

TECNOLOGIA DE CONEXÕES DO TIPO ROSCA-LUVA EM TUBOS PARA REVESTIMENTO DE POÇOS DE PETRÓLEO - REVISÃO*

Rodrigo Rangel Porcaro¹
Luiz Cláudio Cândido²
Vicente Braz Trindade²
Leonardo Barbosa Godefroid²
Geraldo Lúcio de Faria³
Rodolfo Lisboa Batalha⁴

Resumo

Colunas de revestimento de poços de óleo e gás são submetidas a pressões e temperatura cada vez maiores, portanto necessitam de alta resistência mecânica e alta tenacidade. Os tubos que formam as colunas são unidos por conexões rosca-luva, que são pontos críticos para a integridade estrutural. Geralmente empregam-se tubos sem costura especificados segundo a Norma API 5CT com modelos de conexões que atendem às especificações da Norma API 5B, no entanto, para exploração em condições severas e *offshore*, conexões *premium* ou proprietárias têm sido desenvolvidas por empresas privadas há mais de sessenta anos. Estas conexões são projetadas para aumentar a integridade estrutural em condições extremas, mantendo um mínimo de padronização exigido e, em alguns casos, são intercambiáveis com conexões padrão API. O presente trabalho apresenta e discute os modos de falhas mais recorrentes das conexões padronizadas e como se dá o desenvolvimento de novos produtos a partir de modificações nas geometrias básicas API. Estudos experimentais e de simulação numérica são apresentados em artigo homônimo.

Palavras-chave: Conexões OCTG; Casing; API *Buttress* e API *Short Round*.

Technology of Threaded and Coupled Connections in Casing Pipes – Review Abstract

Casing strings are subjected to high pressures under increasing oil well depths, so they increasingly require high strength and good toughness. The casing string is formed by pipes connected by threaded and coupled connections, the threads acts as stress raisers and fatigue damages can arise from that. Seamless pipes API 5CT standard with API 5B standard types of connections are generally applied, however, for oil and gas exploration in extreme conditions, premium connections have been developed. These connections are designed to increase the structural integrity while maintaining a minimum of standardization required and in some cases are interchangeable with standard API connections. The most recurrent failure modes of standardized connections are presented and discussed in this paper, besides that, the development of new products from modifications in basic API geometries are also discussed. Experimental and numerical simulation studies are presented in a homonymous paper.

Keywords: OCTG connections; Casing; API *Buttress* and API *Short Round*.

¹ Engenheiro Metalúrgico, MSc., Doutorando, REDEMAT, UFOP, Ouro Preto, Minas Gerais, Brasil.

² Engenheiro Metalúrgico, Dr., Professor, DEMET, UFOP, Ouro Preto, Minas Gerais, Brasil.

³ Físico, Dr., Professor, DEMET, UFOP, Ouro Preto, Minas Gerais, Brasil.

⁴ Engenheiro Metalúrgico, MSc., Doutorando, PPGCEM, UFSCar, São Carlos, São Paulo, Brasil.

1 INTRODUÇÃO

Tubos usados para perfuração, revestimento e produção de poços de petróleo/gás natural geralmente são unidos por conexões rosqueadas, tanto para aplicação em terra (*onshore*), quanto no mar (*offshore*) e são denominados produtos OCTG (*Oil Country Tubular Goods*)[1,2]. O uso de uniões rosqueadas é uma alternativa à soldagem e se justifica quando há a necessidade de montar e desmontar a coluna de tubos, por exemplo, em tubos de perfuração, e quando a velocidade de montagem é um fator crítico, por exemplo, em colunas de revestimento de poços[3,4].

A demanda por hidrocarbonetos continua crescendo em todo mundo e força a exploração e produção em ambientes mais agressivos, em profundidades cada vez maiores nos mares, em maiores temperaturas ou temperaturas extremamente baixas, na presença de gases e outras substâncias corrosivas, entre outros. Tais condições exigem que os produtos tubulares atendam a requisitos extremos de qualidade e confiabilidade, pois são parte fundamental da segurança operacional e as consequências de eventuais falhas são de grande impacto econômico e ambiental [4-9].

