DOI: 10.47094/COBRAMSEG2026.5/54

Dimensionamento de Fundações de Poços de Petróleo Submarinos

Bruno Sergio Pimentel de Souza
Engenheiro de Petróleo, Petrobras, Macaé, Brasil, brunosergio@petrobras.com.br

Ricardo Magalhães Pioli
Engenheiro de Petróleo, Petrobras, Vitória, Brasil, ricardopioli@petrobras.com.br

João Marcos Bastos Vieira
Engenheiro de Petróleo, Petrobras, Macaé, Brasil, joao.m.vieira@petrobras.com.br

Fabio Sawada Cutrim
Engenheiro de Petróleo, Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil, fabiosawada@petrobras.com.br

Lucio Flavio Rocha Carvalho
Engenheiro Geotécnico, Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil, lucio.flavio@petrobras.com.br

Rafael Dias
Engenheiro de Petróleo, Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil, rafael_dias@petrobras.com.br

Edgard Gurgel do Amaral Arduíno
Engenheiro de Petróleo, Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil, edgard.gurgel@petrobras.com.br

Paulo Michel Drubi de Queiroz Pinheiro
Engenheiro de Petróleo, Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil, drubi@petrobras.com.br

RESUMO: A fundação de poços de petróleo submarinos desempenha papel fundamental na integridade estrutural e na segurança das operações de perfuração e produção, sendo responsável por suportar os carregamentos ao longo de todo o ciclo de vida do poço. Este artigo apresenta uma revisão dos principais tipos de fundações de poços submarinos atualmente utilizados no Brasil, com foco nos métodos de início de poço perfurado e cimentado, jateado e Base Torpedo. São discutidos os critérios de projeto e as metodologias de cálculo da capacidade de carga axial, considerando a interação solo–condutor, as características geotécnicas do solo marinho e as particularidades operacionais associadas a cada método de instalação. O trabalho se fundamenta em práticas consolidadas da indústria, normas técnicas e referências bibliográficas recentes, destacando a influência dos parâmetros operacionais e do efeito de ganho de resistência do solo ao longo do tempo. Ao final, é apresentado um estudo de caso representativo de poço submarino perfurado no Brasil, no qual são comparadas as soluções de fundação quanto à capacidade de carga, requisitos operacionais e implicações no projeto, evidenciando os principais fatores que orientam a escolha do método mais adequado.

PALAVRAS-CHAVE: Fundação, Condutor, Integridade de Poço, Poço Submarino, Geotecnia Offshore

ABSTRACT: Subsea well foundations play a fundamental role in structural integrity and operational safety throughout drilling and production activities, as they are responsible for supporting axial loads over the entire life cycle of the well. This paper presents a review of the main types of subsea well foundations currently used in Brazil, focusing on drill-and-grouted, jetted, and Torpedo Base conductor installation methods. Design criteria and methodologies for axial bearing capacity calculation are discussed, considering soil–conductor interaction, marine soil geotechnical characteristics, and the specific operational aspects associated with each installation technique. The study is based on consolidated industry practices, technical standards, and recent bibliographic references, highlighting the influence of operational parameters and soil strength gain over time on foundation performance. Finally, a representative case study of Brazilian offshore wells is presented,

comparing foundation solutions in terms of bearing capacity, operational requirements, and design implications, emphasizing the key factors that govern the selection of the most suitable method to ensure offshore operational reliability and safety.

KEYWORDS: Foundation, Conductor Casing, Well Integrity, Subsea Well, Offshore Geotechnics

1 INTRODUÇÃO

De forma análoga à engenharia civil, a fundação de um poço de petróleo desempenha papel igualmente essencial, embora inserida em um contexto significativamente distinto em termos de escala, ambiente e complexidade operacional. A perfuração de um poço consiste, de forma macro e bastante resumida, em um processo, repetido quantas vezes forem necessárias, de perfurar, revestir o trecho perfurado e cimentar o revestimento. Cada ciclo destes corresponde a uma fase do poço (Rocha & Azevedo, 2019).Em poços submarinos, a fundação é constituída pelo revestimento condutor e pelo revestimento de superfície (API RP 96), instalados nas duas fases iniciais da construção do poço. Esses elementos são responsáveis por suportar as cargas provenientes do peso próprio dos revestimentos subsequentes, dos equipamentos de perfuração e completação, equipamentos submarinos, esforços térmicos durante a produção/injeção, bem como esforços laterais associados a correntes marinhas, vibrações derivadas dos movimentos da unidade de perfuração e à interação solo–estrutura. Neste artigo serão abordados apenas os carregamentos axiais, assim como a capacidade de carga axial, embora em projeto seja necessário avaliar os carregamentos laterais oriundos da conexão com a sonda de perfuração e a vida a fadiga dos elementos da cabeça de poço e condutor.

