

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA PARA GERENCIAMENTO DE PROJETO DE REVESTIMENTO DE POÇO DE PETRÓLEO

AUTORES:

Silvio Ribeiro Dias Junior¹, João Paulo Lima Santos², Lucas Pereira de Gouveia³, Eduardo Toledo de Lima Junior⁴, Maria Clara Almeida Souza⁵, Thiago Barbosa da Silva⁶, João Paulo Nogueira Araújo⁷, William Wagner Matos Lira⁸.

INSTITUIÇÃO:

¹LCCV/UFAL, ² LCCV/UFAL, ³ LCCV/UFAL, ⁴ LCCV/UFAL, ⁵ LCCV/UFAL, ⁶LCCV/UFAL, ⁷LCCV/UFAL, ⁸LCCV/UFAL.

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA PARA GERENCIAMENTO DE PROJETO DE REVESTIMENTO DE POÇO DE PETRÓLEO

Abstract

The construction of oil wells takes place in phases where, at the end of each drilling stage, the open well is lined with a steel column, in a process known as casing well. The casing stage is one of the most costly and is of utmost importance for the well's operational safety during drilling as well as throughout its productive life. In the present article it is proposed to develop a well casing selection optimization strategy combining the evaluation of mechanical casing integrity through triaxial stress state stress analysis and optimization techniques based on the minimum overall cost technique, ensuring greater economy and safety for oil well casing projects. The minimum overall cost technique considers, among those capable of withstanding the effort, the lightest and most economical tubes, aiming to eliminate the cost - weight conflict present in the conventional casing selection techniques. It is constructed from stress calculations and resistance calculations, which allow uncoupled analysis of the oil well casing column-sizing process. The integration and analysis module will allow an integrated assessment of stresses and strengths by checking compliance with design criteria based on international normative guidelines - mainly API TR 5C3 (2008), which determines the method of calculating mechanical strengths. Structural integrity analysis is performed by combining the API wrap with the plasticity boundary curve, assisting the user in the sizing process of the casing columns. The plasticity limit curve is based on a triaxial analysis based on the von Mises Failure Criterion. The combination of casing selection techniques coupled with triaxial analysis based analysis can provide both economy and operational safety in well casing design analysis.

Introdução

A construção de poços de petróleo ocorre por fases, onde, ao final de cada etapa de perfuração, o poço aberto é revestido por uma coluna de aço, em um processo conhecido por revestimento de poço. A etapa de revestimento é uma das mais onerosas e é de extrema importância para a segurança operacional do poço durante sua perfuração, bem como em toda sua vida produtiva. Diante de tais fatos, deve-se procurar garantir que a execução desta etapa seja segura e economicamente satisfatória. Alguns trabalhos indicam que os custos de revestimento de poço podem atingir a 50% do orçamento total, conforme discutido em Correia & Santos (2017), Ezeakacha et al. (2018), Liu et al (2018), Aadnoy (2010) e Xia et al. (2015).

Espera-se que em uma seção do revestimento, os tubos possuam as mesmas especificações técnicas, como: grau, peso linear, diâmetro externo, espessura e tipo de conexão. Roque (1992) não recomenda um número muito grande de seções devido a uma série de problemas operacionais e afirma ainda que esse número vai depender do comprimento da coluna, da logística e da análise de custos.

Sabemos que, cada fase deste processo possui suas características e funções próprias, relevantes para a segurança operacional do poço durante todas as fases anteriormente citadas – perfuração, *workover* e produção. Para isso, devemos escolher os tubos de acordo com cenários críticos de cada etapa, garantindo a viabilidade estrutural do projeto. A Tabela 1 resume as funções e as características de cada fase do projeto de revestimento.

Tabela 1 – Características de cada fase de um projeto de revestimento de poço.

