

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



TÍTULO DO TRABALHO:

AVALIAÇÃO DE INTEGRIDADE DE PROJETO DE REVESTIMENTO DE POÇOS DE PETRÓLEO COM FOCO NO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA OPERACIONAL

AUTORES:

Adlehr Gabriele De Carvalho E Oliveira¹, João Paulo Lima Santos²

INSTITUIÇÃO:

¹²Universidade Federal de Alagoas

AVALIAÇÃO DE INTEGRIDADE DE PROJETO DE REVESTIMENTO DE POÇOS DE PETRÓLEO COM FOCO NO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA OPERACIONAL

Abstract

The construction of oil wells is vital to the exploratory success of hydrocarbon reserves. During the well drilling phase, operational safety is an essential element in oilfield development projects. The Technical Regulation established by regulatory agencies aims to define requirements and guidelines for the implementation and operation of an Operational Safety Management System (SGSO), aiming at the safety of oil and natural gas drilling and production facilities, with the objective of protecting human life and the environment. Among these systems, an essential configuration is related to the structural integrity of the production elements and well safety. In the process of construction of oil wells, equipment and techniques are used for safety control, forming barriers to prevent accidents. The primary barrier is understood as the main element in accident containment, while the secondary barrier acts as a redundancy element to act upon failure of the primary barrier. In the case of well drilling, the process is usually performed by a drilling fluid. Its purpose is to prevent the intrusion of invasive reservoir fluid into the well under construction, a phenomenon known as kick, establishing a primary barrier of security. The failure of the primary barrier may result in uncontrolled inflow of fluid from the reservoir outside the well, resulting in the phenomenon known as blowout. In this case, a secondary accident prevention element known as the Blowout Preventer (BOP) is required. In addition, some sections of the well will be subject to fracture and may induce an underground blowout. Due to the high environmental and human risks, continuous improvement of barrier failure control systems in the oil well construction process is required. Pre-salt exploration environments, for example, and new exploratory boundaries in ultra-deep waters in the Sergipe-Alagoas basin require an increasingly improved operational safety system. In the present work, following the normative recommendations API5C3, ISO10400 and API5B: 1998, the integrated stability assessment of an oil well is made through safety barrier failure analysis, aiming at the development of new studies and methodologies aimed at evaluation. stability of oil wells through barrier failure analysis.

Introdução

Um das principais etapas durante o processo de desenvolvimento de poços de petróleo é a operação de revestimento do poço. Esta operação ocorre através da descida de colunas de aço. As colunas de revestimento são geralmente instaladas após o procedimento de perfuração, ou até mesmo durante a perfuração, e possuem o objetivo de garantir, principalmente, a estabilidade das paredes laterais do poço para prosseguimento da perfuração em fases mais profundas, bem como garantir o isolamento do poço com relação ao meio externo (BERNT, 2010).

Atualmente, com a descoberta de campos em áreas geologicamente mais complexa, como exemplo as reservas do pré-sal e reservatórios sujeitos à alta pressão e alta temperatura (HPHT), novas variáveis de projetos devem ser consideradas no processo de dimensionamento das colunas de revestimento. (CORREIA; SANTOS, 2017).

De forma mais crítica, depois de revestido, as colunas de aço empregadas no revestimento do poço também estarão sujeitas ao incremento do campo de tensões provocados pelo efeito de fluência da rocha salina. Tal configuração poderá induzir a grandes alterações na distribuição de tensões ao redor do revestimento, que devem ser previstas no processo de dimensionamento das colunas de revestimento. (CORREIA; SANTOS, 2017).

Esse trabalho tem como objetivo a avaliação integrada da estabilidade de revestimento de poços de petróleo por meio de análise de falhas em barreiras de segurança proveniente em cenários críticos de projeto durante a fase de perfuração, além do desenvolvimento de estudos e avaliação sobre os modelos de resistência mecânica de tubos de revestimento (*casing*) baseados em estado limite de serviço (pressão interna, colapso e esforço axial).

Metodologia

O estudo integrado da estabilidade do revestimento condutor e de superfície é fundamental para garantia de integridade estrutural do poço. A principal função deste conjunto é conferir rigidez estrutural ao sistema de cabeça do poço para suportar os esforços transferidos pelo conjunto *riser* (em caso de perfuração *offshore*) e BOP (*Blowout Preventer*) durante as etapas de construção do poço, bem como suportar a carga transferida dos revestimentos subsequentes ancorados no sistema de cabeça de poço.