Para manter a integridade da conexão, evitar perda de carga de aperto e possíveis vazamentos, as roscas são usinadas com uma determinada conicidade, o que permite reter energia de torque de montagem [10,11]. A associação das tensões oriundas do torque de montagem com carregamentos externos como tração, flexão e torção, além do efeito de concentração de tensões devido às roscas, produz complexos estados multiaxiais de tensões e deformações nas conexões. Além disso, cargas dinâmicas geralmente estão presentes nas colunas de tubos OCTG, sejam oriundas do torque aplicado na perfuração, dos equipamentos em operação durante a exploração (bombas, válvulas, entre outros), ou ainda de ventos, correntes marítimas, variações de maré e turbulência em função do escoamento de líquidos. As cargas dinâmicas podem originar falhas por fadiga, principalmente nas regiões de maior concentração de tensões das roscas [12].

Do ponto de vista dimensional, as conexões representam menos de 3% do comprimento das colunas de revestimento, porém são responsáveis por mais de 90% das falhas e os custos das conexões podem representar de 10% a 50% dos gastos com produtos tubulares [13].

Conexões proprietárias são desenvolvidas por empresas privadas a partir de variações nos parâmetros geométricos básicos API, com objetivos específicos, por exemplo, proporcionar maior vida em fadiga, menor concentração de tensão geométrica, maior velocidade de montagem, maior capacidade de selagem de gases, dentre outros. Tais desenvolvimentos são pouco discutidos na literatura científica, uma vez que envolvem interesses comerciais e patentes [14].

Neste contexto, este trabalho apresenta os tipos de conexões padronizadas pela API para revestimento de poços de hidrocarbonetos, os principais modos de falhas relatados na literatura e uma revisão de patentes e estudos de simulação que permite observar as tendências de desenvolvimento de conexões modificadas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Produtos Tubulares na Indústria de Óleo e Gás

Existem dois grandes campos de aplicação de produtos tubulares na indústria de hidrocarbonetos; (i) tubos para a condução de petróleo, óleo e gás (*linepipes*) e (ii) tubos empregados nas operações de exploração e produção de hidrocarbonetos, geralmente denominados *Oil Country Tubular Goods* (OCTG) [3,5].

Na perfuração rotativa de poços de petróleo, as rochas são fraturadas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, a qual consiste basicamente de tubos de perfuração (*drillpipes*) e comandos. A função da coluna de tubos é transmitir a força até a broca e permitir a passagem do fluido de perfuração ou lama [5].

Ao atingir uma determinada profundidade (que dependerá das condições de pressão, estabilidade geológica, dentre outros), a coluna de perfuração é retirada e uma coluna de revestimento de aço, com diâmetro inferior ao da broca, é descida no poço [3,5] (Figura 1). A coluna de revestimento é chamada de *casing* e suas funções e particularidades serão apresentadas na próxima seção. As colunas de revestimento possuem regiões cimentadas, como mostrado na Figura 1.

