

# DESIGN DA COMPLETAÇÃO DE POÇOS DO CAMPO DE TIGRE

Claudio Silva de Melo Filho<sup>1</sup>

Kênia de Melo Freitas<sup>2</sup>

Valdenildo Silva de Oliveira Júnior<sup>3</sup>

Vanessa Limeira Azevedo Gomes<sup>4</sup>

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

## RESUMO

O projeto de um poço de petróleo inicia com o estudo geológico, levantamento do histórico de poços perfurados, cálculo da trajetória, estudo das geopressões, assentamento de sapatas, projeto estrutural dos revestimentos, escolha das brocas, programa de perfuração e o programa de completção, incluindo a estimativa de tempo e custo para a execução do projeto. Neste contexto, este trabalho teve como objetivo coletar e analisar os dados de completção de três poços do campo de Tigre, localizado na Bacia de Sergipe, a fim de elaborar os designs dos mesmos, de acordo com o diâmetro da broca, descida do revestimento, cimentação e completção, utilizando o software i-Handbook da Schlumberger. Além disso, os custos da completção dos poços estudados foram analisados. Como resultados, os esquemas dos poços 1-PDM-1-SE, 3-PDM-7 SE e 6-PDM-8-SE apresentaram de três a quatro fases, com diâmetros das brocas, descida dos revestimentos condutor, de superfície, intermediário, de produção e liner. O poço 1-PDM-1-SE foi equipado com unidade de bombeio mecânico e o custo estimado da completção foi de R\$ 528.912,95. Os poços 3-PDM-7-SE e 6-PDM-8-SE foram equipados com conjunto BCP e acessórios e os serviços de canhoneio, apresentando um custo igual a R\$ 463.041,32 e R\$ 481.757,13, respectivamente. Por fim, considerando a produção acumulada de óleo desses dois últimos poços, 7,31 bbl/dia e 6,82 bbl/dia, e o valor do barril de petróleo igual a US\$ 68,65, o custo da completção seria recuperado em cerca de um ano de produção.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Completação. Esquema de Poços. Campo de Tigre.

## **ABSTRACT**

The design of an oil well starts with the geological study, survey of the history of drilled wells, trajectory calculation, study of geopressures, footing, structural design of casings, choice of drills, drilling program and the completion program, including estimated time and cost for project execution. In this context, this work aimed to collect and analyze the completion data of three wells in the Tigre field, located in the Sergipe Basin, in order to elaborate their designs, according to the drill diameter, casing descent, cementation and completion using Schlumberger's i-Handbook software. In addition, the costs of completing the studied wells were analyzed. As a result, the schemes of wells 1-PDM-1-SE, 3-PDM-7 SE and 6-PDM-8-SE presented from three to four phases, with drill diameters, descent conductive, surface, intermediate, production and liner coatings. Well 1-PDM-1-SE was equipped with a mechanical pumping unit and the estimated cost of completion was R\$528,912.95. Wells 3-PDM-7-SE and 6-PDM-8-SE were equipped with a BCP set and accessories and cannoning services, with a cost equal to R\$ 463,041.32 and R\$ 481,757.13, respectively. Finally, considering the accumulated oil production of these last two wells, 7.31 bbl/day and 6.82 bbl/day, and the value of a barrel of oil equal to US\$ 68.65, the cost of completion would be recovered in about a year of production.

## **KEYWORDS**

Completion. Wells Scheme. Tigre Field.

## **1 INTRODUÇÃO**

A área de construção de poços de petróleo tem evoluído muito nas últimas décadas, devido principalmente, as diversas dificuldades e desafios encontrados na execução de projetos cada vez mais complexos. O elevado custo de construção de um poço necessita de projetos bem elaborados, sendo imprescindíveis recursos humanos, logística, equipamentos e finalmente operações realizadas conforme os projetos. Nesse cenário, o engenheiro da indústria de petróleo tem a necessidade de saber desenvolver projetos, sendo essencial para sua formação o conjunto de conhecimentos aplicados (SANTOS, 2014).

Segundo Rocha e Azevedo (2009), a elaboração do projeto do poço é uma das etapas de planejamento para a sua construção, na qual é realizado o detalhamento das fases de perfuração e completação, independentemente do tipo de poço a ser

perfurado, exploratório ou de desenvolvimento. Quanto melhor o planejamento de um poço, maiores serão as chances de se obter sucesso. Nesse contexto, o termo sucesso significa atingir os objetivos do projeto, respeitando as normas de segurança vigentes e os prazos a custos compatíveis com os do mercado. O detalhamento dessas etapas é de grande importância para a determinação do tempo e do custo do poço e, conseqüentemente, para a avaliação de sua viabilidade técnica e econômica (JAHN *et al.*, 2012).

