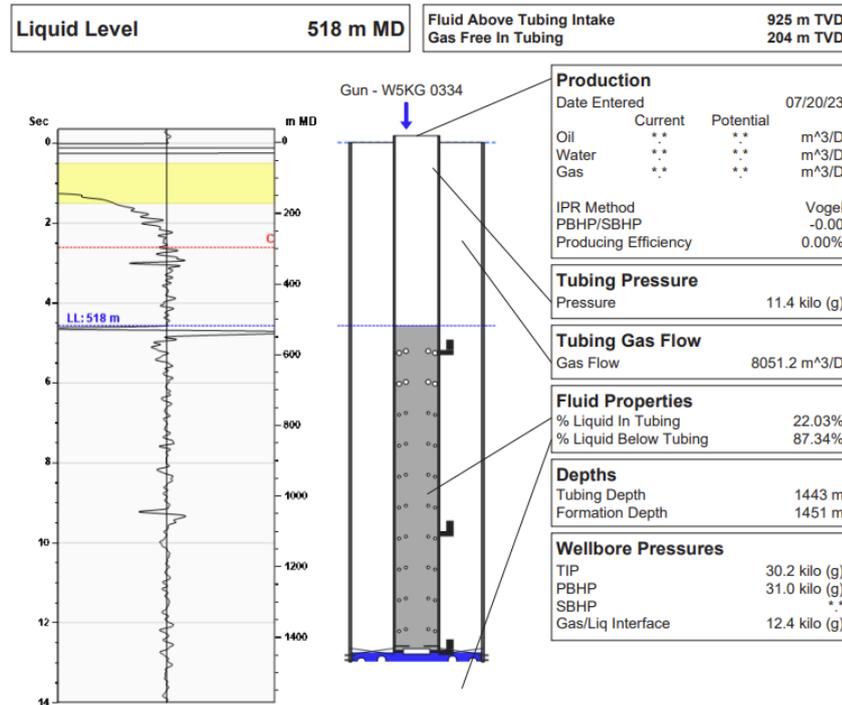
Os testes de produção periódicos são realizados com objetivo de determinar as quantidades relativas de vazões de óleo, água e gás produzidos pelo poço em condições normais. Normalidade nesse contexto significa que o poço deve estar produzindo sua quantidade média normal de óleo, água e gás, incluindo as vazões otimizadas de injeção do método de elevação artificial de gas lift. Ainda neste aspecto é importante que o poço esteja estabilizado antes da realização do teste de produção, de forma que problemas, como emulsões, devem estar controlados antes do início do teste.

Com as informações obtidas pelos testes de produção, é possível alocar a produção total dos poços em produção no campo analisado, e cumprir a regulação que exige relatórios periódicos dos poços produzidos. No caso brasileiro, por exemplo, a agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) exige a elaboração de boletins de produção.

A realização dos testes de produção é também fundamental para as atividades de operação, pois permite identificar como estão as condições correntes do poço. Mudanças

inesperadas como produção exagerada de água e gás podem indicar problemas no reservatório ou no poço. Uma queda abrupta da produção pode estar relacionada, por exemplo, a problemas na elevação artificial, ou produção de areia. (Duque, 2019).

Figura 11 – Nível de líquido na coluna de produção do P-A



Fonte: Autora (2023).

A Figura 11 demonstra que o nível de líquido na coluna de produção está a 518 m da superfície, acima da última válvula de *gas-lift* de descarga, localizada a 579,28 m. Tal configuração caracteriza uma coluna hidrostática alta, muito acima da válvula operadora e, portanto, o sistema não está operando de maneira otimizada. Com o acompanhamento do comportamento do poço *in loco*, percebeu-se que após o período de injeção, não era possível identificar pela linha de produção nenhum volume deslocado, apenas passagem de gás. Tal cenário pode ser indicativo de comunicação no sentido coluna-anular, tendo como ação imediata a realização de um teste de estanqueidade da coluna de produção do poço P-A.