Para o desenvolvimento de um projeto de revestimento de um poço de petróleo faz-se o cálculo de esforços atuantes nos cenários mais adversos que possam surgir durante a descida, a instalação e a vida útil das colunas e, a partir dos esforços, é realizado o dimensionamento do revestimento que mais se ajusta às cargas, calculando as resistências mecânicas dos tubos e das conexões.

Para que a coluna de revestimento escolhida seja adequada, a relação entre a resistência mecânica (R_i) dos tubos e as cargas atuantes (C_i) sobre a coluna deve satisfazer a seguinte relação $\frac{R_i}{FS} \geq C_i$, onde FS corresponde ao fator de segurança de projeto para o tipo de análise desejada. O projeto deve garantir integridade mecânica do poço e otimização dos custos totais envolvidos, com o uso de tubos que possuam as dimensões mínimas possíveis.

As colunas de revestimento estão sempre sujeitas a condições de cargas combinadas de tração ou compressão com pressão, interna ou externa; situação física mais próxima da realidade; e não de forma idealizada com um estado de tensão axial nulo. Devido a isso, também deve ser realizada uma análise triaxial de dimensionamento. (CORREIA; SANTOS, 2017).

O método de dimensionamento triaxial do revestimento é guiado pela elipse de tensões (envoltória de von Mises) e pela envoltória API. De acordo com Bernt (1996), a elipse de tensões define os limites de tensão axial (tração ou compressão) *versus* pressão interna ou externa dentro do qual um tubo de revestimento deve estar trabalhando no regime elástico. Já a envoltória API, define uma região dentro do qual o tubo não falha, considerando as resistências à tração (compressão), pressão interna e colapso, definidas na norma API ISO 10400 (2017). Para o colapso, a envoltória API considera ainda a redução devida à tração. Os procedimentos de cálculo da resistência mecânica dos tubos de revestimento e das conexões utilizados nesse trabalho seguem às orientações normativas da norma API ISO 10400 (2017).

A partir da base conceitual em relação aos tipos de falhas a serem aplicadas, será possível analisar os principais cenários críticos de falha no sistema de revestimento a partir das ferramentas CWELL e DWELL, desenvolvidas pelo grupo de engenharia de poços do LCCV-UFAL. O CWELL faz uso da norma API ISO 10400 (2017) para avaliação de integridade no sistema de revestimento (VITORINO, 2017), já o DWELL baseia-se nas resistências mecânicas dos tubos de perfuração e dos comandos, de acordo com a norma API RP 7G (1981) (SILVA, 2017).

Ciente disso, será possível analisar distintas configurações de colunas de revestimento para avaliação de performance nas fases de Instalação (a qual se refere aos procedimentos que antecedem a alocação da cabeça do poço e assentamento do mesmo), de Perfuração (após a Instalação, prolonga-se até o término da cimentação e da completação) e de Serviço (trata-se da fase em já tenha ocorrida a

completação, alongando-se até o fim da vida útil do poço). Baseado na norma REPSOL YPF (2000), serão analisados distintos cenários que possibilitarão avaliar situações críticas para a existência de falhas dadas pelos mecanismos de tração, de *burst* e de colapso. A seguir são exibidos os dados utilizados para cada cenário em questão serão exibidos, na Tabela 1 e na Tabela 2.

Tabela 1: Dados de entrada do cenário 1 no CWELL (Autor).

Características do tubo	Revestimento condutor	Revestimento de superfície	Revestimento intermediário
Diâmetro Externo (in)	18 5/8	9 5/8	7 5/8
Peso por comprimento (lb/ft) / espessura da parede (in)	87.5 / 0.435	59.40 / 0.609	45.30 / 0.595
Grau do aço	M65	C75	C95

Tabela 2: Dados de entrada do cenário 2 no CWELL (Autor).

Características do tubo	Revestimento condutor	Revestimento de superfície	Revestimento intermediário
Diâmetro Externo (in)	18 5/8	9 5/8	7 5/8
Peso por comprimento (lb/ft) / espessura da parede (in)	87.5 / 0.435	59.40 / 0.609	45.30 / 0.595
Grau do aço	C75	L80	P110

Tabela 3: Dados de entrada das características de comando no CWELL comuns aos cenários 1 e 2 (Autor).