A análise do projeto de completção tem como principais objetivos, reduzir custos da operação como também diminuir o tempo de operação, visto que, antes da execução da completção de um poço os diversos desafios são analisados e logo são selecionadas as tecnologias necessárias para otimizar esta etapa. A elaboração de um projeto de poços de petróleo, seja ele de perfuração e/ou completção, pode ser realizado por meio de uma abordagem que envolva conhecimentos científicos de várias áreas, tais como geologia, geofísica, química, engenharia de produção e de petróleo. Por este motivo, é de grande importância atuar na interface dessas áreas, proporcionando uma visão interdisciplinar do processo (RODRIGUES, 2018).

Durante a fase de produção do poço, várias operações não planejadas podem ocorrer e se o limite operacional de transferência de poço é extrapolado, é ocasionada a integridade do poço. A iniciativa de supervisionar um sistema digital para monitorar a integridade do poço em tempo real, permite que os engenheiros quantifiquem nela a influência da manobra de produção. Em outras palavras, é fornecida uma interpretação contínua dos dados de produção associados à modelagem matemática para os fatores críticos de segurança do poço em tempo real (ANJOS *et al.*, 2020).

A partir das interpretações das curvas dos perfis de poços, do estudo da litologia e de dados obtidos durante a prospecção, é possível correlacionar os poços de um campo petrolífero, logo, pode ser feita a completção com as descidas dos revestimentos da coluna de produção e identificação dos canhoneios (COSTA *et al.*, 2020).

Portanto, este trabalho teve como finalidade coletar e analisar os dados de completção de três poços do campo de Tigre, localizado na Bacia de Sergipe e, a partir dessas informações, elaborar os esquemas, considerando a descida do revestimento, cimentação e completção através do *software I-Handbook*, além de verificar o custo da completção.

## 2 METODOLOGIA

A metodologia aplicada neste trabalho refere-se à elaboração dos esquemas de poços do campo de Tigre, a partir do levantamento de dados no site da – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Em seguida, a construção dos poços 1-PDM-1-SE, 3-PDM-7 SE e 6-PDM-8-SE, considerando o diâmetro da broca, descida do revestimento, cimentação e a completção, foi realizada, utilizando o *software i-Handbook* da empresa *Schlumberger*. Por fim, o custo da completção desses poços foi verificado.

## 2.1 SOFTWARE I-HANDBOOK

O *Software i-Handbook* é uma versão eletrônica do *Field Data Handbook*, da empresa *Schlumberger*. Esse programa exibe dados que ajudam a calcular os resultados do programa do poço rapidamente, apresenta um diagrama de poço interativo que permite construir uma vista gráfica do poço com dados de arrastar e soltar das tabelas tubulares. Além disso, o estudante ou profissional pode definir vários caminhos de fluxo no poço, os volumes de cimento, realizar a descida dos revestimentos e da coluna de produção, realizar a operação de canhoneio, entre outras funcionalidades (SCHLUMBERGER, 2021).

A partir das etapas descritas a seguir, obteve-se os *designs* dos poços 1-PDM-1-SE, 3-PDM-7 SE e 6-PDM-8-SE, utilizando o *i-Handbook*.

Ao abrir o programa, clica-se no comando *Wellbore* no qual abrirá uma aba para inserir os parâmetros para a construção do poço. Esse comando está localizado no canto superior esquerdo do *software*. Em todas as opções selecionadas clica e arrasta para o local indicado;

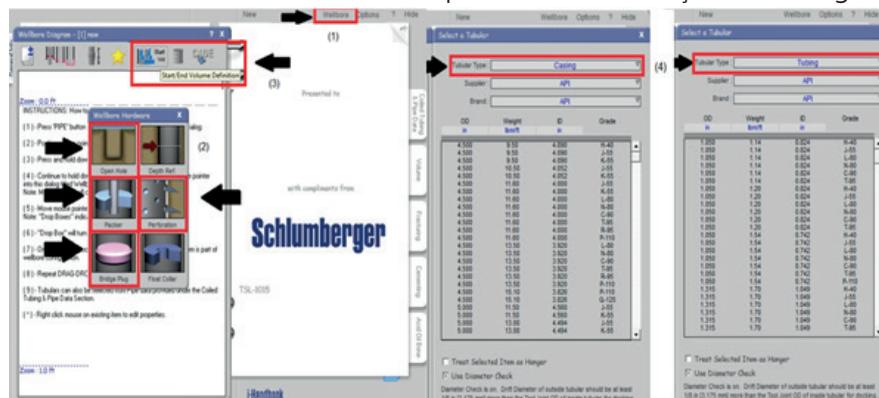
O próximo passo é selecionar o comando *Open Hole*, onde serão adicionados os diâmetros da broca e suas profundidades, bem como os diâmetros dos revestimentos correspondentes de cada fase. A opção para os revestimentos é denominada *Pipe*, onde seleciona-se o tipo de tubo (*Tubular Type*) de acordo com o fornecedor e a marca;

Após a descida dos revestimentos, clica-se no *Start Vol* para definir o volume de cimento utilizado para preenchimento do espaço anular entre a formação e o revestimento e depois clica-se no *End Vol* para reproduzir o volume final;

Por fim, no quadro do *Wellbore Hardware* são inseridas as demais opções da completação, como descida da coluna de produção com os tubos de produção, *packer*, canhoneio (perforation) e tampão (Bridge Plug), de acordo com a descrição dos poços do campo de Tigre.