Assim como ocorre na construção civil, falhas no dimensionamento das fundações de poços de petróleo podem resultar em consequências severas. No caso dos poços submarinos, tais falhas não se limitam a danos estruturais ou custos de reparo, podendo acarretar a perda da integridade do poço, atrasos significativos nas operações, prejuízos financeiros expressivos e, em situações mais críticas, impactos ambientais e riscos à segurança operacional. Ademais, diferentemente de muitas estruturas civis, intervenções corretivas em poços submarinos são ão extremamente dispendiosas, quando não inviáveis. Nesse contexto, o correto dimensionamento das fundações constitui um dos aspectos mais críticos da engenharia de perfuração, sendo determinante para a confiabilidade e a segurança das operações ao longo de toda a vida útil do poço. O projeto dessas fundações deve considerar não apenas os carregamentos previstos, mas também as características geotécnicas do solo marinho, os métodos de instalação disponíveis, os limites operacionais das unidades de perfuração e os custos associados a cada solução.

Importante ressaltar que há uma diferença no contexto de características geotécnicas em cenário *offshore* quando comparado com o *onshore*. Neste último, em geral os ensaios geotécnicos são executados nas locações onde serão construídas as fundações, ou a poucos metros destas. No caso *offshore* as campanhas geotécnicas acontecem em um momento do projeto de desenvolvimento da produção de um campo em que as locações dos poços ainda não têm coordenadas definitivas, além disso, não seria viável economicamente na maioria dos casos executar um ensaio de piezocone para cada poço, equipamento submarino, duto, âncora etc. Dessa forma, em geral trabalha-se com correlações distantes na ordem de quilômetro das locações, definidas pela área de Geologia por meio de dados sísmicos. Isso traz uma incerteza inerente aos projetos de fundações de poços, quanto a representatividade dos dados geotécnicos nas locações.

Neste artigo são apresentados os principais tipos de fundações de poços submarinos, bem como os critérios e metodologias de dimensionamento atualmente utilizados na indústria, com base em práticas consolidadas, normas técnicas e referências bibliográficas recentes. Este trabalho não tem a pretensão de esgotar o tema, mas dar uma visão geral de uma aplicação prática do tema de fundações para além da construção civil. Ao final também será apresentado um estudo de caso comparando os possíveis tipos de início de poço (tipo de fundação) na etapa de projeto.

2 FUNDAÇÕES DE POÇOS SUBMARINOS

O tipo de fundação de um poço é definido, fundamentalmente, a partir do método de instalação do revestimento condutor – operação conhecida também como início de poço, por se tratar da primeira etapa da construção de um poço. Esse revestimento é o primeiro elemento estrutural instalado no poço e, em conjunto com o revestimento subsequente (de superfície), deverão suportar todas as cargas atuantes ao longo da vida

útil do poço. O método selecionado para o início do poço depende de diversos fatores, tais como os carregamentos previstos, a competência e o perfil estratigráfico do solo marinho, os custos associados à operação e os limites operacionais da unidade de perfuração. A seguir, são apresentados os principais tipos de início de poço, ou fundações, empregados em poços submarinos. A Figura 1 ilustra o esquemático típico de um poço de petróleo com destaque para a fundação (condutor e revestimento de superfície). São apresentadas as colunas de revestimento, e os equipamentos submarinos[1] podem ser representados pela cabeça de poço (*wellhead*)

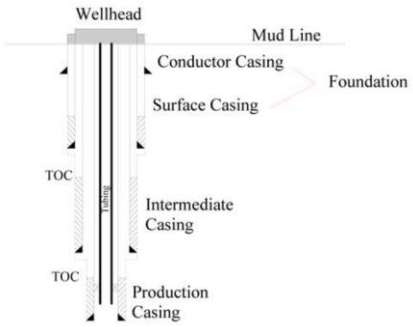


Figura 1. Diagrama esquemático de um poço submarino (Cutrim et al., 2021)

2.1 Perfurado e cimentado

O método perfurado e cimentado (*drill and grouted – D&G*) é o método convencional de início de poço, onde inicialmente é descida uma coluna de perfuração com uma broca com diâmetro ligeiramente maior que o diâmetro do revestimento condutor e perfurada a primeira fase do poço. Em seguida, o revestimento condutor é descido até a profundidade definida e realiza-se a sua cimentação, promovendo o preenchimento do espaço anular entre o condutor e o solo com pasta de cimento e aguarda-se a sua cura. Em algumas situações é possível apoiar o revestimento no fundo do poço e desconectar a ferramenta de instalação, dispensando a necessidade de aguardar pega com a coluna conectada da sonda ao poço, o que reduz em aproximadamente 12 horas o tempo da operação.

Commented [PP1]: Outra opçao seria colocar "é realizada a..." e "é aguardada a sua..."

Na construção de um poço, o maior custo operacional está associado à diária da sonda de perfuração. Assim, esse método, por demandar maior tempo de operação em função das manobras[2] de coluna de perfuração, descida de revestimento e cimentação, é geralmente o de maior custo. Por outro lado, trata-se da solução que proporciona maior robustez estrutural, uma vez que o condutor costuma apresentar maiores extensões e conta com a bainha (ou calda) de cimento (mistura de cimento e água apenas) na interface com o solo, o que resulta em maior aderência e maior capacidade de carga. A Figura 2 ilustra as operações associadas à execução de um condutor perfurado e cimentado.

Commented [PP2]: Algum motivo especial para deixarmos de fora os aditivos que usamos em casos de influxo, por exemplo?

[1] Equipamentos submarinos: Equipamentos de cabeça de poço, BOP (Blowout Preventer), BAP (Base Adaptadora de Produção), ANM (Árvore de Natal Molhada), *capping* etc.