Características do comando	Revestimento condutor	Revestimento de superfície	Revestimento intermediário
Pressão de injeção do cimento (psi)	1000	2000	2000
Diâmetro do poço aberto (in)	20	10	8
Massa específica do fluido de perfuração (lb/gal)	8.5	9	9
Massa específica do cimento (lb/gal)	15	16	16

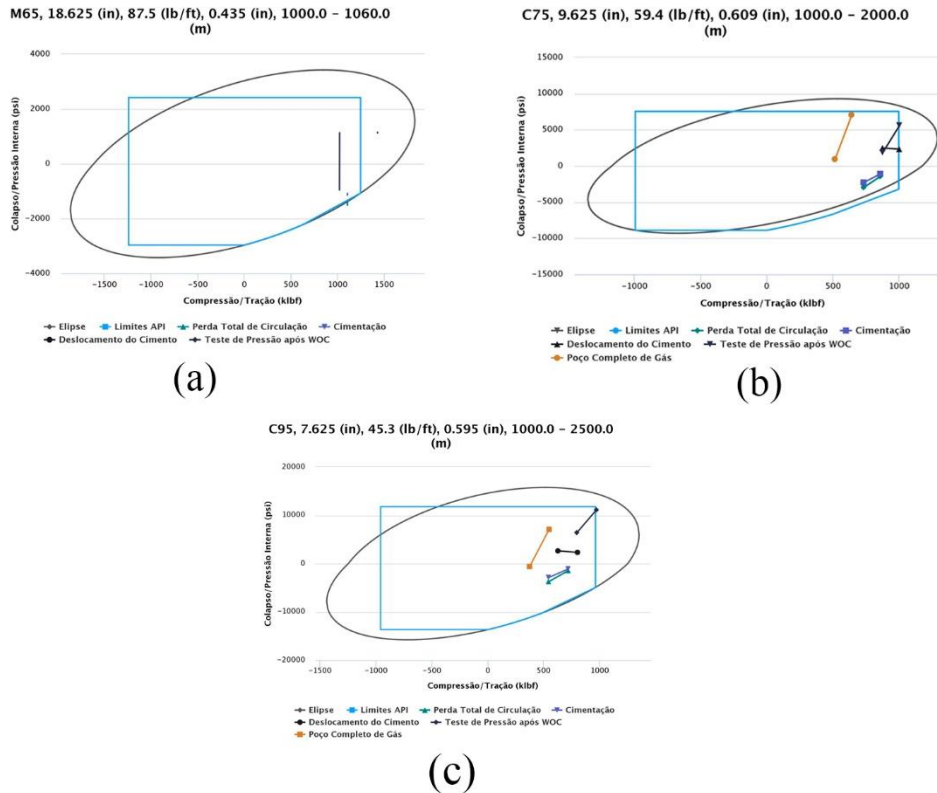
Resultados e Discussão

Para a análise do revestimento no CWELL foram fornecidos dados operacionais exibidos anteriormente na Tabela 1 para cada fase do poço. Foram considerados os cenários críticos de pressão interna (deslocamento do cimento, teste de pressão após WOC e poço completo de gás) e cenários de colapso (perda total de circulação e cimentação).

A seguir, dois casos distintos serão comparados em termos de segurança operacional. Ambos possuem os mesmos dados operacionais e estão sob as mesmas condições, como explanado nas Tabelas 1 e 2. A diferença está exatamente no grau de aço do tubo utilizado. No primeiro cenário utilizou-se um tubo M65 para o revestimento condutor, um tubo C75 para o revestimento de superfície e um tubo C95 para o revestimento intermediário. Já no segundo cenário, utilizou-se um tubo C75 para o revestimento

condutor, um tubo L80 para o revestimento de superfície e um tubo P110 para o revestimento intermediário. Iniciando com o primeiro cenário, foram obtidos os resultados a seguir.

Figura 1: Envoltórias do revestimento condutor usando um tubo M65 (a), do revestimento de superfície usando um tubo C75 (b) e do revestimento intermediário usando um tubo C95 (c) (Autor).