Classificação	Funções/Características/Diametros Típico	
Condutor	Funções	Isolar formações não consolidadas.
	Características	Possui função estrutural;
		Pode ser cravado, jateado ou cimentado;
		Cimentado em toda extensão para evitar flambagem.
	Diametros Típicos	30", 20", 13 3/8".
Superfície	Funções	Isolar formações não consolidadas;
		Isolar formações com presença de gases rasos;
		Isolar lençóis fráticos;
		Sustentar equipamentos de superfície e demais colunas;
		Servir como base de instalação para o BOP.
	Características	Possui função estrutural;
		Cimentado em toda extensão para evitar flambagem.
	Diametros Típicos	20", 18 5/8", 16", 13 3/8", 10 3/4", 9 5/8".
Intmediário	Funções	Proteger zonas de perda de circulação;
		Isolar zonas de pressão anormal;
		Isolar formações portadoras de hidrocarbonetos.
	Características	Usualmente cimentado até 1000 ft acima da sapata.
	Diametros Típicos	13 3/8", 9 5/8", 7".
Produção	Funções	Confinar a coluna de produção;
		Isolar intervalos produtores;
		Permitir a produção de hidrocarbonetos de forma segura e econômica.
	Características	Alta resistência aos esforços;
		Cimentado em um ou dois estágios;
		Exige uma cimentação de boa qualidade.
	Diametros Típicos	9 5/8", 7", 5 1/2".

Fonte: Adaptado de Rocha e Azevedo, 2009.

Sabemos ainda que a última fase (revestimento de produção) pode ser substituída por um *liner*, que possuirá a mesma função. A diferença básica entre um *liner* e um revestimento de produção comum é que o revestimento de produção se encontra ancorado na superfície, enquanto o *liner* possui no topo um suspensor (*liner hanger*), que o ancora próximo à sapata do revestimento anterior (aproximadamente 150 m acima). O uso do *liner* está comumente associado à maior economia e maior rapidez do processo, bem como à limitações na cabeça do poço.

O uso do *liner* ainda pode estar associado a um *tie-back*. Basicamente, esta é uma operação de emenda de revestimento, e é usada para complementar uma coluna de *liner* até a superfície, quando limitações técnicas ou operacionais exigem proteção do revestimento anterior. Essa operação pode ocorrer em decorrência de limitações de carga da sonda.

O presente trabalho estudará a avaliação de integridade mecânica das colunas de revestimento por meio de análise de tensões triaxiais em estado limite de serviço, se propondo a desenvolver uma estratégia de otimização de seleção de revestimento a partir de técnicas de otimização baseadas no modelo de mínimo custo global. A formulação será desenvolvida para o acoplamento ao Sistema de Confiabilidade de Revestimento (SCORE), desenvolvido no Laboratório de Computação Científica e Visualização (LCCV) em parceria com a Petrobras.

Metodologia

O primeiro passo de um processo de seleção da coluna de revestimento, obviamente, é conhecer os esforços aos quais ela deve resistir. De acordo com a norma N-2752b (2014), da Petrobrás, as colunas

de revestimento devem ser dimensionadas para resistir a esforços mecânicos gerados por pressão e temperatura de acordo com a função desempenhada no projeto de poço e conforme os conceitos de carga de sobrevivência e de serviço. A Tabela 2 apresenta os cenários de carregamentos que hão de ser considerados no dimensionamento de cada fase.

Tabela 2 – cenários de carregamentos propostos.

Carregamento		Colunas	
Cenário	Tipo	Revestimento de Superfície/Revestimentos Intermediários	Revestimento de Produção
Colapso	Perda de Circulação	Serviço	Sim
	Esvaziamento Total ("full evacuation")	Sobrevivência	Não
	Esvaziamento Parcial	Serviço	Não
	Cimentação	Serviço	Sim
	APB	Serviço	Não/Sim
	APB e despressurização total	Sobrevivência	Não
	Esvaziamento total abaixo do "packer" ("above/below packer")	Sobrevivência	Não
Pressão Interna	Poço cheio de Fluido da formação	Sobrevivência	Sim
	Poço preenchido com 70 % de fluido da formação e 30 % de fluido de perfuração	Sobrevivência	Sim
	Teste de Pressão	Serviço	Sim
	Furo na Coluna de Produção/Injeção ("tubing leaking")	Sobrevivência	Não
	APB	Serviço	Sim

NOTA 1 Para cada um dos cenários avaliados deve-se verificar as cargas axiais e triaxiais correspondentes.