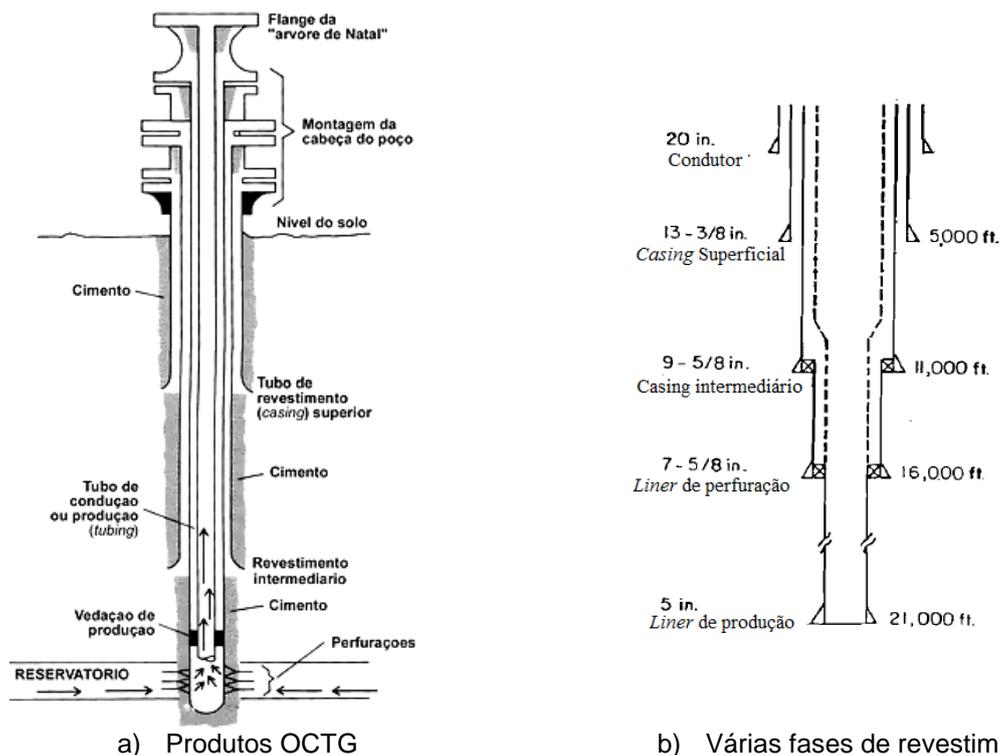


Figura 1. Esquema de um poço *offshore* para a exploração de hidrocarbonetos com detalhes dos tubos OCTG (a) [5]. Diferentes fases de coluna de revestimento, adaptado [4].

Além dos tubos de perfuração (*drillpipes*) e de revestimento (*casingpipes*), outro importante grupo OCTG são os tubos de produção (*tubingpipes*), que são posicionados dentro dos tubos de revestimento e são utilizados para a extração de óleo e gás, bem como no transporte de fluidos hidráulicos para acionamento de equipamentos [4,5].

2.2 Revestimento ou *Casing*

A coluna de revestimento (*casing*) previne o colapso do furo durante a perfuração, impede o contato entre os fluidos do poço e as camadas subsuperficiais e forma um condutor de alta resistência mecânica para o fluido de perfuração e para a extração dos hidrocarbonetos. Portanto, os tubos de revestimento são fundamentais para reduzir os impactos ambientais da perfuração e o uso combinado com BOP's (*blowout preventers*) permite controlar com segurança as pressões das reservas/poços [4].

O revestimento é um dos principais itens de custo em um programa de perfuração; um estudo [6] mostrou que os custos com produtos tubulares representavam, em média, 17% do total para a perfuração de poços profundos nos EUA, como apresentado na Figura 2.

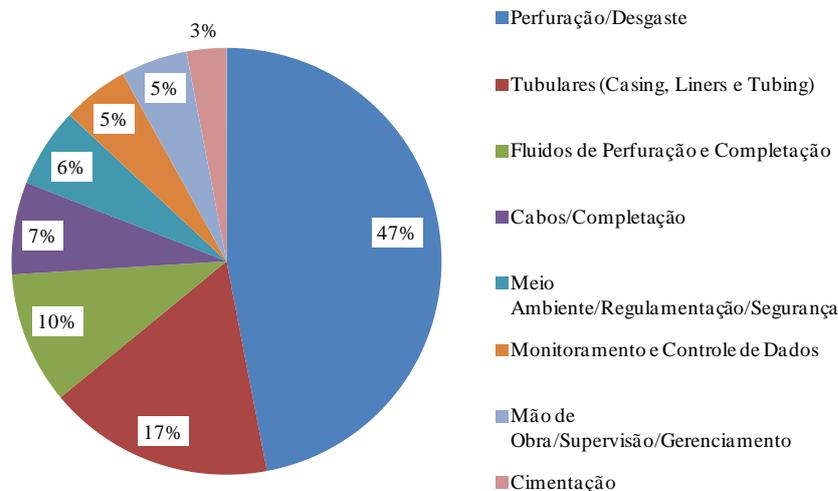


Figura 2. Distribuição de custos médios para a perfuração de poços profundos nos EUA, média entre poços *onshore* e *offshore*. Adaptado [6].