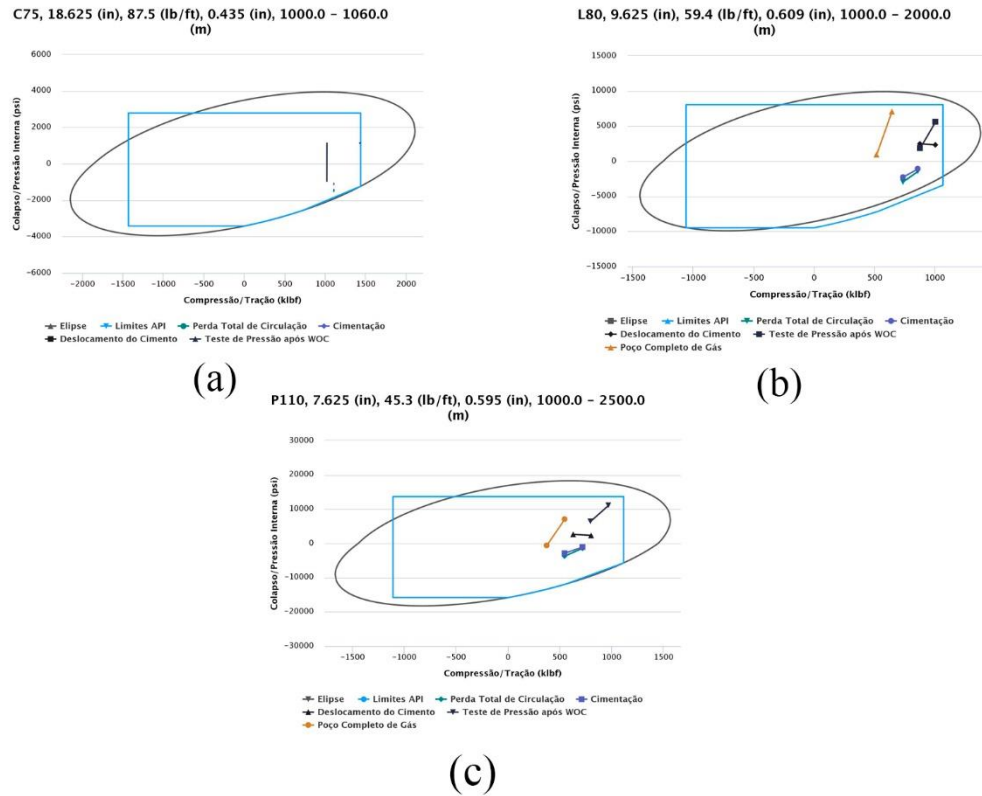
Analisando a Figura 1a, percebe-se que dos quatro cenários analisados, três seriam aprovados se tratando da elipse de tensões, que define os limites de tensão axial (tração ou compressão) *versus* pressão interna ou externa dentro do qual um tubo de revestimento deve estar trabalhando no regime elástico. Porém, na análise da envoltória API, que define uma região dentro do qual o tubo não falha, considerando as resistências à tração (compressão), pressão interna e colapso, definidas na norma API5C3, apenas dois cenários seriam aprovados (teste de pressão após WOC e cimentação). Logo, o tubo utilizado opera fora dos limites de segurança, uma vez que o esforço final do cenário de deslocamento do cimento e da perda total de circulação estão fora da envoltória de von Mises e da API.

Observando a Figura 1b, percebe-se que os cinco cenários analisados estão dentro dos limites da elipse de tensões. Porém, dois deles (teste de pressão após WOC e deslocamento do cimento) não operam dentro dos limites de segurança estabelecidos pela envoltória API.

Após a cimentação, as colunas são testadas para avaliar a qualidade de aderência do cimento. Sendo assim, os interiores dos tubos estarão sujeitos a pressão da lama e a pressão de teste aplicada na superfície, e a pressão externa será exercida pelo cimento após o seu endurecimento. Analisando a Figura 1c, percebe-se que um dos cenários que foge ao padrão foi exatamente o teste de pressão após WOC, visto que não opera dentro dos limites de segurança estabelecidos pela envoltória API.

A seguir, serão apresentados os resultados referentes ao segundo cenário.

Figura 2: Envoltórias do revestimento condutor usando um tubo C75 (a), do revestimento de superfície usando um tubo L80 (b) e do revestimento intermediário usando um tubo P110 (c) (Autor).



Analisando a Figura 2a, percebe-se que o tubo C75 não falha por colapso, uma vez que os esforços iniciais e finais estão todos dentro das envoltórias de von Misses e da API, e operam no limite de segurança estabelecidos pelas regras.

A Figura 2b e a Figura 2c representam, respectivamente, as envoltórias do revestimento de superfície (tubo L80) e as envoltórias do revestimento intermediário (tubo P110). Mais uma vez, percebe-se que os tubos não falham por colapso, uma vez que os esforços iniciais e finais estão todos dentro das envoltórias de von Misses e da API, e operam no limite de segurança estabelecidos pelas regras.

Analisando as Tabela 4 e 5 e todos os resultados exibidos anteriormente nota-se que, em alguns casos, dependendo do tubo utilizado, o esforço final não é suportado no revestimento proposto tanto na envoltória von Misses quanto na envoltória da API. Isso indica que o tubo escolhido não deve ser utilizado para revestir o poço, devendo-se escolher outro tubo com melhores níveis de resistência.

