

COMPLETAÇÃO DE POÇOS: UM ESTUDO DE CASO DE *UPER* *COMPLETION, SAND FACE COMPLETION* E EQUIPAMENTOS DE SUBSUPERFÍCIE EM RESERVATÓRIO CARBONÁTICO

Thalys Gean Maciel Martins ¹
Thiago Malheiro Leitão ²
Troner Assenheimer De Souza ³

RESUMO

O presente artigo aborda os principais aspectos da etapa de completção, pautado no estudo de caso de um reservatório carbonático *offshore*, ressaltando a complexidade das operações que estão associadas a diversos fatores inerentes ao reservatório. É demonstrada a necessidade do conhecimento acerca das principais características do reservatório, para que a abordagem e os procedimentos da completção ocorram de forma segura e eficiente. Essa análise foi estruturada em três etapas: características de reservatório, levantamento bibliográfico e desenvolvimento da solução. Ademais, ela é realizada com enfoque principal na completção das seções de *uper completion*, *sand face completion* e equipamentos de subsuperfície, como Árvore de Natal, Suspensor de Coluna, Válvula DHSV, entre outros.

Palavras-chave: Completção de Poços; *Uper Completion*; *Sand face Completion*; Árvore de Natal; Engenharia de Petróleo.

1. INTRODUÇÃO

As operações do setor de petróleo possuem um ciclo de vida bem definido, desde a exploração, passando pelo desenvolvimento, produção e abandono do poço. Em meio a esse ciclo, sabe-se que ao terminar a perfuração do poço existe a necessidade de realizar a completção do mesmo, etapa em que é montada a estrutura necessária para a produção de hidrocarbonetos, ou seja, trazer o fluido à superfície de forma controlada, segura e monitorada pelos equipamentos do poço.

A complexidade da completção é associada a diversos fatores, tais como: litologia, características geológicas, pressão do reservatório, a presença ou não de água de produção, a

¹ Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal Fluminense - UFF, tgean@id.uff.br;

² Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal Fluminense - UFF, thiagomalheiro@id.uff.br;

³ Professor orientador. Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Química e de Petróleo - UFF, troneras@id.uff.br.

existência ou não de múltiplas zonas de produção, localização (*onshore* ou *offshore*) e energia de elevação. Logo, é essencial conhecer as principais características do reservatório, a fim de garantir a abordagem mais adequada para cada situação.

Antecedentemente, para a realização do projeto de completção, são feitos estudos e avaliações das formações, por intermédio da perfilagem a poço aberto, com objetivo de analisar as características geológicas do reservatório. Essa análise é responsável por formar a base para a seleção do tipo de completção, a fim de determinar os tipos de revestimentos a serem usados, o tipo de cimento que será submetido, a profundidade da zona produtora a ser canhoneada, entre outros fatores (THOMAS, 2011).

O projeto de completção deve buscar a otimização da vazão de produção e garantir uma longa vida útil para o poço, como também evitar possíveis *workovers*. O projeto de completção é, geralmente, responsável por toda a vida produtiva do poço, seu investimento é elevado, necessitando de planejamentos criteriosos e uma cuidadosa análise econômica (THOMAS, 2001).

O presente artigo tem como objetivo focar na etapa de completção para um poço carbonático offshore, a fim de defini-la em um âmbito técnico, levando em consideração os parâmetros de segurança na operação, proteção ao meio ambiente, escape de gás na atmosfera e o bom gerenciamento do reservatório. Essa análise será pautada na decisão do conjunto de operações adequadas para a realização das seções de *uper completion*, *sand face completion* e equipamentos de subsuperfície.

2. METODOLOGIA

Considerando a estruturação do trabalho, dividiu-se o foco do estudo em três etapas: características de reservatório (Tabela 1) referentes ao estudo de caso, levantamento bibliográfico para avaliação do projeto e desenvolvimento de soluções. O levantamento bibliográfico, foi realizado a partir de artigos, teses e trabalhos de conclusão de curso obtidos nas bases Scopus, Science Direct e OnePetro. Além disso, foram utilizadas consultas às práticas adotadas pela Petrobras.