NOTA 2 O preenchimento do poço com fluido do reservatório para a carga de pressão interna depende da máxima pressão esperada na cabeça do poço para a fase a ser perfurada: se a pressão máxima é maior que 10 000 psi usar 100 %, se menor usar 70 %.

Fonte: Norma N-2752b, Petrobras, 2014.

A Nota 1, vista na Tabela 2, nos alerta acerca da necessidade de considerarmos os esforços axiais e triaxiais correspondentes à cada cenário. A Tabela 3 nos informa sobre algumas operações e algumas cargas axiais que podem ser consideradas no dimensionamento. Nela, os cenários marcados com + atuam de forma a tensionar o tubo, os cenários marcados com – atuam de forma a comprimir ou a aliviar a tensão o tubo e os cenários que estão marcados com +/- podem propiciar esforços de compressão como de tensão para os tubos de revestimento.

Tabela 3 – Operações e solicitações axiais consideradas.

OPERAÇÕES E SOLICITAÇÕES AXIAIS CONSIDERADAS						
	Descida do Revestimento	Descida do Revestimento com Impacto	Revestimento Preso	Cimentação	Cimentação com Overpull Aplicado	Perfuração e Produção
Peso Seco	+	+	+	+	+	+
Empuxo	-	-	-	-	-	-
Flexão	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-
Tampão	Ø	Ø	Ø	+	+	+
Overpull (Desprender)	Ø	Ø	+	Ø	Ø	Ø
Efeitos Termicos	Ø	Ø	Ø	Ø	Ø	-
Overpull (Flambagem)	Ø	Ø	Ø	Ø	+	+
Efeito Balão	Ø	Ø	Ø	Ø	Ø	-
Impactos	Ø	+/-	Ø	+/-	Ø	Ø

Fonte: Autor.

Uma vez conhecidos os esforços de pressão interna (*burst*), de pressão externa (colapso) e axiais podemos começar a dimensionar quais colunas suportarão as cargas solicitadas dentro do projeto. A norma N-2752b (2014), da Petrobras, determina os níveis de dimensionamento para colunas de revestimento e as suas possíveis usualidades. Neste trabalho, apenas o Nível A será considerado.

O Instituto Americano de Petróleo (*American Petroleum Institute* - API) disponibiliza normas que auxiliam as operadoras na seleção dos tubos e conexões, bem como também na fabricação e manuseios deles. Dentre as principais normas, a de maior relevância para o cálculo das resistências mecânicas do tubo é a API TR 5C3 (2008), que apresenta processo de cálculo de resistência em relação à tração, pressão interna (*burst*) e colapso, para os tubos. Já para as conexões, avalia as resistências quanto à tração e à pressão interna de escoamento e de vazamento.

Para a formulação triaxial, propõe-se avaliar, para as três dimensões possíveis, as tensões axiais, radiais e tangenciais. Em determinados cenários, a coluna é rotacionada, implicando na necessidade da consideração de tensões de cisalhamento torcionais. Em outros, se faz necessário da mesma maneira a consideração de esforços axiais devido ao esforço de flexão – como em poços direcionais, por exemplo. O dimensionamento triaxial é baseado no Critério de Falha de Von Mises (TMED). Este critério garante o escoamento do material quando a tensão triaxial equivalente for maior ou igual que a tensão mínima de escoamento do aço da coluna. Em termos matemáticos, este critério é representado pela Equação 1.

$$\sigma_{VME} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_z - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2 + 6\tau_{ta}^2} \geq Y_P \quad (1)$$