A Figura 1 apresenta as janelas do *software i-Handbook* com a sequência da elaboração dos *designs* dos poços.

**Figura 1** – Janelas do *i-Handbook* com a sequência da elaboração dos designs dos poços



## 2.2 CUSTO DA COMPLETAÇÃO

O custo da completação dos poços do campo de Tigre foi estimado por meio da pesquisa nos sites de empresas para consulta dos preços dos equipamentos e com base nos trabalhos dos autores Da Silva e outros autores (2019) e Gomes e Alves (2014). Sabe-se que os custos de uma completação dependem muito do tipo de material usado, especialmente da qualidade dos aços e da quantidade de acessórios instalados. A Tabela 1 dá uma indicação da possível variação de custos para uma completação com 8.000 pés (2.438,4 m) de profundidade. Esses preços são meramente indicativos e referem-se a valores de 2006 (GOMES; ALVES, 2014).

Tabela 1 – Exemplo de lista de preços dos equipamentos de completação

Item	Custo (mil Dólares)
Árvore de Natal	50-70
Tubo de Produção (3 1/2" e 2 7/8")	83 e 64
Válvula de Gás <i>lift</i>	20-80
Packer simples e duplo	8 – 18
Liner Ranger	20

Fonte: Adaptado de Gomes e Alves (2014).

## 3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 3.1 LEVANTAMENTOS DE DADOS DO CAMPO DE TIGRE

O campo de Tigre começou a sua produção em junho de 1969, produzindo óleo e gás, até 1989, quando a produção de óleo era de 1,8 m<sup>3</sup>/dia (11,3 barris por dia) e voltou a produzir apenas no ano de 2008.

De acordo com os dados da ANP (2020), dos três poços escolhidos do Campo de Tigre, apenas os poços 3-PDM-7 SE e 6-PDM-8-SE apresentavam as produções acumuladas de óleo de 2017 a 2020, conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Dados de Produção por Poço do Campo de Tigre

Poços	Período	Tipo	Produção
1-PDM-1-SE	2017 – 2020	Óleo (bbl/dia)	Não consta
3-PDM-7-SE	2017 – 2020	Óleo (bbl/dia)	7,3095
6-PDM-8-SE	2017 – 2020	Óleo (bbl/dia)	6,8154

Fonte: Dados da ANP (2021).

Na Tabela 3 estão os dados dos poços 1-PDM-1-SE, 3-PDM-7 SE e 6-PDM-8-SE, incluindo os diâmetros da broca e dos revestimentos, em polegadas, profundidade

(assentamento da sapata) em metros e os intervalos canhoneados de cada poço, em metros. Essas informações foram importantes para o desenvolvimento dos esquemas desses poços, utilizando o software i-Handbook da empresa Schlumberger.

Tabela 3 – Dados para elaboração dos designs dos poços

Poço	Diâmetro da Broca	Tipo do Revestimento e Diâmetro	Profundidade (assentamento da sapata) (m)	Intervalo canhoneado (m)
1-PDM-1-SE	24"	Condutor 20"	40	930 - 931,9
	17 1/2"	Superfície 13 3/8"	516,74	933,4- 934,7
	7 7/8"	Produção 5 1/2"	966,2	938,5- 939,3
3-PDM-7-SE				632 - 634,5
	17 1/2"	Condutor 13 3/8"	40	651,5– 653,5
	12 1/4"	Superfície 10 3/4"	541,8	656 - 658,5
	8 3/4"	Intermediário 7"	1.200	1.133 – 1.135
6-PDM-8-SE	24"	Condutor 20"	24	
	17 1/2"	Superfície 13 3/8"	523,5	1.648 – 1.652
	12 1/4"	Produção 9 5/8"	1.315	1.658 – 1.660
	7 7/8"	Liner Prod. de 5 1/2"	1.765	1.660,5 -1.662,5

Fonte: Dados dos Autores (2021).

## 3.2 ESQUEMAS DOS POÇOS

A partir das informações da Tabela 3, os esquemas dos poços foram elaborados e descritos abaixo.