### 3.2 TESTE DE ESTANQUEIDADE DA COLUNA DE PRODUÇÃO

O teste de estanqueidade da coluna de produção (COP) consiste na pressurização da referida, através da injeção contínua de *gas-lift*, até a equalização das pressões da COP e espaço anular. Ao alcançar este patamar, realiza-se uma ligação entre espaço anular e linha

de produção através de um *tubing*, com o intuito de despressurizá-lo e continuar o monitoramento de dados de pressão. Através do processo de despressurização, é esperada a queda da pressão do espaço anular, enquanto a pressão da coluna de produção, em caso de um sistema sem falhas, deve manter-se sem alterações.

O teste de estanqueidade da COP do poço P-A acompanhado neste estudo e seus respectivos resultados está representado na Tabela 3.

Tabela 3 – Teste de estanqueidade da COP do poço P-A

DESCRIÇÃO	HORA	P. ANULAR (kgf/cm <sup>2</sup> )	P. COLUNA (kgf/cm <sup>2</sup> )
Pressões antes do início do procedimento	13:31	53,54	7,54
Início da pressurização da cabeça	13:45	66	43
Momento de pressões semelhantes e início da despressurização do anular	14:00	73	73
Queda da pressão de anular, como esperado, porém nota-se queda da pressão de cabeça.	14:17	64	69
Continuidade da queda na pressão de cabeça	14:32	58	66
Finalização do teste com indício de falha no sistema coluna-anular	15:01	57,3	63

Conforme pode ser visto na Tabela 3, ao alcançar a equidade de pressões entre anular e coluna de produção e iniciar a drenagem do espaço anular, as pressões da COP também caíram com o tempo. Tal configuração expressa a existência de uma comunicação no sentido colunular, que pode estar associada a um furo no tubo da coluna de produção ou ao fato de alguma válvula de *gas-lift* estar desassentada no mandril. Para sanar esta dúvida, o plano de ação consistiu na substituição das VGL's, reassentando-as em seus respectivos mandris, com o intuito de garantir a integridade do sistema. Em seguida, realiza-se um novo teste de estanqueidade da coluna de produção que, em caso negativo, caracterizará dano na estanqueidade da COP.

Dando seguimento à substituição das 3 VGL's, um novo teste de estanqueidade foi feito, conforme exhibe a Tabela 4.

Tabela 4 – Reteste de estanqueidade da COP do poço P-A

DESCRIÇÃO	HORA	P. ANULAR (kgf/cm <sup>2</sup> )	P. COLUNA (kgf/cm <sup>2</sup> )
Pressões antes do início do procedimento	12:10	52,30	8
Início da pressurização da cabeça	12:25	68	39

Momento de pressões semelhantes e início da despressurização do anular	13:00	74	73
Queda da pressão de anular, como esperado, porém nota-se queda da pressão de cabeça.	13:15	66	67
Continuidade da queda na pressão de cabeça	13:30	55	62
Finalização do teste com indício de falha no sistema coluna-anular	15:01	54,5	59

Dado o resultado apresentado na Tabela 4, comprova-se que não há estanqueidade da coluna de produção, tendo, como **causa provável**, algum furo nos tubos (visto que as VGL's foram reassentadas nos mandris corretamente), responsável pela comunicação em direção ao espaço anular e inviabilizando o funcionamento eficiente do método, pois há a recirculação de parte do gás injetado. Como resultado deste estudo, o poço foi fechado para avaliação do potencial do reservatório, considerando que o problema só poderia ser resolvido em intervenção com sonda e a atividade tem alto custo associado.