Tabela 1: Características do Sistema Analisado

Parâmetros	Atributos
Tipo de fluido	Gás condensado
Litologia	Carbonática
Natureza da Rocha	Rocha reservatório

Geologia	Consolidada
Complexidade Geologica	Compartimental
Localização	<i>Offshore</i>
Tipo de Poço	Surgente
Pressão	Alta
Energia de elevação	Capa de gás

Fonte: Dados dos autores

3. DISCUSSÕES

3.1. Condições do reservatório

3.1.1. Tipo de fluido: gás condensado

Hidrocarboneto líquido dissolvido em gás natural saturado que sai da solução quando a pressão cai abaixo do ponto de orvalho. Encontra-se originalmente na forma gasosa e apresenta formação líquida dependendo das condições do reservatório ou na superfície (OILFIELD, 2021).

3.1.2. Litologia: carbonática

As rochas carbonáticas são rochas sedimentares constituídas predominantemente por calcita e/ou dolomita. Podem ainda conter impurezas como matéria orgânica, silicatos, fosfatos, sulfetos, sulfatos, óxidos e outros. O principal problema da maioria dos reservatórios carbonáticos é a falta de continuidade da porosidade em grandes distâncias, além disso, as fraturas providenciam a melhor forma de porosidade contínua e de permeabilidade. Esse tipo de reservatório pode ser encontrado em acumulações do Pré-Sal, na Bacia de Santos.

3.1.3. Natureza da Rocha: rocha reservatório

Um corpo subterrâneo de rocha com porosidade e permeabilidade suficientes para armazenar e transmitir fluidos. As rochas sedimentares são as rochas reservatório mais comuns porque têm mais porosidade do que a maioria das rochas ígneas e metamórficas e se formam em condições de temperatura nas quais os hidrocarbonetos podem ser preservados. Um reservatório é um componente crítico de um sistema petrolífero completo. (OILFIELD, 2021)

3.1.4. Rocha: consolidada

Compactação e cimentação de sedimentos até o grau em que se tornam uma rocha coerente e relativamente sólida. As consequências típicas da consolidação incluem um aumento na densidade e velocidade acústica e uma diminuição na porosidade. (OILFIELD, 2021)

3.1.5. Complexidade geológica: compartimental

Refere-se a caracterização do reservatório, ou seja, o segmento produtivo de um campo de petróleo ou gás que não está em comunicação fluida com o restante do campo. Os compartimentos produtivos podem ficar isolados no momento da acumulação por processos deposicionais ou ficar isolados após a deposição e soterramento por diagênese ou por alterações estruturais, como falhas (OILFIELD, 2021).

3.1.6. Energia de elevação: capa de gás

Em reservatórios com capa de gás, a zona de óleo é colocada em produção e a zona de gás é preservada, pois é a principal fonte de energia para a produção. A capa de gás é formada pela fase vapor do hidrocarboneto que se acumula na parte mais alta do meio poroso. Quanto maior a quantidade de gás, por mais tempo a pressão será mantida em um nível mais alto.

3.1.7. Tipo de poço: surgente

A elevação natural ocorre quando a pressão do reservatório é suficiente para que o fluido alcance livremente a superfície, utilizando a própria energia do reservatório, não sendo necessária uma energia adicional para que isto aconteça. No caso aqui analisado, para tanto, a pressão do reservatório é alta. (OILFIELD, 2021)

3.2. Soluções identificadas

3.2.1. *Sand-face Completion*

Para a etapa de *sand-face completion* optou-se por utilizar a completção revestida e perfurada. Essa categoria de completção foi escolhida por diversos motivos, uma vez adequada ao problema analisado, que serão explicitados adiante.

Por se tratar de um poço perfurado em um reservatório de gás condensado e alta pressão, além de sua energia de elevação ser por capa de gás, pressupõe-se que a vazão de hidrocarbonetos será alta e sua elevação será natural, sendo caracterizado como um poço surgente. Dessa forma, a escolha de categorias onde a completção do poço é aberta pode ser

desconsiderada, uma vez que o controle de gás e água nesses tipos de completação é dificultado, acarretando riscos à instalação. Já a completação revestida é ideal para poços surgentes, pois oferece maior controle sobre a produção, favorecendo a segurança da instalação.

Outro ponto interessante de se analisar é a provável necessidade futura do uso de técnicas de estimulação para intensificar a produção de hidrocarbonetos. Caso fosse escolhida uma completação aberta para a situação analisada, a implementação de estimulação seria dificultada, influenciando negativamente na vida útil do poço. Sendo assim, já que o reservatório avaliado é composto por carbonatos, uma rocha que geralmente é submetida aos processos de estimulação em estágios avançados, encontrou-se mais um indício para a escolha de completação revestida para o poço estudado.