[2] Manobras (ou *trips*): Entradas e retiradas de coluna no poço.

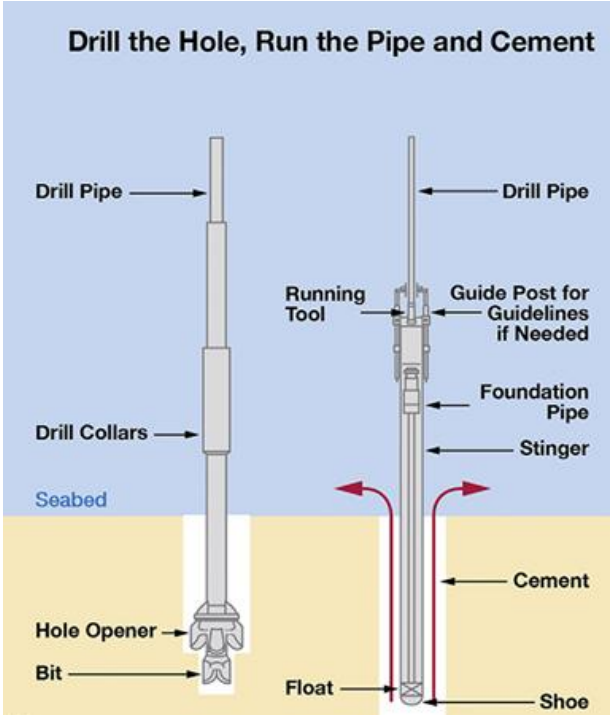


Figura 2. Condutor perfurado e cimentado (Aird, 2019).

Embora esse tipo de início de poço seja o mais robusto, além de ser o mais custoso, apresenta também alguns limites operacionais. Um condutor muito extenso, por exemplo, demanda uma perfuração mais longa, dificultando o controle de verticalidade no poço, principalmente em cenários de afloramentos de rocha inclinados em subsuperfície, que poderiam direcionar a broca lateralmente. Adicionalmente, com respeito à segurança das pessoas, a operação se torna mais longa, com maior quantidade de movimentações de carga de tubulares de grande peso e diâmetro no *drill floor*. Comprimentos típicos de condutores cimentados podem variar de 45 a 96 metros a depender da configuração e da locação do poço.

2.2 Jateado

No método jateado, o revestimento condutor é descido juntamente com uma coluna de perfuração da fase seguinte em seu interior. A broca realiza a escavação do solo por meio da potência hidráulica promovida pela vazão de água do mar através dos jatos de broca (orifícios na extremidade da broca que direcionam o fluxo e imprimem maior velocidade, para fins de limpeza e remoção de cascalhos da perfuração), enquanto o retorno do material escavado ocorre pela região anular entre a coluna de perfuração e o interior do condutor, sendo despejado diretamente no fundo do mar. Após o posicionamento do condutor na profundidade desejada, um mandril é desconectado da ferramenta de jateamento, permitindo o prosseguimento da perfuração da segunda fase do poço. O método do jateamento é descrito por Akers (2008) com alguns estudos de caso. O procedimento está ilustrado na Figura 3. Como nesse método a perfuração e a instalação do revestimento condutor são feitos simultaneamente por meio do jateamento, ele tende a ser mais econômico quando comparado ao método perfurado e cimentado. No entanto, sua robustez estrutural no que tange à capacidade de carga é, em geral, inferior ao condutor cimentado. O método apresenta limitações quanto à extensão máxima a ser jateada, uma vez que à medida que a profundidade de jateamento aumenta, maior a dificuldade de superar

o atrito lateral na interface com o solo, o que pode restringir sua aplicação em determinados cenários com respeito a competência do solo marinho.

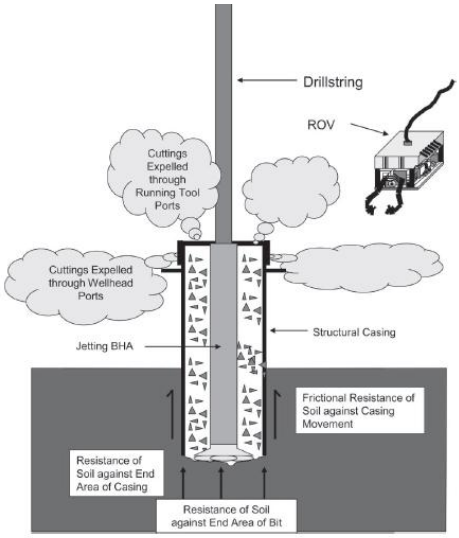


Figura 3. Jateamento do condutor (Akers, 2008).