### 3.2.1 Poço 1-PDM-1-SE

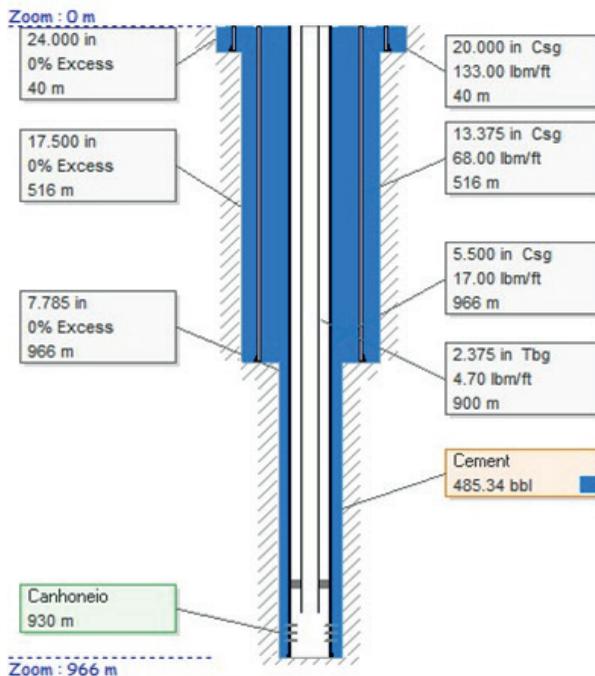
O poço tipo convencional 1-PDM-1-SE está completado com revestimento condutor (conductor casing) de 20" (sapata a 40 m), revestimento de superfície (surface casing) de 13 3/8" (sapata a 516,74 m) e revestimento de produção (production casing) de 5 1/2" com sapata assentada a 966,2 m. Este poço apresenta três fases, com diâmetros das brocas sendo de 24", 17 1/2" e 7 7/8", respectivamente, conforme Figura 2.

A última fase representa o reservatório com a presença de arenito permoporoso e óleo. O intervalo foi canhoneado entre 930 a 939,3 m, a fim de estabelecer o contato do poço com a formação produtora. A coluna de produção está representada na Figura 2 e é composta por tubos de produção, *packer*, junta telescópica (TSR) e *nipples* de assentamento.

No intervalo analisado, encontrou-se arenito com manchas de óleo castanho escuro que é indicativo de óleo morto, arenito com corte rápido (boa permeabilidade) e fluorescência amarela, que caracteriza um óleo com grau API entre 25-35 (óleo

médio a leve), calcário com corte lento (baixa permeabilidade), siltito manchado de óleo fino, fluorescência amarela e corte rápido (ANP, 2016).

**Figura 2** – Esquema do Poço 1-PDM-1-SE



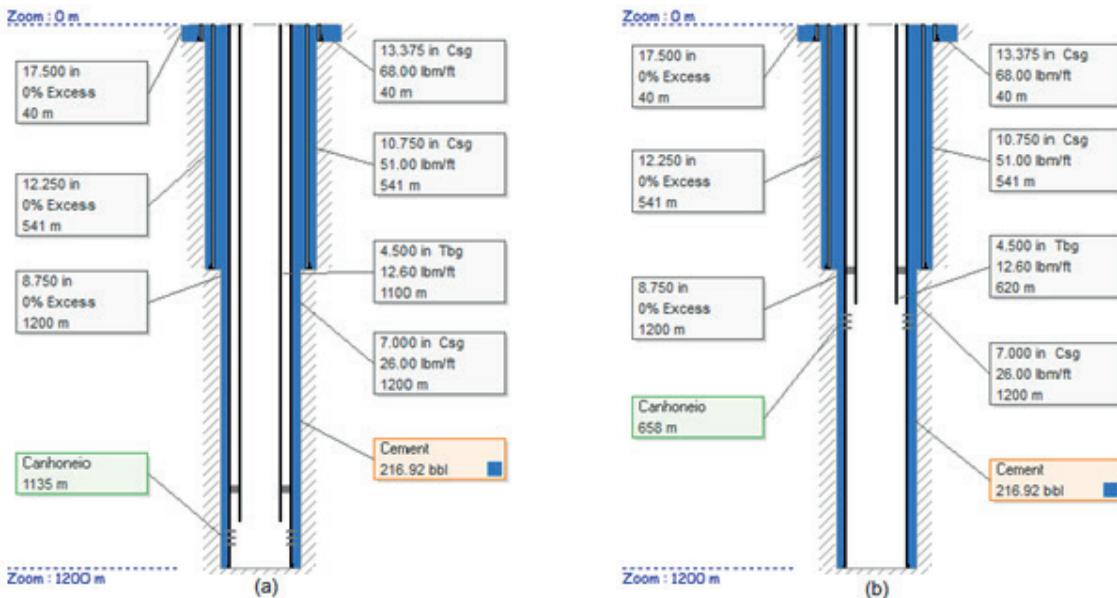
Fonte: Dados dos Autores (2021).