Observa-se na Figura 1(b) que à medida que cada fase do poço é perfurada, o diâmetro externo dos tubos de revestimento diminui para permitir a continuidade das operações de perfuração subsequentes.

A Norma API 5CT (2011) [2] define os tubos de revestimento (*casing*) como produtos tubulares com diâmetro externo entre 4 1/2" e 20". Dentre os requisitos incluídos na especificação, tanto para os tubos quanto para as luvas, estão os processos de fabricação, a resistência mecânica, dimensões e pesos, composição química, ensaios para controle de qualidade, informações a serem fornecidas, marcação e documentação[2,4].

A Norma API 5B (2008) [10] fornece especificações para quatro tipos de conexões de tubos de revestimento:

1. *Short Round Threads and Couplings* ("conexão redonda curta");
2. *Long Round Threads and Couplings* ("conexão redonda longa");
3. *Buttress Threads and Couplings* ("conexão com roscas dente de serra");
4. *Extreme-Line Threads* ("conexão integral, sem luva"), não discutida aqui.

Representações esquemáticas de dois tipos de conexões para revestimento API podem ser observadas na Figura 3. As conexões com roscas "redondas" possuem o mesmo perfil, arredondados e espaçamento (ou passo) que fornece 8 filetes por polegada. O que difere, basicamente, os dois tipos de conexão é o tamanho das

luvas. As roscas são usinadas com uma inclinação igual a $1,79^\circ$, de modo a obter um cone no tubo e outro equivalente na luva. Conexões “redondas” são muito utilizadas, pois possuem baixo custo devido à maior simplicidade para fabricação [4,11].

Pode ser observado na Figura 3 (b) que os filetes das roscas API *Round* possuem um perfil triangular com ângulo de 60° , e com raiz e crista arredondados. Quando a conexão é formada, isto é, tubo e luva encaixados, há a presença de pequenos espaços entre as cristas e as raízes dos filetes. Deve-se utilizar um composto oleoso para preencher tais vazios e obter a selagem. Este tipo de conexão não é recomendado para aplicação em condições de grande pressão e para fornecer selagem a gases ou líquidos de baixa viscosidade [4,11].