A literatura especializada (e.g., Beck, Jackson e Hamilton, 1991; Jeanjean, 2002; Akers, 2008; Zhou et al., 2016; Mackenzie et al., 2012) destaca dois aspectos fundamentais para o sucesso da operação de jateamento: a estimativa da capacidade axial do conjunto solo-condutor ao longo do tempo e o controle dos parâmetros operacionais envolvidos na instalação — notadamente, o peso aplicado durante o jateamento, a vazão dos jatos e a quantidade de reciprocações do revestimento (movimentações axiais ascendentes e descendentes para reduzir o atrito lateral solo-condutor e favorecer o avanço). Esses fatores são interdependentes e influenciam diretamente na performance final da fundação quanto à capacidade de carga. Beck, Jackson e Hamilton (1991) enfatizam, por exemplo, a importância do controle da vazão do fluido de jateamento, evitando a formação de mistura de solo com alto teor de umidade na interface solo-condutor, condição que compromete tanto a capacidade de carga inicial como também o ganho de capacidade de carga no tempo. Akers (2008) fornece recomendações práticas para o controle operacional, enquanto Zhou et al. (2016) propõem metodologia para determinar a vazão limite visando otimização do processo e Jeanjean (2002) propõe um limite de peso a ser arriado de forma a evitar a flambagem do condutor e da coluna de perfuração durante o jateamento, além de propor também metodologia para estimativa do ganho de capacidade de carga no tempo. Mackenzie et al. (2012), por sua vez, observam que o aumento excessivo de reciprocações pode reduzir significativamente a resistência final do condutor.

2.3 Base Torpedo

A Base Torpedo (BT) é uma solução inspirada nas estacas torpedo utilizadas em sistemas de ancoragem e corresponde a um projeto patenteado pela Petrobras. A principal vantagem desse método é que sua instalação não é realizada por uma sonda de perfuração, mas por uma embarcação bem menor e dedicada, usada de modo geral para operações de ancoragem, cujos custos diários são significativamente menores. Além disso, é possível embarcar mais de uma BT em uma única campanha, viabilizando a execução de múltiplas instalações de condutor tipo BT com maior eficiência logística.

A Base Torpedo consiste em um revestimento condutor dotado de aletas soldadas ao longo de sua superfície lateral e de uma ponteira de cimento em sua extremidade inferior (Figura 4a e 4b). O conjunto é lançado da embarcação (Figura 4c), por queda livre ou com velocidade controlada, contendo em seu interior um elemento denominado “martelo”, cuja função é percutir a base após o lançamento, permitindo que o sistema atinja a profundidade final desejada, caso esta não seja alcançada apenas com a energia de lançamento.

Assim como o condutor jateado esse método de início de poço tem capacidade axial inferior ao perfurado e cimentado, pois a base torpedo possui dimensões limitadas (cerca de 21m de comprimento) a fim de permitir seu transporte ao porto por modal rodoviário e, por fim, o lançamento via barco.





(a) (b) (c)

Figura 4. (a) Conjunto da Base Torpedo visão inferior, (b) Conjunto Base Torpedo visão superior com destaque das aletas e (c) lançamento da Base Torpedo via barco.

No presente artigo serão tratados apenas os três tipos de fundações supracitados por serem os que tem sido utilizado no Brasil. No entanto, um outro tipo comum na indústria é o condutor cravado que se assemelha uma estaca cravada para jaquetas (plataformas fixas) e é instalado com martelo hidráulico submarino.

3 DIMENSIONAMENTO DA FUNDAÇÃO

A norma ISO 3421 (2022) *Petroleum and natural gas industries — Drilling and production equipment — Offshore conductor design, setting depth and installation* é o primeiro documento normativo que trata especificamente sobre o dimensionamento de condutores *offshore* e métodos de instalação. Resistência, estabilidade e fadiga são os aspectos que devem ser atendidos em projetos resultando na definição de comprimento, diâmetro, espessura e grau do aço do condutor. Nesse tópico serão tratados apenas a definição de resistência (ou capacidade de carga axial) para cada tipo de condutor e os carregamentos previstos, a fim de atender a seguinte equação:

$$F_{axial} \leq Q/FS \quad (1)$$

Onde F_{axial} são todos os carregamentos axiais previstos, Q a capacidade de carga axial e FS um fator de segurança de projeto.

3.1 Capacidade de carga axial

De acordo com Cunha (1998) o solo circundante ao condutor pode ser modelado pelo Método de Winkler Modificado, comportando-se como molas t-z não-lineares. O cálculo de capacidade de carga dos condutores será dado pela integração das molas t-z conforme proposto na API RP 2GEO (2014). A capacidade total de uma estaca é obtida pela soma das parcelas de resistência lateral e resistência de ponta, conforme Eq. 2. Porém, no caso de condutores, a resistência de ponta pode ser desconsiderada uma vez que, na perfuração da fase seguinte, a extremidade inferior do condutor é cortada pela broca sobrando apenas o atrito lateral, resultando na Eq. 3, onde A_{lat} é a área da superfície lateral do condutor e f(z) é o fator de atrito de cada mola t-z.

$$Q_{total} = Q_{lat} + Q_{ponta} = Q_{lat} \quad (2)$$

$$Q_{lat} = f(z).A_{lat} \quad (3)$$

Ou seja, a resistência do condutor será dada essencialmente pelo atrito lateral com a formação e a ruptura se dará na interface solo-condutor. Dessa forma, é possível aplicar o critério de ruptura de Mohr-Coulomb (Eq. 4) e estimar a capacidade de carga a partir da geometria e dos dados de solo.