Além disso, a completação revestida e perfurada não possui restrição acerca do tipo de reservatório em que será implementada. Sendo assim, a completação em questão atende às necessidades do reservatório carbonático. Ademais, técnicas de completação para controle de areia não foram implementadas no projeto, já que o reservatório é consolidado e carbonático.

Quanto ao tipo de revestimento a ser implementado no projeto, a fim de garantir a seletividade de produção de fluidos e da injeção de produtos químicos, optou-se por escolher o revestimento canhoneado.

3.2.2. Uper Completion

Para o *uper completion*, a escolha de completação sem tubulação foi logo descartada devido ao perigo que essa categoria oferece à instalação. Por se tratar de um reservatório de alta pressão, não seria indicado utilizar uma completação sem tubulação, uma vez que o revestimento de produção e a cabeça do poço estariam expostos à alta pressão do reservatório. Outro detalhe importante é que os reservatórios carbonáticos, localizados no território brasileiro, possuem produtos com alto teor de contaminantes em suas composições, o que prejudicaria o revestimento por erosão e corrosão, causando problemas de integridade.

Caso a completação superior fosse realizada apenas com tubulação, sem a utilização de *packer*, ainda seria considerado um problema, visto que o revestimento e a cabeça de poço ainda estariam expostos à alta pressão do reservatório. Além disso, como foi pressuposto anteriormente que o poço em questão é surgente, sabe-se que o uso de *packer* é solicitado, sendo até mesmo considerado um item obrigatório pelo Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços (SGIP) da Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural (ANP).

Com a implementação do *packer*, problemas como a exposição do revestimento e da cabeça de poço à alta pressão do reservatório, além de problemas como a erosão e a corrosão do revestimento são resolvidos. O *packer* poderia ser instalado em configuração *mono-bore*, já que essa configuração facilita a realização de *workovers*. A configuração *mono-bore* consiste em equipar o poço com apenas um diâmetro, desde a árvore de natal até a formação produtora. Essa configuração permite que as intervenções futuras (restauração/ estimulação) ocorram sem a necessidade de retirar a árvore de natal e nem a coluna de produção. Esta tecnologia é indicada para poços que atravessam diversas zonas de interesse, ou onde é previsto isolamento de canhoneados devido à chegada de água na formação. Como é esperado que sejam realizados procedimentos de estimulação em momentos futuros no poço em questão, facilitar o *workover* é de grande importância.

O *uper completion* também poderia ser feito por meio de tubulação de produção de coluna única completada em zonas múltiplas do reservatório, até mesmo para fazer uso da completação inteligente. Tal escolha seria interessante, pois o reservatório analisado possui complexidade geológica compartimental, ou seja, o campo o qual faz parte o reservatório está dividido em compartimentos separados e empilhados verticalmente. Nesse tipo de configuração utiliza-se um conjunto de *packers* que servem como isolantes para cada zona de produção, cumprindo a exigência de implementação de *packer* pelo SGIP. Essa categoria, no entanto, apresenta a desvantagem de difícil intervenção nas zonas que estão atrás do tubo, podendo dificultar futuras estimulações, exigindo uma instalação ótima da tubulação a fim de mitigar tal problema.

Dessa forma, avaliando os prós e contras das duas opções propostas frente ao projeto em questão, escolheu-se a opção de tubulação de produção de coluna única completada em zonas múltiplas do reservatório. Essa escolha se deve à facilidade de produção de mais de uma zona de interesse de forma independente entre si, permitindo o controle dos fluidos que estão sendo produzidos. Esse controle implica na facilidade operacional de se alterar a zona de produção com a abertura ou fechamento, de acordo com os interesses da empresa e questões regulatórias. Além disso, apesar da dificuldade de intervenção nas zonas que estão atrás do tubo, *workovers* nas regiões de produção são relativamente fáceis, favorecendo futuras ações de estimulação.

3.2.3. Segurança

A segurança para a etapa de produção de um poço é um tópico de extrema importância. No caso do poço *offshore*, problemas com a integridade do poço ou perda do controle de produção podem ocasionar diversas complicações ao projeto, culminando, até mesmo, no fechamento do poço ou em questões ambientais. Dessa forma, por meio de obrigatoriedade imposta por normas, as instalações de um poço devem dispor de duas barreiras de segurança durante toda a sua vida produtiva, como também na instalação e em momentos de intervenções (GARCIA, 1997).