### 3.2.2 Poço 3-PDM-7-SE

O poço 3-PDM-7-SE foi completado por um revestimento condutor de 13 3/8" (sapata a 40 m), diâmetro da broca de 17 1/2". Em seguida, as fases de 12 1/4" e 8 3/4" foram perfuradas, com a descida dos revestimentos de superfície de 10 3/4" (sapata a 541,8 m) e intermediário de 7" (sapata a 1.200 m), respectivamente, conforme esquemas da Figura 3.

Nesse poço, inicialmente, foi feita a avaliação do poço na zona inferior, no intervalo canhoneado entre 1.133 a 1.135 metros de profundidade, conforme Figura 3(a). Neste intervalo, foi feita uma acidificação, com injeção de uma solução ácida na formação a fim de dissolver parte dos minerais presentes na sua composição mineralógica para aumentar ou recuperar a permeabilidade ao redor do poço. Entretanto, neste intervalo, o poço mostrou-se sem valor comercial e foi abandonado. Em seguida, foi feita uma recompletação na zona superior, onde os intervalos entre 632 a 634,5m, 651,5 a 653,5m e 656 a 658,5m foram canhoneados, conforme a Figura 3 (b). No período de 2017 a 2020, a produção desse poço foi, em média, de 7,3095 óleo bbl/dia, conforme apresentado anteriormente na Tabela 3.

**Figura 3** – Esquema do Poço 3-PDM-7-SE com a completação (a) na zona inferior e (b) na zona superior



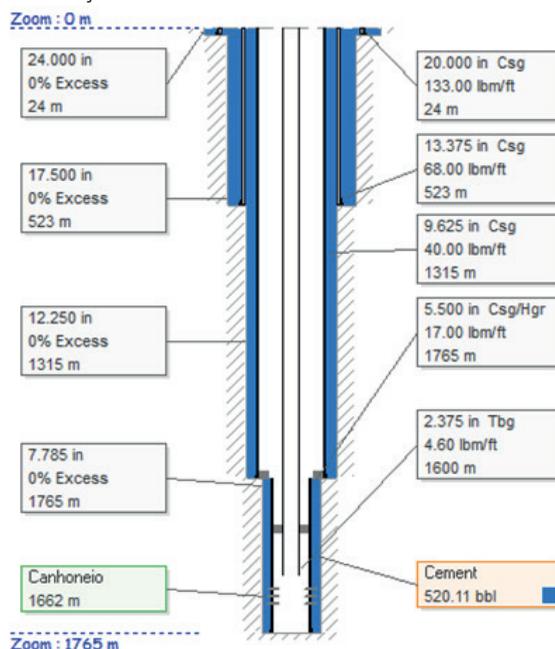
Fonte: Dados dos Autores (2021).

### 3.2.3 Poço 6-PDM-8-SE

O esquema do poço 6-PDM-8-SE foi desenvolvido no *i-Handbook*, considerando quatro fases com diâmetros das brocas iguais a 24", 17 1/2", 12 1/4" e 7 7/8". Para cada fase, foi descido, respectivamente, o revestimento condutor de 20" (sapata a 24 m de profundidade), o revestimento de superfície de 13 3/8" (sapata a 523,5 m), revestimento de produção de 9 5/8" (sapata a 1.315 m) e, por fim, o *liner* de produção de 5 1/2" (sapata a 1.765 metros de profundidade), conforme Figura 4.

Com base nos dados da avaliação desse poço (ANP, 2016), no intervalo de 523,5 a 1.315m, tem-se uma formação de arenito com fluorescência amarelo claro, com corte provocado imediato/moderado, que possui entre boa e média permeabilidade; calcarenito com fluorescência amarelo claro e corte moderado (média permeabilidade), com manchas de óleo castanho, caracterizando um óleo de boa qualidade. Já no intervalo entre 1.315 a 1.765 m, foi identificado arenito com fluorescência esparsa pontual, castanho claro e calcilito com fluorescência esparsa pontual e amarelo claro, caracterizando um óleo médio a leve.

Assim, considerando essas informações, o poço 6-PDM-8-SE foi canhoneado nos intervalos de 1.648 a 1.652 m, 1.658 a 1.660 m e 1.660,5 a 1.662,5 m, com intervalo produtor igual a 8 metros de profundidade e produção acumulada de óleo, no período de 2017 a 2020, igual a 6,8154 bbl/dia.

**Figura 4** – Esquema do Poço 6-PDM-8-SE

Fonte: Dados dos Autores (2021).