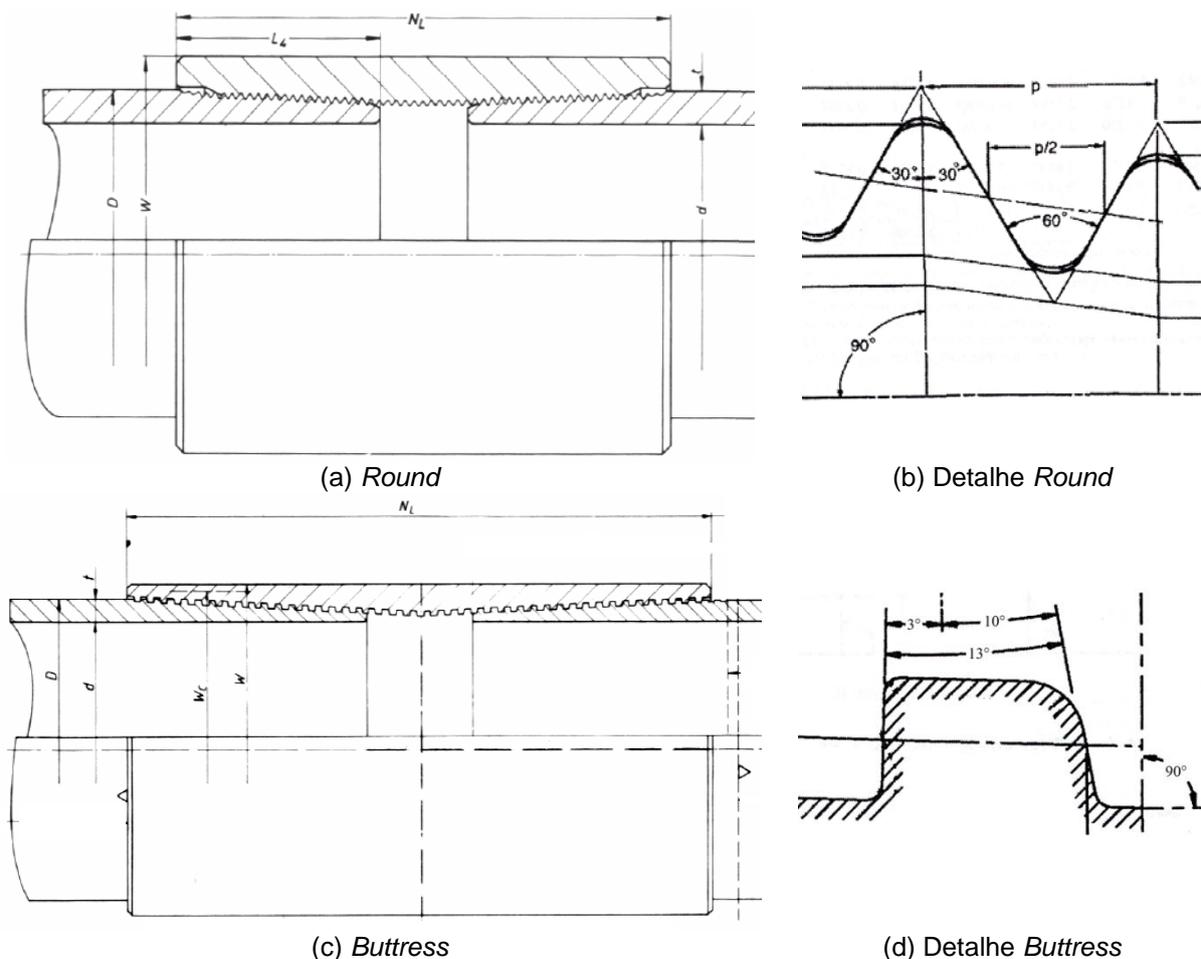


Figura 3. Conexões API para tubos de revestimento (*Casing*). Adaptado [10,11].

As conexões do tipo API *Buttress* (Figura 3 (c)) geralmente possuem eficiência igual a 100% (resistência à tração da conexão dividida pela resistência à tração do tubo). Este tipo de conexão utiliza roscas com conicidade idêntica àquelas presentes no tipo API *Round*, porém as luvas são maiores e os filetes possuem um perfil quadrado e passo que resulta em 5 filetes por polegada. Um composto oleoso também deve ser aplicado para aumentar a selagem nas conexões *Buttress*; no entanto, este tipo de conexão não possui boa capacidade selante [4,12].

Na Tabela 1 observa-se que as conexões API são geralmente aplicadas em poços *onshore* e em pequenas profundidades/pressões. Para condições mais severas, conexões *premium* ou proprietárias, que são desenvolvidas por empresas privadas, são mais utilizadas. Estas conexões são projetadas para aumentar a integridade

estrutural em condições extremas, mantendo um mínimo de padronização exigido e, em alguns casos, são intercambiáveis com conexões padrão API [9].

Tabela 1. Aplicabilidade de conexões do tipo API e *premium*. Adaptado [9]

Poços de gás	Offshore	Conexões Premium	
	Onshore	Conexões padrão API	
Poços de óleo			
Profundidade (km)		3.0	6.0

A Figura 4 é um breve resumo do desenvolvimento de conexões *premium* [12] e percebe-se que as três empresas líderes no mercado mundial buscam, há muito tempo, desenvolver conexões especiais.