## 4 CONCLUSÕES

O *gas-lift* intermitente é um método de elevação com diversas vantagens operacionais, incluindo o baixo custo com equipamentos de fundo e a alta aplicabilidade em campos maduros. Dentre as ferramentas utilizadas pela indústria, o *sonolog* caracteriza-se como um grande aliado ao acompanhamento do funcionamento do sistema GLI, fornecendo o dado de nível de líquido na coluna de produção e permitindo que haja uma análise mais aprofundada para a identificação e correção de falhas. Para o estudo de caso apresentado neste documento, houve a comprovação por meio de testes em campo que o poço P-A apresenta falha na estanqueidade da coluna de produção, impossibilitando que o método opere de maneira eficiente e adequada à produção otimizada. Para este tipo de dano, somente é possível haver correção em intervenções com sonda, portanto, o poço P-A foi fechado e entregue à equipe responsável por avaliar a possibilidade de recompor a integridade da coluna de produção. A avaliação é feita considerando se o potencial produtivo do reservatório compensaria os custos da operação com sonda.

Tendo em vista os resultados apresentados com as análises realizadas durante o estudo, é possível que a metodologia utilizada neste trabalho seja replicada a poços com comportamento semelhante, sendo de grande relevância na identificação de problemas operacionais de outros poços por inferência comparativa.

## 5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Total Asset Monitor (TAM) 1.8, Echometer, 2022. Disponível em: <https://echometer.com/Software/Total-Asset-Monitor-18>. Acesso em: 03/10/2023.

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

SANTOS, E. R. C. Elevação de Petróleo: O Estudo da Elevação Artificial a Gás Intermitente. Trabalho de Conclusão de Curso (Departamento de Engenharia de Petróleo) Universidade Federal de Pelotas – Pelotas, 2016.

ASSMANN, B. W. Estudo de Estratégias de Otimização para Poços de Petróleo com Elevação por Bombeio de Cavidades Progressivas. Tese de Doutorado (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte – Natal, 2008.

PIMENTEL, K. V. A., LOPES, H. M., OLIVEIRA, L. M. T. M. Estimativa das Condições Operacionais para Produção de Óleo no Processo de Gas-lift: Modelagem e Simulação. CONEPETRO, III, 2020, Salvador.

FILHO, C. O. C. Produção de Petróleo por Elevação a Gás Intermitente: Simulação e Análise dos Métodos Convencional e Invertido. Trabalho de Conclusão de Curso (Departamento de Engenharia de Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas – Campinas, 2004.

MEDEIROS, L. F. Avaliação do Funcionamento de uma Válvula de Gas-Lift do Tipo Piloto de 1 Polegada Utilizando Técnicas de CFD. Trabalho de Conclusão de Curso (Departamento de Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte – Natal, 2015.

FREITAS, K. P. M., SOUZA, P. S. A. A Arte da Elevação de Fluidos de Petróleo. Nova Xavantina: Pantanal Editora, 2021.

CARRATORE, P. R. D. Desenvolvimento de Ferramenta para Auxílio na Seleção de Método

de Elevação Artificial. Trabalho de Conclusão de Curso (Departamento de Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte – Natal, 20

RIZZO, H. S. R. A otimização de gás lift na produção de petróleo: Avaliação da curva de performance do poço. Rio de Janeiro, Universidade 64 Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético, 2011. 92 p. Dissertação de Mestrado.

BARBOSA, T. S. Desenvolvimento da Interface Gráfica para um Simulador Computacional do Sistema de Elevação por Bombeio Centrífugo Submerso. Trabalho de Conclusão de Curso (Departamento de Coputação e Automação) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte – Natal, 2009.

NUNES, J. S. Estudos, modelagem e simulação de instalações de produção de petróleo no simulador pipesim com ênfase na otimização de “gas-lift” contínuo. Trabalho de Conclusão de Curso (Departamento de Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Espírito Santo – Vitória, 2008.

THOMAS, J. E., 2004, Fundamentos de engenharia de petróleo, Editado por José Eduardo Thomas, 2ª edição, Interciência: Petrobrás, Rio de Janeiro.

DUQUE, M. C. M. A., Validação de Testes de Produção de Poços de Petróleo Baseada em Mineração de Dados. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2019.