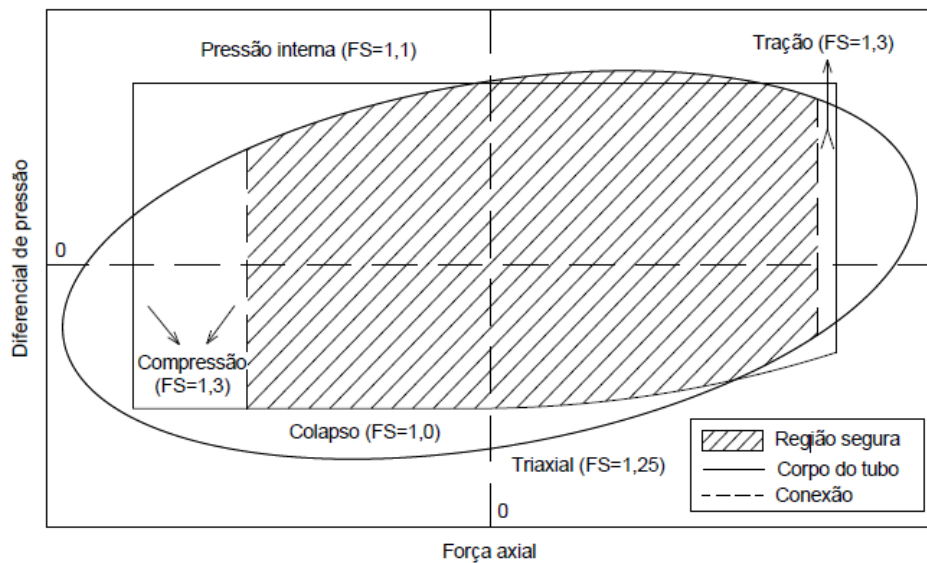
Onde σ_{VME} representa a tensão triaxial equivalente de Von Mises; σ_z representa a tensão axial total; σ_r representa a tensão radial; σ_t representa a tensão tangencial; τ_{ta} representa a tensão de cisalhamento torcional, todos em psi.

As tensão radial e a tensão tangencial são calculadas de acordo com as equações propostas por Lamé (ISO TR 10400, 2007). São dependentes das pressões interna e externa, bem como das características geométricas do tubo.

Com o conhecimento das equações que regem as tensões solicitantes em uma coluna de revestimento, podemos obter a solução gráfica do Critério de Falha de Von Mises. Para isso, devemos tomar duas considerações principais, sendo: (1) o escoamento do material ocorrerá quando a tensão triaxial igual a tensão mínima de escoamento do aço da coluna, ou seja $\sigma_{VME} = Y_P$; e (2) o escoamento do material se inicia na superfície interna da parede do tubo, ou seja $r = \frac{d}{2}$. Realizada tais considerações e após manipulações algébricas, a Equação 1 se converte em duas. Uma correspondente aos cenários de colapso triaxial, que representa a parte inferior da elipse ilustrada na Figura 1 e outra para o cálculo dos cenários triaxiais de *burst*, que representa a parte superior. A elipse formada pela análise triaxial é ainda associada com a envoltória API – determinadas pelos fatores de projeto da análise axial –, o que garante uma maior segurança de projeto. Para aprimorar ainda mais as condições de segurança, o conjunto é ainda associado com uma envoltória que representa os esforços máximos que a conexão é capaz de assegurar.

Todos os cenários apresentados – resistência triaxial, API e conexões – são ainda associados à fatores de segurança, conforme a norma N-2752b (2014), da Petrobras. Estes fatores de segurança visam diminuir a resistência do tubo ou superdimensionar os carregamentos, gerando uma maior margem de segurança para o projeto. Então, para um projeto seguro, espera-se que um carregamento, combinando qualquer cenário previsto de *burst* com carga axial ou de colapso com carga axial esteja dentro da região limitada pela elipse, pela envoltória API e pela limitação das conexões, o que corresponde a região hachurada na Figura 1.

Figura 1 – Envoltória de Von Mises.



Fonte: Norma N-2752b, Petrobras, 2014.