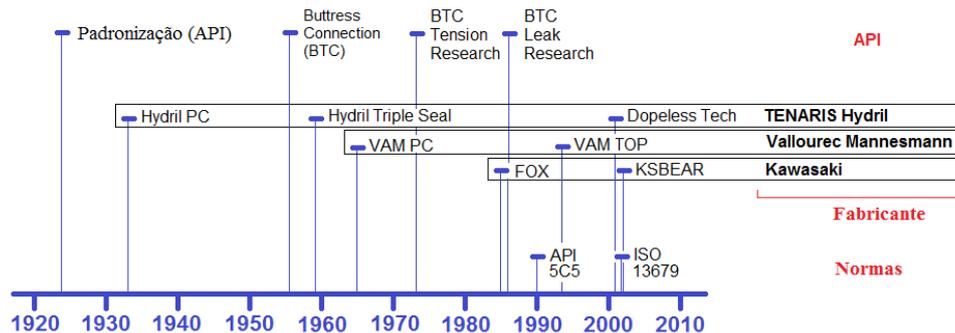


Figura 4. Cronologia do desenvolvimento de conexões *premium* dos três fabricantes líderes e os seus principais produtos. Adaptado [12].

2.3 Projeto de Conexões OCTG

Na Figura 5 pode-se observar o comportamento de uma conexão do tipo rosca-luva com filetes do tipo *Buttress* quando submetida a carregamento trativo. Devido à geometria cônica das regiões rosqueadas no tubo e na luva, durante a montagem da conexão há o surgimento de tensões que podem ultrapassar o limite de escoamento do material e que correspondem ao torque de montagem [14-18]. Um dos principais objetivos de novos projetos de conexões é reduzir a concentração de tensão observada na região do último filete encaixado do tubo quando a conexão é submetida a carregamento trativo (Figura 5).

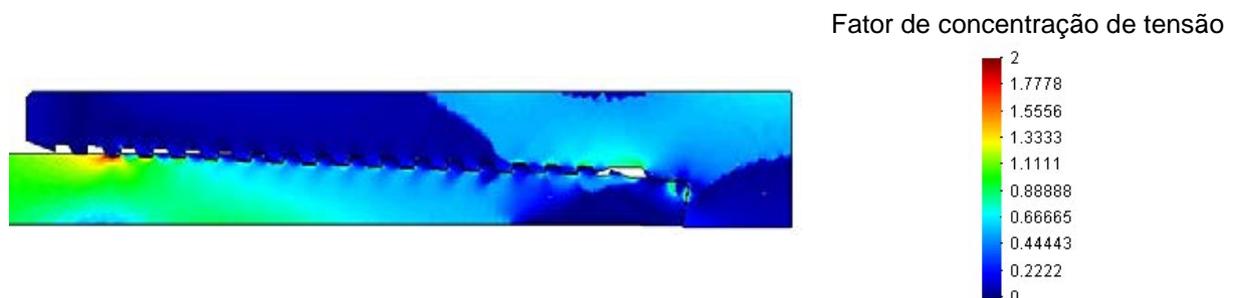


Figura 5. Fator de concentração de tensão em uma conexão típica do tipo rosca-luva quando submetida à tração. Adaptado [18].

As principais conexões proprietárias apresentam elementos semelhantes do ponto de vista de projeto, sendo as regiões de maior interesse: a região das roscas, o “ombro de torque” e o selo metal-metal, como mostrado na Figura 6 [12].