As duas barreiras de segurança atuam de maneira independente, de tal forma que caso uma barreira venha a apresentar falhas em algum de seus componentes, a outra barreira não será comprometida, podendo atuar em uma possível situação de perigo (GARCIA, 1997). Dependendo do tipo de reservatório a ser produzido, a configuração de equipamentos pode ser adaptada, a fim de otimizar economicamente o projeto. No caso do poço aqui analisado, foi escolhida uma configuração bastante conservadora, uma vez que está localizado em águas profundas, além de apresentar alta pressão e produtos com alto teor de contaminantes, requerendo um nível de segurança elevado.

A primeira barreira de segurança pode ser composta, por exemplo, por *packers* e tubo de produção, mencionados anteriormente, pela válvula de segurança denominada DHSV e por revestimento de produção com cimentação ótima. Já a segunda barreira de segurança pode ser composta por Suspensor de Coluna e Árvore de Natal, além de *housing* (alojador de alta pressão) (GARCIA, 1997).

3.2.4. Equipamentos

3.2.4.1. *Packers*

Como dito anteriormente, a escolha da utilização de um conjunto de *packers* se deve ao tipo de completação para zonas múltiplas admitido para o projeto, permitindo a produção seletiva de várias zonas por uma única coluna de produção. Além disso, o *packer* irá proteger o revestimento acima dele da alta pressão do reservatório, como também proteger o revestimento dos contaminantes corrosivos presentes no produto proveniente do reservatório.

O tipo de *packer* adequado para o cenário analisado é o *packer* permanente recuperável, já que possibilita grande segurança à instalação por suportar alta pressão, além de ser um equipamento versátil, facilitando possíveis *workovers*. Apesar do *packer* recuperável também oferecer versatilidade à coluna, essa escolha não é adequada para situações de alta pressão.

Outra escolha bastante interessante seria o *packer* multicoluna, uma vez que a completação escolhida no projeto é a de zonas múltiplas, logo os *packers* de coluna simples, dupla e triplas poderiam respeitar a separação entre as zonas.

Dessa forma, para o projeto em questão optou-se por utilizar *packers* permanentes recuperáveis em configuração de multicoluna, com assentamento hidráulico.

3.2.4.2. Válvula de Segurança de Subsuperfície (DHSV)

A DHSV funcionará como uma barreira mecânica de segurança, a fim de evitar erupções ou fluxos descontrolados no poço, caso ocorra falhas nos outros equipamentos de segurança. Quando o poço está em situação de produção, a DHSV deve ficar aberta, porém em outras ocasiões ela encontra-se fechada (PETROBRAS, 1999).

Optou-se por instalar a DHSV de forma enroscada na coluna, método também conhecido como *tubing mounted*, por ser uma técnica mais confiável, além de apresentar menor restrição ao fluxo. A escolha é mais custosa frente às outras opções disponíveis no mercado, porém por se tratar de um poço *offshore*, deve-se prezar pela segurança da instalação, meio ambiente e funcionários acima do viés financeiro.

Além de ser instalada por *tubing mounted*, a DHSV será controlável, sendo acionada por meio de duas linhas de controle e um mecanismo para mau funcionamento, caso ocorra problemas no canal de informação, garantindo o fechamento da válvula. As duas linhas de controles são necessárias em poços *offshore* uma vez que pode ocorrer o entupimento do equipamento, prejudicando a produção e requerendo uma intervenção não planejada. A configuração da DHSV é naturalmente fechada e é aberta por meio de uma linha de pressão hidráulica (linha de controle). Outra característica da válvula é que ela será auto-equalizável, não necessitando de fonte externa para equalizar as pressões no poço para abertura da mesma.

3.2.4.3. Árvore de Natal

Considerando que o reservatório analisado é composto por rocha carbonática e que os reservatórios carbonáticos localizados em território marítimo brasileiro são, em sua maioria, em águas profundas ou ultraprofundas, pressupõe-se que o poço a ser completado se encontra em grandes profundidades de lâmina d'água. Além disso, outro indício que fortalece a teoria de que o poço está localizado em águas profundas é a rocha ser consolidada, já que a consolidação depende de fatores como pressão ótima, tempo de deposição e organização estrutural. Tais

fatores se relacionam com estratos geológicos depositados abaixo de profundas lâminas d'água.

A partir da consideração do poço estar localizado em águas profundas, logo foi desconsiderada a opção de Árvore de Natal Convencional (ANC). A ANC é utilizada normalmente em poços perfurados *onshore* ou em águas rasas, uma vez que é possível trazer a cabeça do poço para a superfície, instalando-a na plataforma (GARCIA, 1997). Para a ocasião do poço projetado, optou-se por instalar uma Árvore de Natal Molhada (ANM), já que o reservatório se encontra em águas profundas. O custo de manutenção da produção para a ANM, no entanto, é maior quando comparado com a ANC.