### 3.3 DESCRIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS E ESTIMATIVA DE CUSTO DOS POÇOS

Os valores dos equipamentos da completação para estimativa de custo dos poços 1-PDM-1-SE, 3-PDM-7-SE e 6-PDM-8-SE estão na Tabela 4 e a descrição, quanto às suas funções, foram apresentadas com base nos autores *Wan Renpu* (2016), *Thomas* (2004) e o glossário da empresa *Schlumberger*. A profundidade de cada poço foi utilizada para calcular o quantitativo dos tubos de produção e a cotação do dólar, no dia 25 de maio de 2021, foi igual a R\$ 5,33 (reais por dólar).

A primeira etapa refere-se à descrição dos equipamentos de superfície.

a) A árvore de natal convencional (ANC) é constituída por um conjunto de válvulas tipo gaveta (com acionamento hidráulico, pneumático e manual), com a finalidade de permitir, de forma controlada, o fluxo de óleo do poço;

b) O adaptador para a ANC é o equipamento que faz a conexão entre a cabeça de produção e a árvore de natal ou outro equipamento que faça a função desta última;

c) A cabeça de produção é um carretel com dois flanges e duas saídas laterais, visando impedir a passagem de pressões altas. Quando a cabeça de produção é instalada, o flange inferior fica apoiado na cabeça de revestimento de produção e o flange superior recebe a árvore de natal com seu adaptador;

d) O suspensor da coluna de produção é um equipamento utilizado dentro da cabeça de produção para ancorar a coluna de tubos e/ou promover vedação do anular-coluna de produção/revestimento de produção.

Tabela 4 – Estimativa de Custo dos Equipamentos de Poços Terrestres

Equipamentos	Preço Unit. (R\$)	Valor (US\$)
Árvore de Natal	61.976,74	11.627,91
Adaptador	13.634,88	2.558,14
Cabeça de Produção	71.893,02	13.488,37
Suspensor da Coluna de Produção	4.958,14	930,23
Tubo de Produção 2.3/8" NU	165,63	31,07
Nipple de Assentamento	1.735,35	325,58
Packer de Produção	19.832,56	3.720,93
Unidade de Bombeio Mecânico	283.853,49	53.255,81
Conjunto BCP e acessórios	223.116,28	41.860,47
Serviço de Canhoneio	54.797,36	10.280,93

Fonte: Dados dos Autores (2021).

A segunda etapa refere-se à descrição dos equipamentos da coluna de produção.

a) Os tubos de produção são os componentes de maior consumo e custo em uma coluna de produção cuja função é conduzir a produção desde à formação até a superfície. A estanqueidade da coluna de produção é muito importante, onde se utilizam roscas finas que promovem a vedação metal-metal. Os tubos incluem principalmente três tipos diferentes de roscas, ou seja, tubulação não afetada (NU - non upset), tubulação externa com defeito (EU - external upset) e tubulação de união integral (IJ). Nos poços estudados o tipo de rosca é NU que se refere ao tubo cujas extremidades são rosqueadas e acopladas diretamente sem serem espessadas;

b) Os *nipples* de assentamento são *subs* que possuem uma área polida para vedação e uma sede de travamento e servem para alojar tampões mecânicos, válvulas de retenção ou registradores de pressão. Eles são do tipo R (não seletivo), quando a coluna requer um único *nipple* ou como o último (mais profundo) e F (seletivo), quando podem ser instalados vários *nipples* seletivos de mesmo tamanho numa mesma coluna;

c) O *packer* de produção é o equipamento que promove a vedação do espaço anular entre o revestimento e a coluna de produção, em uma determinada profundidade; serve para compor a primeira barreira de segurança, conjuntamente com a DHSV; protege o revestimento (acima dele) contra pressões da formação e fluidos corrosivos; e possibilita a injeção controlada de gás, pelo anular, nos casos de elevação artificial por gás *lift*, por exemplo;

d) A operação de canhoneio é fundamental na completação de poços petrolíferos que tem como função comunicar o reservatório ao poço por meio de cargas explosivas, permitindo viabilizar a produção de fluido de formações em poços que se encontram revestidos, agregando mais estabilidade à completação e proporcionar seletividade na produção, devido aos diversos níveis da formação onde ocorrem os disparos do canhão.

Por fim, segundo os dados da ANP (2016), as unidades de produção de petróleo e gás natural do campo são do tipo Bombeio de Cavidade Progressiva (BCP) e Bombeio Mecânico (BM). Por isso, esses métodos de elevação foram descritos.

a) O bombeio mecânico é um método de elevação artificial que é utilizado em uma instalação terrestres (*onshore*) sendo considerado umas das primeiras técnicas utilizadas na indústria do petróleo. Consiste em uma unidade motora instalado na superfície. No poço, uma bomba de fundo é operada por hastes, acionada pela unidade de superfície. Por um processo de pistoneio do poço, pelo movimento alternativo das hastes, o óleo é produzido (CORRÊA, 2003). As estruturas de uma unidade de bombeio mecânico em relação aos seus principais componentes são: unidade de bombeio, motor, coluna de hastes e bomba de fundo;

b) O sistema de bombeio de cavidade progressiva (BCP) consiste em uma bomba de fundo composta de duas partes principais, o rotor e o estator. A ação de bombeio decorre do movimento rotativo do rotor dentro do estator (ASSMANN, 2008). O BCP trabalha com uma coluna de hastes que transmite o movimento de rotação de um motor/cabeçote na superfície para o rotor. O rotor girando no interior do estator gera uma série de cavidades idênticas que deslocam os fluídos da sucção para a descarga (NASCIMENTO, 2005).