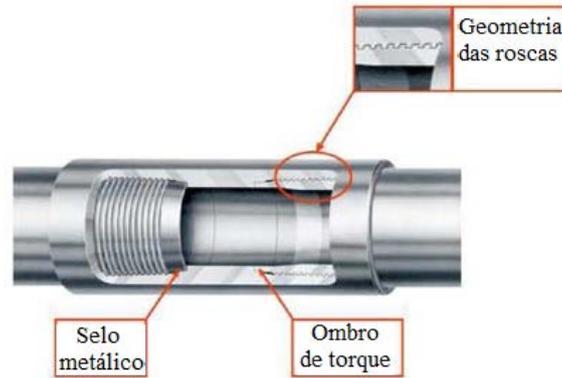


Figura 6. Representação esquemática geral de uma conexão *premium* indicando as três principais regiões de interesse: roscas, “ombro de torque” e selo metálico. Adaptado [12,19].

a) Tipos de roscas

As roscas das conexões *premium* não precisam exercer a função de selo, portanto podem ser projetadas para maximizar a integridade estrutural. Por essa razão, perfis do tipo API *Buttress* ou modificações do tipo *Hooked* com ângulo de flanco negativo são geralmente utilizadas, como mostrado na Figura 7 [12].

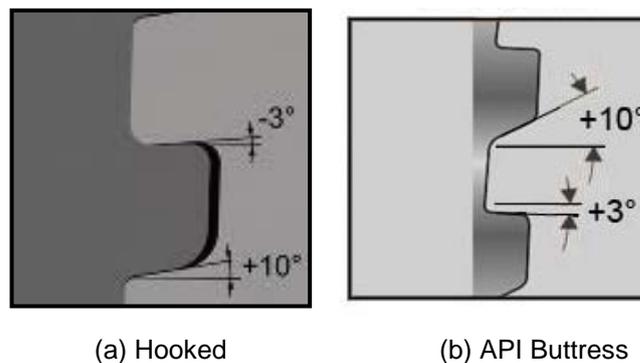


Figura 7. Perfis de roscas do tipo *Hooked* (conexão VAM TOP®) e API *Buttress* [12].

O uso de flanco negativo, ou perfil *Hooked*, sobrepõem-se ao tipo *Buttress*, principalmente devido à capacidade de suprimir a separação radial entre a luva e o tubo durante a aplicação de cargas trativas, modo de falha chamado de *jump-out* que pode ser observado na Figura 8 para uma conexão do tipo *Round* [16]. Conexões *Round* são menos resistentes ao *jump-out* que aquelas com roscas *Buttress* ou *Hooked* [14,20].

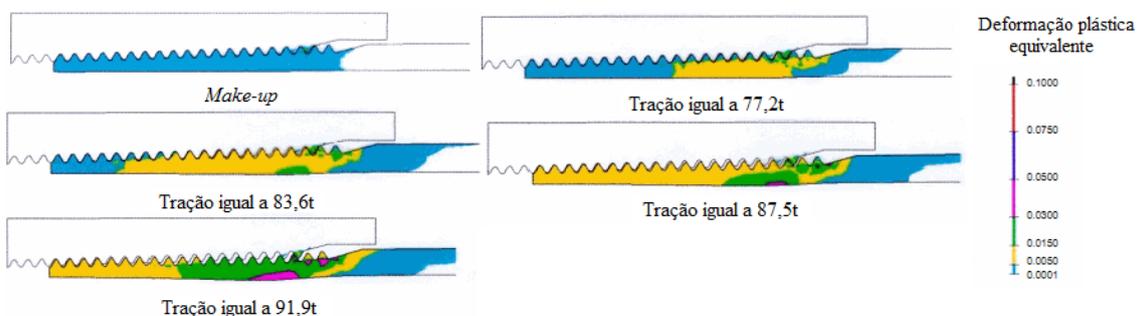


Figura 8. Falha por *Jump-Out* de uma conexão do tipo API “Redonda” submetida a carregamento trativo de 91,9t. Simulações por Elementos Finitos. Adaptado [16].