$$\tau = c + \sigma.\tan\varphi \quad (4)$$

No caso de argilas moles, ou solos coesivos, assume-se que qualquer variação na tensão confinante irá gerar um aumento na poropressão, a envoltória de Mohr-Coulomb será dada pelo valor da coesão sendo a própria resistência ao cisalhamento não drenada (S_u). Portanto, o valor do fator de atrito f(z) é representado pela Eq. 5, onde α definido como fator de adesão do solo representando uma fração da resistência não-drenada intacta do solo (Chen et al., 2025).

$$f(z) = \tau(z) = c = \alpha.S_u \quad (5)$$

Para areias, ou solos não-coesivos, eliminando a coesão da Eq. 4, tem-se

que: $$f(z) = \tau(z) = \sigma_h.\tan\varphi = K\sigma_v.\tan\varphi \quad (6)$$

onde K é o coeficiente de empuxo, e σ_h e σ_v as tensões in situ horizontal e vertical (ou sobrecarga), respectivamente. Reorganizando a Eq. 6 e inserindo um fator de adesão para areias $\beta = K.\tan\varphi$, obtém-se:

$$f(z) = \beta.\ \sigma_v(z) \quad (7)$$

Finalmente, a capacidade de carga pode ser obtida substituindo os valores de f(z) das Eq. 5 e/ou 7 na Eq. 2:

$$Q = \int f(z).A_{lat}dz = \pi DL \int f(z)dz \quad (8)$$ onde D é o diâmetro do condutor e L seu comprimento.

Aqui vale destacar que a maioria das perfurações de poço no Brasil são em águas profundas e ultraprofundas, onde o solo é predominantemente argila mole, portanto, a maioria dos trabalhos voltados para o tema de fundação de poços considera preferencialmente a Eq. 5. As regiões que possuem solos arenosos se apresentam em lentes ou camadas mais delgadas.

Como já mencionado anteriormente, apesar de existir uma metodologia clara para o cálculo de capacidade de carga, cada método de início de poço deve apresentar particularidades associadas às operações de instalação e ao comportamento do solo.

3.1.1 Perfurado e cimentado

A primeira particularidade da aplicação da Eq. 8 para o condutor cimentado é que o diâmetro utilizado é o de poço aberto, que irá corresponder à bainha de cimento em contato com o solo. Diâmetros típicos são de 36 pol (0,914m) e 42 pol (1,067m), para uso de condutores de 30 pol (0,762m) e 36 pol, respectivamente. Nessa abordagem assume-se que a bainha de cimento possui geometria de um cilindro perfeito, o que não é esperado na prática, devido às irregularidades e tortuosidades da perfuração, ou ainda, devido a possibilidade de migração de pasta de cimento para o interior da formação em caso de presença de falhas geológicas ou de uma eventual ruptura hidráulica do solo durante o posicionamento da pasta no anular. Portanto, existe um grau de conservadorismo na estimativa da capacidade de carga. O fator de adesão (α) possui valores próximos de um, conforme sugere a API RP 2GEO, embora o texto se refira a estacas cravadas. Jinbo et al. (2023) realizou uma análise bayesiana através de dados reais de campo avaliando as máximas cargas suportadas em poços com nenhum recalque observado e comparando com a estimativa teórica. O resultado encontrado mostrou uma aderência ao previsto com um fator de adesão para argilas em torno de 0,93, próximo do valor recomendado na API RP 2GEO.

3.1.2 Jateado

Jeanjean (2002) demostrou que a capacidade de carga do condutor jateado é dependente do tempo, através de testes de carga em três locações distintas em tempos distintos. A variação do fator de adesão do

condutor ao solo com o tempo, conhecido também como "*setup*", proposto pelo autor para argilas no Golfo do México (GoM) é dado pela equação abaixo:

$$\Delta\alpha = 0{,}055.[2 + \log(t)] \quad (9)$$

A ISO 3421 (2022) apresenta equações similares calibradas para outras regiões do mundo e Bergh et al. (2024) propõe uma nova calibração para a Bacia de Santos, na costa brasileira, embasada por dados de diversos poços jateados testados axialmente até a ruptura. Zakeri et al. (2014) mostra que o ganho da capacidade de carga no tempo está associado ao adensamento do solo assim como a efeitos de tixotropia. Foram realizados ensaios em centrífugas extrapolando o resultado encontrado antes por Jeanjean (2002) de 10 para 1000 dias em argilas fabricadas em laboratório à base de caolim com propriedades similares ao GoM. Nesse mesmo trabalho Zakeri propõe uma faixa de valores admissíveis do peso a ser descarregado no conjunto (denominado peso sobre broca ou "*weight on bit*") de forma que não ocorra flambagem nem da coluna de perfuração nem do revestimento condutor e que se tenha avanço adequado durante o jateamento. Uma vazão excessiva também pode criar uma região amolgada muito maior, reduzindo sua capacidade de carga imediata e seu ganho com o tempo, ou ainda criar um canal de percolação de fluido externo ao condutor, que não é o desejável. Ou seja, pode-se perceber que tanto a eficiência operacional na instalação do condutor quanto a sua capacidade de carga final são fortemente dependentes dos parâmetros operacionais utilizados na operação de jateamento (vazão, peso sobre broca e reciprocações).