A estimativa do custo da completção dos poços 1-PDM-1-SE, 3-PDM-7-SE e 6-PDM-8-SE estão apresentadas na Tabela 5 e a escolha dos equipamentos foi baseada na composição esquemática do poço-coluna da UN-RNCE Suporte Técnico elaborada por Carlos Francisco em 2006.

Tabela 5 – Estimativa de Custo da Completção dos Poços 1-PDM-1-SE, 3-PDM-7-SE e 6-PDM-8-SE

<b>Equipamentos</b>	<b>1-PDM-1-SE</b>	<b>3-PDM-7-SE</b>	<b>6-PDM-8-SE</b>
Árvore de Natal	61.976,74	61.976,74	61.976,74
Adaptador	13.634,88	13.634,88	13.634,88
Cabeça de Produção	71.893,02	71.893,02	71.893,02
Suspensor de Produção	4.958,14	4.958,14	4.958,14
Tubo de Produção 2.7/8" NU	16.231,41	11.096,99	29.812,80
Nipple de Assentamento	1.735,35	1.735,35	1.735,35
Packer de Produção	19.832,56	19.832,56	19.832,56
Unidade de Bombeio Mecânico	283.853,49	-	-
Conjunto BCP e acessórios	-	223.116,28	223.116,28
Serviço de Canhoneio	54.797,36	54.797,36	54.797,36
<b>Total (R\$)</b>	<b>528.912,95</b>	<b>463.041,32</b>	<b>481.757,13</b>
<b>US\$</b>	<b>99,233.20</b>	<b>86,874.54</b>	<b>90,385.95</b>

Fonte: Dados dos Autores (2021).

O poço 1-PDM-1-SE, segundo os dados da ANP (2016), esteve fechado entre 16/03/70 e 26/04/81 e quando voltou a produzir foi equipado com bombeio mecânico (bomba inicialmente à profundidade de 925 m). A produção foi praticamente

nula, apesar de indicação de surgência com baixa vazão pelo anular. A deficiência do bombeio foi associado a um problema de lama no fundo do poço e a bomba foi deslocada para 200 m acima dos canhoneados. E os poços 3-PDM-7-SE e 6-PDM-8-SE produziram de 2017 a 2020, utilizando a unidade de produção do tipo BCP. No caso do poço 3-PDM-7-SE, a estimativa do custo foi feita, considerando o segundo *design*, após a recompletação. Além disso, de acordo com a profundidade de cada poço, o quantitativo dos tubos de produção foi igual a 98, 67 e 180 para os poços 1-PDM-1-SE, 3-PDM-7-SE e 6-PDM-8-SE, respectivamente.

Dessa forma, o custo da completação dos poços 1-PDM-1-SE, 3-PDM-7-SE e 6-PDM-8-SE, considerando as informações acima e os *designs*, apresentaria um valor igual a R\$ 528.912,95, R\$ 463.041,32 e R\$ 481.757,13, respectivamente.

## 4 CONCLUSÕES

A partir do levantamento de dados do campo de Tigre, incluindo as informações da litologia e dos aspectos de completação, foi possível elaborar os esquemas dos poços: 1-PDM-1-SE, 3-PDM-7 SE e 6-PDM-8-SE, considerando a descida do revestimento, cimentação e completação através do *software i-Handbook*.

O poço 1-PDM-1-SE apresentou três fases, com a descida dos revestimentos condutor de 20", de superfície de 13 3/8" e de produção de 5 1/2" com posterior cimentação após cada revestimento. Esse poço estava equipado com unidade de bombeio mecânico e, por isso, o custo estimado da completação foi de R\$ 528.912,95.

No poço 3-PDM-7-SE, dois esquemas foram elaborados mudando apenas o intervalo canhoneado. O *design* desse poço apresentou três fases com diâmetro das brocas iguais a 17 1/2", 12 1/4" e 8 3/4" e revestimentos de 13 3/8", 10 3/4" e 7", respectivamente. Esse poço foi completado, considerando os equipamentos de superfície, coluna de produção e conjunto BCP e acessórios, apresentando um custo igual a R\$ 463.041,32. Considerando a produção acumulada de 7,31 óleo bbl/dia e o valor da cotação do barril de petróleo do dia 25 de maio de 2021, igual a US\$ 68,65, então esse poço recuperaria seu investimento em menos de um ano.