Tabela 4: Resistências Uniaxiais para o Cenário 1 (Autor).

	Fase 1	Fase 2	Fase 3
R. à Tração	1615.79 klbf	1293,73 klbf	1248,38 klbf
R. à Pressão Interna	2656.71 psi	8304,55 psi	12972,95 psi
R. ao colapso	627,11 psi	7871,21 psi	13669,30 psi

Tabela 5: Resistências Uniaxiais para o Cenário 2 (Autor).

	Fase 1	Fase 2	Fase 3
R. à Tração	1864,37 klbf	1379,97 klbf	1445,49 klbf
R. à Pressão Interna	3065,44 psi	8858,18 psi	15021,31 psi
R. ao colapso	627,11 psi	8250,71 psi	15440,67 psi

Analisando os tubos utilizados no revestimento condutor, no revestimento de superfície e no revestimento intermediário do cenário 1, percebe-se que todos eles falham por colapso, pois o esforço final não é suportado no revestimento proposto tanto na envoltória von Mises quanto na envoltória da API. Logo, o cenário 1 indica que o tubo escolhido não deve ser utilizado para revestir o poço, devendo-se escolher outro tubo com melhores níveis de resistência.

Buscando tubos com níveis de resistência um pouco maiores do que os utilizados no cenário 1, fez-se o cenário 2, onde nenhum tubo, em nenhuma fase, uma vez que os esforços inicial e final estão dentro das envoltórias de von Mises e da API, e opera no limite de segurança estabelecidos pelas normativas. Portanto, o cenário 2 apresentado é recomendado e seguro para aplicação do modelo.

Conclusões

A avaliação integrada da estabilidade de revestimento de poços de petróleo permite a avaliação de segurança operacional proveniente de diversos cenários críticos de projeto durante as fases de construção e operação de poços. Conforme resultados apresentados, a verificação de integridade de revestimento deve ser realizada em todas as fases previstas no sistema de revestimento de poço, considerando de forma integrada a ocorrência de possíveis cenários de carregamento que podem induzir falha no poço.

Agradecimentos

A Deus, por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades. À esta universidade, seu corpo docente, direção e administração que oportunizaram a janela que hoje vislumbro. Aos meus pais, Sandra e Marcos, por sempre acreditarem que eu seria capaz de superar os obstáculos que a vida me apresentou, pelo amor, pelo incentivo e pelo apoio incondicional. Ao meu orientador João Paulo Lima Santos, pelo suporte, pelas correções e incentivos. Aos meus amigos e familiares, por me incentivarem a ser uma pessoa melhor e não desistir dos meus sonhos, em especial à Jennifer e Joyce, que sempre me ajudaram com sua vasta experiência desde o início deste projeto de pesquisa.

Referências Bibliográficas

ADAMS, N. J.; **Drilling Engineering. A complete well planning approach.** Penn Well Publishing Company. Tulsa. 1985.

API-RP-7G. **Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits.** 1981.

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.

COSTA, J. C. H. **SISTEMA DE APLICAÇÕES DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO (SAEP): MÓDULO POÇO.** Maceió: Universidade Federal de Alagoas, 2016.

ISO 10400. **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.** Washington: American Petroleum Institute, 2007.

SANTOS, O. L. A., **Segurança de poço na perfuração.** Ed. Edgard Blucher Ltda., São Paulo, 2014.

SILVA, T. V. **Desenvolvimento de sistema para análise de casos de carregamento em colunas de perfuração baseado em interface web.** Maceió: Universidade Federal de Alagoas, 2017.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de petróleo,** Ed. Interciência, Rio de Janeiro, 2014.

VITORINO, A. F. R. A. **Pressure test after WOC scenario analysis in oil well casing design.** Maceió: Universidade Federal de Alagoas, 2018.

AZAR, JAMAL J.; SAMUEL, G. ROBELLO. **Drilling Engineering,** Tulsa: PennWell Corporation p. 319-353.

BERNT, S. A. **Modern Well Design.** 2 ed. CRC Press, 1996. p. 101-182.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **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,** 2008.

SCHWIND, B. E. **Project Aims to Qualify Tubular Connections.** Drilling Contractor, p.60, 2006.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API 5B: Specification for Threading, Gauging and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads.** Fifteenth Edition, 2008.

REPSOL-YPF,. **Casing Design Manual: Drilling and Productions Operations.** Spain. 2000.