3.1.3 Base torpedo

Diferentemente do condutor cimentado e do jateado, a base torpedo possui pouca influência da operação, onde sua cravação dependente basicamente da velocidade que atinge o leito marinho e das propriedades do solo. O modelo de cravação mais comumente utilizado para estimativa da profundidade de cravada, é o de True (1974), que leva em conta a segunda lei de Newton, a geometria da base torpedo, dados da argila e a velocidade de impacto. Este modelo estima a desaceleração de um projétil que atinge o solo a uma dada velocidade até sua parada completa.

O cálculo de capacidade de carga segue o proposto por Sousa (2017) onde as tensões geradas na cravação são estimadas pelo método de expansão de cavidades estabelecida pela DNV-GL (2015). Nesta metodologia, a tixotropia não é considerada sendo apenas a dissipação do excesso de poropressão levada em conta no *setup* do solo. A formulação final apresentada pelo autor assume que o fator de atrito lateral f(t) é uma parcela da tensão efetiva ao redor do condutor, a qual é dependente da profundidade (h) do raio do condutor (r_0) e da taxa de adensamento (U), conforme equação 10:

$$f(t) = \beta.\sigma_{ef}(h, r_0, U) \quad (10)$$

onde σ_{ef} é dado por:

$$\sigma_{ef}(h, r_0, U) = K_0\sigma'_0(h) + \Delta\sigma_0(h,r) - (1-U).\Delta u_0(h,r) \quad (11)$$

em que K_0 é o coeficiente de empuxo lateral, σ'_0 é a tensão efetiva vertical, $\Delta\sigma_0$ é a variação da tensão radial, Δu_0 é a variação de poro pressão. Whittle (1987), determinou empiricamente uma função tempo dependente da taxa de adensamento e da razão de sobreadensamento (OCR).

O parâmetro β da Eq. 10 pode ser calibrado a partir de um tempo suficiente grande, ou seja 100% de adensamento, e o atrito lateral ser calculado conforme a formulação contida na API RP 2GEO, assim:

$$\beta(h) = \alpha(h).Su(h)/ \sigma_{ef}(h, r_0, U=1) \quad (12)$$

Chen et al. (2025) estabeleceu uma comparação entre os métodos perfurado e cimentado, jateado e cravado. A base torpedo não foi abordada por ser uma solução utilizada exclusivamente pela Petrobras no

Brasil. Os autores apresentam as vantagens e desvantagens de cada método assim como o cálculo de capacidade de carga axial.

4 ESTUDO DE CASO

4.1 Perfurado e cimentado

Admitindo um poço com configuração típica da Bacia de Campos (Figura 5a), apresenta-se a seguir um exemplo de dimensionamento de fundação para início de poço cimentado e perfurado, considerando o perfil Su da Figura 5b.



(a) (b)

Figura 5. (a) Configuração típica de poços da Bacia de Campos, (b) Resisttência ao cisalhamento não drenada para a locação.

Inicialmente, realiza-se o dimensionamento preliminar da fundação, admitindo-se como critério que a capacidade axial do sistema solo-condutor, obtida pela Eq. (8), seja superior ao máximo carregamento previsto para a vida útil do poço (Tabela 1). Neste cenário, estimou-se que 48 m de condutor cimentado, com capacidade axial igual a 1142 kips (5080 kN), são suficientes para suportar todos os carregamentos previstos, incluindo o cenário mais crítico correspondente à instalação da coluna de produção 1121 kips (4986 kN).

Tabela 1 – Carregamentos estimados para uma configuração típica da Bacia de Campos.

1. Instalação do revestimento condutor	8. Retirada de BOP de perfuração
2. Instalação do revestimento de superfície	9. Instalação da BAP
3. Instalação do BOP de perfuração	10. Instalação de BOP de perfuração
4. Troca de fluido de perfuração	11. Instalação da coluna de produção
5. Instalação do revestimento de produção	12. Retirada de BOP de perfuração
6. Troca de fluido de perfuração	13. Instalação da ANM
7. Troca para fluido de completação	14. Carregamento de produção

Após a instalação do revestimento de superfície, este passa a compor a fundação do poço contribuindo, portanto, com a resistência axial. No entanto, caso não haja cimento em toda extensão do revestimento de superfície, é ncessário realizar um análise de tensões no trecho não-cimentado, conforme preconizado pela API RP 96. Um exemplo desta análise é expresso em Cutrim et al. (2021).

Um particularidade do dimensionamento geotécnico de poços, em comparação às fundações de obras civis convencionais, é que a estrutura de fundação de poços submarinos é submetida a etapas de carregamento e descarregamento, enquanto em estruturas convencionais espera-se sempre acréscimo de carregamento ao

longo da construção. Neste cenário o estado final da estrutura não necessariamente será o de maior solicitação da fundação e aspectos do comportamento histerético do solo podem influenciar na análise estrutural, uma vez que o recalque obtido no sistema de fundação impacta diretamente na análise de tensões do revestimento subsequente. Ademais, em poços produtores, os elementos de fundação podem ser submetidos tanto a carregamentos axiais descendentes, por exemplo, durante as etapas de construção, quanto carregamentos ascendentes durante a fase de produção consequência do carregamento térmico.