Uma vez conhecidos os esforços que hão de ser suportados pelo revestimento, podemos iniciar a análise de qual material irá suportar tal esforço, para então daí ser iniciado um procedimento de otimização da escolha do revestimento. O processo de otimização, em geral, é realizada com embasamento de alguma técnica conhecida de otimização para a seleção dos tubos de revestimento. Dentre tais técnicas, podemos citar três principais: (1) Mínimo Custo; (2) Mínimo Peso e (3) Mínimo Custo Global. Tais métodos foram desenvolvidos de forma que possam funcionar separadamente dos programas de cálculo das tensões que atuam no revestimento, der forma que possam auxiliar e completar tais métodos, realizando a otimização da escolha do revestimento. O presente trabalho visa o processo de otimização pelo método do Mínimo Custo Global.

Roque (1992) determina o método do Mínimo Custo Global como uma combinação dos métodos do Mínimo Custo e do Mínimo Peso, com o objetivo de reduzir o conflito entre a minimização do peso e do custo. Aqui, a cada trecho analisado tomamos os tubos mais leves que o mais barato e todos os tubos mais baratos que o mais leve que sejam capazes de resistir aos cenários extremos de carga. Este método visa fornecer colunas com um custo final menor ou igual do que aqueles obtidos pelo método do Mínimo Custo. Em geral, isso se explica pelo fato de que as seções inferiores da coluna de revestimento – as primeiras a serem consideradas no projeto –, utilizando o método do Mínimo Custo, serão mais pesadas do que aquelas obtidas pelo método do Mínimo Peso. Este peso adicional é localizado na porção inferior da coluna de revestimento, causando maiores esforços axiais que serão sentidos pelos tubos alocados na seção superior. Para suportar tais esforços, faz-se necessário o uso de tubos mais nobres na parte superior da coluna.

A estratégia de operação deste método fora desenvolvida por Roque (1996). Aqui, o primeiro passo é dividir a seção com uma coluna arbitrária "A" no topo e, subsequente a ela, uma coluna "B". Previamente, é definido um tubo arbitrário usado em 'A' – normalmente o mais forte dentro dos revestimentos conhecidos no banco de dados. Para encontrar "B", de forma prévia, todos os tubos que se encaixam dentro dos parâmetros de segurança são selecionados e organizados de acordo com seu peso e preço. Imediatamente, para cada grupo de tubos com o mesmo peso, são selecionados os mais baratos, e excluídos do processo os demais. Então, desta vez considerando todas as faixas de peso,

selecionamos o tubo mais barato dentre todos capazes de suportar os esforços, bem como todos aqueles que são mais leves do que ele, e novamente os demais são excluídos do processo. Por fim, todos os tubos com preço maior que algum que seja mais leve do que ele é excluído. Assim os tubos selecionados são guardados na memória como candidatos à seleção e partimos para uma próxima seção.

Tomada outra seção, arbitrariamente chamada de "C" de comprimento ΔL . O incremento de comprimento ΔL pode ser qualquer fração do comprimento da seção anterior determinado pelo projetista. O procedimento para encontrarmos "C" é semelhante ao usado para a seleção de "B". É importante observar que, para cada tubo usado em "B", haverá diferentes tubos apropriados para "C", devido à diferença de tensão axial devido aos diferentes pesos das seções. É importante observar que "C" pode ser igual a "B", essa é uma das razões para que ΔL seja menor que o comprimento da seção anterior. Além disso, se essas seções não são iguais e ΔL for menor que o comprimento da seção anterior, o comprimento de "C" pode ser feito igual ao comprimento de "B" e os cálculos repetidos, este procedimento reduz os gastos computacionais significativamente.

O procedimento continua com a adição dos tubos "D", "E", etc., enquanto o comprimento da seção "A" for menor do que o comprimento da última seção dimensionada. Assumindo que neste ponto temos a seção "M", ΔLA é incorporado à ΔLM e o procedimento de otimização é finalizado.

Resultados e Discussões

Para elucidar a metodologia, fora realizado um estudo de caso em cenários hipotéticos. Os preços apresentados no estudo são correlacionados com os valores apresentados no trabalho de Roque (1996), com possíveis adaptações entre tubos de uma mesma grade com pesos distintos. Os dados de entrada deste problema são apresentados na Tabela 4, e as colunas selecionadas, com suas características e os preços são apresentados na Tabela 5.