As ANM são classificadas de acordo com o modo de instalação do equipamento e com a conexão das linhas de produção e controle. Dessa forma, a ANM utilizada foi a *diverless guidelineless* (GLL), devido ao poço estar localizado em águas profundas. É válido salientar que a escolha do GLL foi sustentada também pela configuração dispor de interface para operações com *Remotely Operated Vehicle* (ROV), que resumidamente trata-se de um robô bastante utilizado em manutenções e intervenções no poço.

3.2.4.4. Suspensor de Coluna

O Suspensor de Coluna é projetado para suportar o peso suspenso da coluna de tubulação, como também qualquer tipo de tensão ou força adicional. Esse item tem relação intrínseca com a Cabeça de Poço e a Árvore de Natal (GARCIA, 1997). Sendo assim, caso fosse escolhida uma ANC para compor a lista de equipamentos a serem instalados na completção do poço analisado, o Suspensor de Coluna adequado para a situação seria o *extended neck*. O *extended neck* é normalmente utilizado em poços surgentes e, como exemplo de implementação em projetos, pode-se citar suspensores de coluna desse tipo instalados em poços da Bacia de Campos.

No projeto aqui apresentado, no entanto, optou-se por utilizar a ANM. Tal escolha abre precedentes para duas opções: o uso de Suspensor de Coluna embutido na ANM ou utilizar o *tubing hanger*. A implementação do *tubing hanger* tem função de otimizar a completção do poço, além de suportar o peso suspenso da tubulação e fazer vedação para o anular, por meio da válvula de dupla vedação, desprezando a necessidade de *plug*. Ele pode ser instalado separadamente da ANM, facilitando questões logísticas no projeto de completção do poço. Devido ao modo de instalação da ANM e ao tipo de conexão das linhas de controle e de produção, uma vez definido como GLL, a natureza do suspensor escolhido seria excêntrica.

Dessa forma, a fim de garantir maior nível de segurança para a instalação e evitar complicações futuras com possíveis intervenções, além de conferir flexibilidade de planejamento ao projeto, optou-se por utilizar o *tubing hanger* excêntrico. Vale ressaltar que, geralmente, a escolha da Cabeça de Poço, da Árvore de Natal e do Suspensor de Coluna advém do mesmo fornecedor, já que as conexões são padronizadas para o perfeito encaixe. Caso opte por equipamentos provenientes de diferentes fornecedores, o uso de adaptadores, comumente chamados de *adapter bushing*, será necessário.

3.2.4.5. Nipple de Assentamento

O *Nipple* de Assentamento é utilizado para permitir o acesso de ferramentas como o *wireline* e o flexitubo, além de selar a coluna da tubulação quando necessário. Esse equipamento é amplamente utilizado em projetos de completação de poços, porém possui basicamente dois tipos de configuração: *Nipple R* (*no-go*), também conhecido como *Nipple* não seletivo, e o *Nipple F*, também conhecido como *Nipple* Seletivo (GARCIA, 1997).

O *Nipple F* possui a vantagem de instalação de diversos *nipples* ao longo da coluna, já o *Nipple R* possui certa limitação nesse quesito, uma vez que a cada *Nipple R* adicionado à coluna significa reduzir o diâmetro interno da completação. Dessa forma, optou-se por utilizar o *Nipple F* no projeto aqui analisado, já que se pretende adicionar alguns *nipples* ao projeto para diferentes finalidades.

O *tubing hanger* já possui um *Nipple F* acoplado em sua estrutura, auxiliando na ação de tampar o poço, a fim de funcionar como uma das duas barreiras mecânicas necessárias para a retirada do *Blow Out Preventer* (BOP), para posterior instalação da ANM. Foi escolhido adicionar um outro *nipple* para instalação de *chokes* no fundo do poço, já que esse equipamento é responsável por facilitar a produção simultânea de duas ou mais zonas com diferentes pressões. As *chokes* contribuem para a completação inteligente, configurando uma boa estratégia para enfrentar a complexidade geológica da formação.