4.2 Jateado

Para esse método de início de poço o projeto consiste em estimar o comprimento do condutor apenas para suportar os carregamentos até a finalização da construção da fase 2 do poço. Neste contexto, o elemento principal de fundação torna-se o revestimento de superfície completamente cimentado, admitindo-se que devido a sua extensão (que pode chegar até em torno de 1400 m), sua capacidade axial é suficientemente alta para suportar todos os carregamentos do poço. Os carregamentos previstos até a conclusão da etapa da fase 2 são basicamento peso próprio do conjunto da primeira fase e da segunda fase, chegando até 230 kips (1010 kN), aproximadamente.

A primeira etapa para a estimativa do comprimento do condutor consiste em admitir que a capacidade do solo inicial, após conclusão da operação de jateamento, será no mínimo igual ao peso do conjunto da fase 1. Caso não se obtenha esse valor, não é possível continuar com a perfuração, pois aconteceria o solapamento da cabeça do poço. Em seguida, estima-se o tempo em que o primeiro carregamento irá ocorrer sobre o condutor, adotando-se esse como o tempo disponível para ganho de capacidade de carga por efeito *setup*. Por fim, adotando-se a metodologia apresentada no item 3.1.2 calcula-se o comprimento mínimo necessário para suportar os carregamentos indicados no parágrafo anterior. Neste cenário, estimou-se um comprimento mínimo de 35 m para suportar todos os carregamentos até a conclusão da fase 2 admitindo-se dois dias após a conclusão da operação de jateamento. A Figura 6 ilustra a curva de recuperação de capacidade de carga axial no tempo.

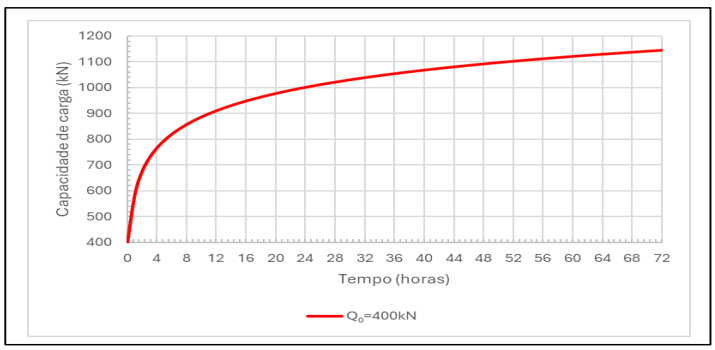


Figura 6. Capacidade de carga do condutor jateado ao longo do tempo.

4.3 Base Torpedo

O início de poço com base torpedo é, provavelmente, o método mais disruptivo entre as alternativas consideradas. Diferentemente dos métodos citados anteriormente, nos quais há necessidade de utilização de navio-sonda para a execução da operação, a instalação de bases torpedo pode ser realizada com embarcações de menor porte e custo significativamente reduzido como os AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*), o que representa uma vantagem economica e operacional relevante.

As premissas de projeto seguem abordagem semelhante ao início de poço jateado, no qual estima-se a capacidade de carga necessária para a conclusão da fase 2. Porém, a filosofia de projeto difere um pouco uma vez que a geometria da base torpedo é fixa (comprimento, diâmetro e aletas), dessa forma, avalia-se com base

nas propriedades de solo se a base torpedo é compatível com as cargas estimadas para o poço. Neste contexto, determina-se o tempo mínimo necessário entre o lançamento do equipamento e o início da intervenção com sonda. De modo análogo ao que ocorre na operação de jateamento, o processo de cravação da base torpedo no solo também gera redução da resistência na interface solo-condutor, especialmente devido ao excesso de poropressão gerado pós cravação. Assim, estima-se o tempo mínimo para que a interface solo-base torpedo recupere capacidade de carga axial para suportar os carregamentos indicados no item anterior do condutor jateado. Para a determinação desse tempo mínimo utiliza-se a metodologia descrita no item 3.1.3.

A Figura 7 apresenta a evolução da capacidade de carga axial ao longo do tempo para uma base torpedo de 30" diâmetro externo combinada com 4 aletas principais (Figura 4) e para um solo com características de comportamento silto-argiloso, indicando que o lançamento do equipamento deve ocorrer com, pelo menos, 60 dias de antecedência em relação ao início da intervenção com sonda. Esse prazo é necessário para viabilizar a instalação do revestimento de superfície e, em sequência, deve-se prosseguir para o aguardo da pega da pasta de cimento com controle de tração, uma vez que o sistema de base torpedo não possui, neste contexto, capacidade para suportar o peso flutuado do conjunto. Para tal, seria necessário lançamento com 180 dias de antecedência.

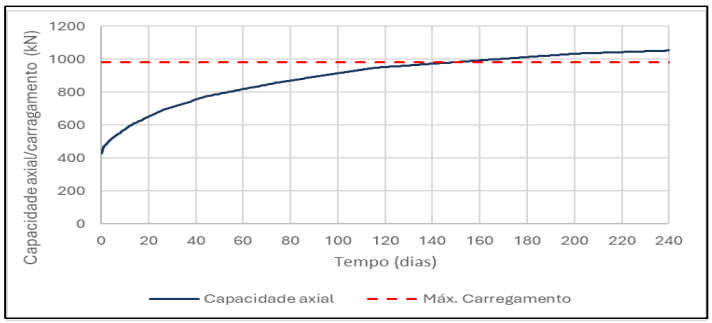


Figura 7. Capacidade de carga axial da base torpedo ao longo do tempo.