Tabela 4 – Dados de entrada.

Dados Iniciais					
Fase	MD base (m)	MD topo (m)	Do (in)	Pp min (ppg)	Pp max (ppg)
Superfície	1200	0	16	9	9,5
Teste de Pressão (ppg)	ρ_c (ppg)	ρ_g (psi/ft)	ρ_d (ppg)	ρ_m (ppg)	
15	15,88	0,1	9	12	

Fonte: autor

Tabela 5 – colunas selecionadas.

Resultados					
Seção	Grade	Peso (lb/ft)	Preço (\$/100ft)	Extensão (m)	Preço Total (\$)
1	N80	75	5144,38	0 - 400	67494,31
2	K55	84	4490,79	400 - 800	58919,13
3	N80	94,5	6447,63	800 - 1200	84592,87
Custo Total (\$)					211006,30

Fonte: autor.

Conclusões

O gerenciamento de projetos de revestimento de poços de petróleo se mostra de intensa relevância dentro do contexto da engenharia de poços, uma vez que, dentro dele, são realizadas considerações que hão de reger aspectos relacionados à segurança operacional e financeira do poço. O correto dimensionamento dos esforços que hão de ser solicitados pela coluna, bem como o correto dimensionamento desta, são de extrema importância para a segurança e saúde operacional do poço não só durante a operação, mas também durante toda sua vida útil. Esta importância se revela em operações de troca de revestimento, por exemplo, que são extremamente onerosas, porém necessárias em certos casos. Além do correto dimensionamento, a escolha dos tubos se observando aspectos econômicos é de extrema importância, visto que este processo pode consumir até 50% dos investimentos dispendidos em um projeto de perfuração de um poço de petróleo.

Referências Bibliográficas

- [1] SANTOS, J.P.L.; CORREIA, J.P.A. Avaliação numérica da integridade estrutural de revestimento de poços de petróleo em zonas de alta pressão e alta temperatura e áreas de rochas salinas. Holos. V.1. 2017.
- [2] EZEAKACHA, C. P.; SALEHI S.; KIRIAN, R. Lost circulation and filter cake evolution: Impact of dynamic wellbore conditions and wellbore strengthening implications. JPT, Journal of Petroleum Technology. V.1. 2018.
- [3] AADNOY, B. Modern Well Design. 2nd. ed. Leiden, The Netherlands: CRC Press, 2010.
- [4] LIU, K.; GAO, D.; TALEGHANI, A. D. Analysis on integrity of cement sheath in the vertical section of wells during hydraulic fracturing. JPT, Journal of Petroleum Technology. V.1. 2018.
- [5] XIA, J.; LI, K. X.; MA, H; XU, Z. Joint planning of fleet deployment, speed optimization, and cargo allocation for liner shipping. Transportation Science. V.1. 2015.
- [6] ROQUE, J. L. Dimensionamento de Revestimentos para Poços Profundos, Poços Direcionais e Horizontais de Longo Afastamento Horizontal Pelo Método do Mínimo Custo Global. 1992. 114 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) — Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas. 1992.
- [7] ROQUE, J.L.; MAIDLA, E.E.; WAGNER, R.R. Casing-Cost Optimization for Complex Loading Situations. SPE Computer Applications. V.1. 1996.
- [8] ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. Projetos de Poços de Petróleo. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2009. p. 327-338, 385-409.
- [9] PETROBRAS. N-2752b. Segurança de Poço para Projetos de Perfuração de Poços Marítimos. 2014.
- [10] API TR 5C3. Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing, and Line Pipe Used as Casing or Tubing; and Performance Properties Tables for Casing and Tubing. 1st. Ed. Washington, D.C. 2008.
- [11] ISO TR 10400. Petroleum, petrochemical, and natural gas industries – Equations and calculations for the properties of casing, tubing, drill pipe and line pipe using as casing or tubing. 1st edition. Washington, D.C. 2007