As válvulas *chokes* irão contribuir para o funcionamento de válvulas de fluxo, equipamentos necessários para a implementação da configuração idealizada no projeto, uma vez que se deseja realizar uma completação de múltiplas zonas. Dessa forma, com a implementação das válvulas de fluxo, é excluída a necessidade de se instalar camisas deslizantes, equipamentos que costumam oferecer problemas para a instalação em estágios futuros de produção.

Por fim, foi pensando em adicionar um *nipple* para instalação de medidores (*permanente down-hole gage* - PDG) com o intuito de monitorar a temperatura e pressão do reservatório, por exemplo. Esses dados do reservatório, quando precisos e atualizados, facilitam as ações de intervenção do poço, visto a importância dessas informações para o *well-kill* antes do *workover*.

3.2.4.6. Mandris de Injeção Química

São utilizados para injetar produtos químicos como inibidores de incrustação, de parafina e de corrosão, como também a injeção de metanol para prevenção e dispersão de hidratos (SOUZA, 2021). A instalação de mandril de injeção química no projeto em questão é de suma importância por diversos motivos: proteger os equipamentos expostos ao fluido da corrosão, evitar a incrustação de calcita e evitar formação de hidrato na tubulação. O mandril será instalado com válvulas de retenção, uma vez que o fluido produzido no poço é gás, configurando fácil transporte, podendo entrar no anulo.

Como dito anteriormente, o fluido que será produzido pelo poço que está sendo aqui projetado possivelmente possui altos teores de contaminantes em sua composição, podendo causar problemas ao sistema. Dessa forma, torna-se extremamente importante a criação de um meio a fim de proteger os equipamentos expostos ao fluido.

Outro ponto de grande relevância é a litologia da formação em que o poço está sendo instalado. Nesse caso o reservatório é carbonático, logo é natural a deposição de sais dessa natureza, ainda mais quando relacionado com o alto teor de cálcio normalmente observado nesse tipo de formação, presente em forma de calcita. Dessa forma, a fim de mitigar as complicações causadas pela incrustação da calcita, fortalece a necessidade de instalação de mandril de injeção química.

Pode ocorrer também a formação de hidrato na tubulação, uma vez que a produção no poço projetado é para fluido gasoso. Devido à alta pressão do reservatório, torna-se possível a presença de partículas de água em meio ao gás, como também a criação de cones de água em estágios mais avançados de produção.

3.2.4.7. Linhas de Controle

A adição de linhas de controle no projeto será necessária por alguns motivos: linhas de controle hidráulico e linhas de injeção química (SOUZA, 2021). As linhas de controle hidráulico são necessárias para operar a DHSV, já as linhas de injeção química são necessárias para adição de produtos químicos, a fim de garantir a boa eficiência do poço.

As linhas de controle serão instaladas com o auxílio do suporte de grampos de linha de controle de aço fundido dedicados, a fim de protegê-las durante a execução da completação, como também ao longo da vida produtiva do poço. Esse tipo de grampo foi escolhido, em detrimento dos demais, uma vez que ele oferece menos problemas para a instalação, como fadiga ou bloqueios.

4. CONCLUSÃO

Sabe-se que as soluções desenvolvidas para a completação de poços não seguem um padrão bem definido. Reservatórios com características muito parecidas podem ser completados de formas diferentes, desde que respeitem as exigências de segurança e produtividade do projeto em questão. Dessa forma, o presente artigo propôs uma solução de completação para as seções de *uper completion*, *sand face completion* e equipamentos de subsuperfície em meio a um universo de outras possibilidades cabíveis.

Salienta-se, ainda, que nos últimos anos houve um aumento crescente na produção em reservatórios carbonáticos, devido às acumulações do pré-sal. É válido, portanto, a comparação entre as diversas estratégias utilizadas para a completação de poços em reservatórios carbonáticos, a fim de desenvolver melhores planejamentos, visando a segurança dos operadores e do meio ambiente, além de otimizar o retorno financeiro do projeto.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GARCIA, José Eduardo de Lima. **A Completação de Poços no Mar**. São Paulo: Centro de Desenvolvimento de Recursos Humanos Norte-Nordeste, 1997. 164p.

OILFIELD Glossary. Schlumberger Limited, 2021.

PETROBRAS. **Sonda de perfuração e principais equipamentos de operação**: principais equipamentos de superfície e subsuperfície de poço de petróleo. Salvador: Universidade Corporativa - Ba, 1999. 234 p.

SOUZA, Troner Assenheimer de. **Notas de Aula de Completação de Poços: Equipamentos de Subsuperfície para o Controle de Poços**. Niterói: Universidade Federal Fluminense, 2021. slides, color.