6 CONCLUSÕES

O tema de fundações de poços pode ser tão extenso quanto se queira, e cada tipo de fundação apresenta especificidades próprias, tanto do ponto de vista geotécnico quanto operacional. Ademais, os critérios de projeto e as práticas operacionais podem variar entre operadoras. Neste contexto, este trabalho se propôs a apresentar uma visão consolidada dos principais tipos de fundações atualmente utilizados em poços *offshore* no Brasil pela Petrobras, com ênfase nos critérios de dimensionamento e no cálculo da capacidade de carga axial, buscando contribuir para uma melhor compreensão dos fatores que influenciam a escolha e o desempenho dessas soluções.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Petrobras por permitir o compartilhamento das práticas de projeto de fundações de poços *offshore* e pelos dados gerados nesse trabalho. Agradecem também a ABMS pela organização do COBRAMSEG 2026 e pela aprovação deste artigo. As opiniões contidas nesse artigo são de responsabilidade apenas dos autores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aird, P., (2019) Deepwater Drilling, Elsevier

Akers, T. J., (2008), Jetting of Structural Casing in Deepwater Environments: Job Design and Operational Practices: SPE Drilling & Completion, v. 23, no. 01, p. 29-40.

API RP 96, (2013), Recommended Practice, Deepwater Well Design and Construction: American Petroleum Institute.
API RP 2GEO, (2014), Recommended Practice, Geotechnical & Foundation Design Considerations: American Petroleum Institute.
Beck, R. D., Jackson C. D., and T. Hamilton, (1991), Reliable deepwater structural casing installation using controlled jetting. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers, Oct.
Bergh, M. M., Cutrim, F. S., Souza, B. S. P., Souza, C. O., Dias, R., Arduino, E. G. A., Resende, D. L., Pioli,
R. M., Pinto, T. S., (2024), Jetting Running Tools and Wellhead Systems Development Opportunities Based in Pre-Salt Lessons Learned, in Proceedings Offshore Technology Conference

Carvalho, L. F. R. Análise de incertezas na determinação da resistência não drenada em argilas marinhas muito
moles utilizando ensaios CPTU. 2023. 89 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Geotécnica) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023

Chen, J., Cutrim, Ng, P. X., Yuhan, Z., Zhuo, W., Fansheng, M., F.S., Souza, B.S.P., (2025), Deepwater Subsea Well Conductor Design, in Proceedings International Symposium on Frontiers in Offshore Geotechnics (ISFOG)

Chen, J., Cutrim, F.S., Souza, C. O., Souza, B.S.P., Hu, S., Newlin, J. A., Arturo, N. V. C., Junior, N. M., (2023), Axial Resistance of Dill & Grouted Well Conductors in Deepwater Clays Base on Operational Experience, in Proceedings Offshore Technology Conference

Cutrim, F. S., Souza, C. O., Souza, B. S. P., (2021), Wellhead Movement Analysis and Surface Casing Integrity in Pre-Salt Wells, in Proceedings Offshore Technology Conference
DNV-GL. Rességuier, S. , Heulin, K., 2015, Set-up Study of Torpedo Piles, Technical Report, 2014-1586, Rev 01 Jeanjean, P., (2002), Innovative Design Method for Deepwater Surface Casings, in Proceedings SPE Annual
Technical Conference and Exhibition.

Mackenzie, B., Francis, M., Garrett, I., Teggart, B., (2012), Conductor Jetting Experiences in Deepwater
Offshore Ghana - An Investigation into Geotechnical and Operational Influences on Success, And Establishment of Future Best Practice. Presented at the Offshore Site Investigation and Geotechnics: Integrated Technologies - Present and Future, London, UK, September 2012.

Nogueira, E. F., Borges, A. T., Junior, C. J. M., and Machado, R. D., (2005), Torpedo Base - A New Conductor Installation Process, in Proceedings Offshore Technology Conference
Rocha, L. A. S, Azevedo, C. T., (2019), Projetos de Poços de Petróleo, 3. ed. rev. e ampl. – Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS
Sousa, J. R. M, Genzani, R. B. C.; Porto, E. C.; Borges, A. T.; Nogueira, E. F.; Ellwanger, G. B. (2007), On the Axial Holding Capacity of Torpedo Bases in Clay. OMAE2017, Tromdhein, Norway

True, D. G., (1974), Rapid Penetration into Seafloor Soils, in Proceedings Offshore Technology Conference

Wittle, A, J., (1987) A constitutive model for overconsolidated clays with application to the cyclic loading of friction pile, tese de doutorado, Massachusetts Institute of Technology.
Zakeri, A., Liedtke, E., Clukey, E., and Jeanjean, P., (2014), Long-term axial capacity of deepwater jetted piles: Géotechnique, v. 64, no. 12, p. 966-980.
Zhou, B., Yang, J., Liu, Z. et al. (2016), Model and Experimental Study on Jetting Flow Rate for Installing Surface Conductor in Deep-Water. Applied Ocean Research 60: 155–163.