Por fim, o poço 6-PDM-8-SE apresentou quatro fases, com a descida dos revestimentos condutor, superfície, de produção e o *liner* de produção de 5 1/2". Esse poço foi completado considerando os equipamentos de superfície, conjunto BCP e acessórios, serviços de canhoneio no intervalo de 1.648 a 1.662,5 metros de profundidade, nipples de assentamento e cerca de 180 tubos de produção do tipo 2.7/8" NU. O custo total estimado equivale a R\$ 481.757,13, cerca de US\$ 90,385.95.

## REFERÊNCIAS

ANJOS, J. L.; ARANHA, P. E.; MARTINS, A. L.; OLIVEIRA, F. L.; GONÇALVES, C. J.; SILVA, D. R.; DUDEK, C. L.; LIMA, C. B. **Digital twin well integrity with real time surveillance**. Offshore Technology Conference. Texas, USA, 2020.

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Bacia de Sergipe - Alagoas**. 2020. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/exploracao-producao/dt/maps/bacia-sergipe-alagoas-mar.pdf>. Acesso em: 26 de março de 2021.

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Boletim Sigep**. 2020. Disponível em: <http://app.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/sigep/consulta-producao-mensal-hidrocarbonetos/consulta.xhtml>. Acesso em: 2 abr. 2021.

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Planos de Desenvolvimento do Campo de Tigre**. 2016. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/planos\\_desenvolvimento/Tigre.pdf](http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Tigre.pdf). Acesso em: 19 mar. 2021.

ASSMANN, B. W. **Estudo de estratégias de otimização para poços de petróleo em elevação por bombeio de cavidades progressivas**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

CORRÊA, Oton Luiz Silva. **Noções sobre exploração, perfuração, produção e microbiologia**. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

COSTA, D. B.; BARBOSA, G. B. S.; MELO, T. Q. **Correlações de poços onshore a partir da interpretação de perfis elétricos**. Maceió: Centro Universitário Tiradentes, UNIT/AL, 2020.

DA SILVA, C. A., DE OLIVEIRA, A. L. C., LIMEIRA, V. Estudo dirigido da completação do poço BCS.S.O.75.Dp localizado na Bacia Potiguar. **Caderno De Graduação - Ciências Exatas E Tecnológicas - UNIT - ALAGOAS**, v. 5, n. 3, p. 61, 2019. Disponível em: <https://periodicos.set.edu.br/fitsexatas/article/view/7232>. Acesso em: 25 abr. 2021.

FRANCISCO, Carlos. **UN-RNCE Suporte Técnico**. 2006.

GOMES, J. S., ALVES, F. B. **O universo da indústria petrolífera: da pesquisa à refinação**. Fundação Calouste Gulbenkian, 1 janeiro 2011.

JAHN, F.; COOK, M.; GRAHAM, M.; FERREIRA, Doneivan. **Introdução à exploração e produção de hidrocarbonetos**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012. p. 53-55.

NASCIMENTO, J. M. A. **Simulador computacional para poços de petróleo com método de elevação artificial por bombeio mecânico**. 114 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2005.

RENPU, Wan. **Engenharia de completção de poços**. 3. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

ROCHA L. AZEVEDO C. **Projeto de poços de petróleo - geopressões e assentamento de colunas de revestimento**. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2009.

RODRIGUES, R. H. C. **Interpretação dos perfis elétricos do poço 7-prof-38-al aplicada ao projeto de completção**. Maceió: Centro Universitário Tiradentes, UNIT-AL, 2018.

SANTOS, T. G. **Estudo e realização de projeto de perfuração até a completção com estimulação por fraturamento hidráulico em poços de petróleo**. Rio Grande do Norte: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2014.

SCHLUMBERGER. **Oilfield Glossary**. 2021. Disponível em: <https://glossary.oilfield.slb.com/>. Acesso em: 25 abr. 2021.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência; Petróbras, 2004.

---

**Data do recebimento:** 25 de novembro de 2021

**Data da avaliação:** 10 de dezembro de 2021

**Data de aceite:** 12 de dezembro de 2021

---

---

1 Acadêmico do curso de Engenharia de Petróleo – UNIT/AL. E-mail: claudio.melo@souunit.com.br

2 Acadêmica do curso de Engenharia de Petróleo – UNIT/AL. E-mail: keniadmf@hotmail.com

3 Acadêmico do curso de Engenharia de Petróleo – UNIT/AL. E-mail: valdenildo.silva@souunit.com.br

4 Doutora; Professora dos Cursos das Engenharias – UNIT/AL. E-mail: vanessa.limeira@gmail.com