Galleet al. [21] realizaram estudo de simulação numérica por MEF em uma conexão *casing* com 4 1/2" do tipo API *Buttress*. Os autores avaliaram a influência de ângulos de flanco de carga igual a -13° e $+13^\circ$ na resistência ao *jump-out*, além de possíveis reflexos em outros modos de falha. As conclusões obtidas foram que o uso de flanco de carga negativo (-13°) reduziu em 20% a tendência de separação entre tubo e luva. Porém, devido ao grande valor de ângulo usado (-13°), os autores perceberam grande tendência de deformação plástica localizada nos três primeiros filetes encaixados da conexão, o que poderia reduzir a vida útil nos casos em que se aplica o reuso (tubos de perfuração, por exemplo). Segundo os autores, isso explicaria o uso mais difundido de perfis com flancos negativos (*hooked*) em conexões *casing*, uma vez que é menos comum a reutilização desse tipo de tubo.

b) “Ombro de torque” e selo metálico

As roscas cônicas têm a capacidade de reter certa quantidade de torque durante o aperto, mas os valores alcançados não são suficientes para as perfurações em grandes profundidades. Um “ombro de torque” permite armazenar maior quantidade de energia e aumentar a integridade estrutural nesses casos[9,11,12].

Na Figura 9 pode-se observar a região de selagem em uma conexão *Premium VAM*[®] [19]. Geralmente o selo metal-metal é posicionado próximo ao “ombro de torque” para garantir o contato das superfícies em condições extremas de uso [22]. Além disso, diferente dos selos poliméricos como anéis de Teflon[®], os selos metálicos são mais confiáveis e capazes de manter a vedação para gases mesmo em altas pressões e temperaturas.

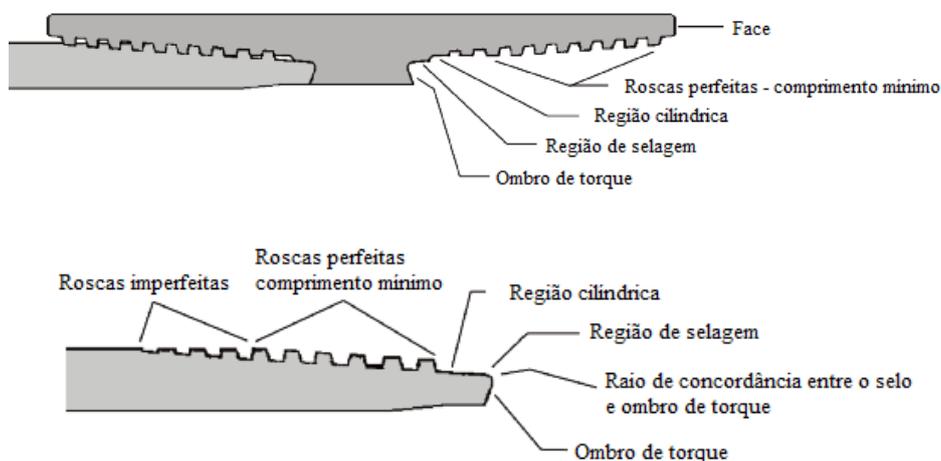


Figura 9. Componentes de uma conexão do tipo rosca-luva *premium*. Em detalhe a região do “ombro de torque” e o selo metal-metal. Adaptado [19].

2.3 Fadiga em Conexões OCTG

A combinação de torque durante a montagem das conexões com cargas externas, como pressão, tensões trativas devido ao peso e, eventualmente, flexão, juntamente com a geometria das conexões rosqueadas, origina um complexo estado de tensões multiaxial. Os filetes das roscas funcionam como concentradores de tensão, sendo pontos críticos para nucleação de trincas por fadiga [9,23].

Wittenberghe[9] realizou simulações por MEF de uma conexão rosqueada *LinePipe* API de 4", utilizando um modelo 2D com simetria axial. Os resultados na

Figura 10 indicam a grande concentração de tensão na raiz do último filete do tubo encaixado na luva. Os dados do modelo numérico foram validados por extensometria.

A grande concentração de tensão no último filete encaixado é atribuída à maior rigidez da luva em relação ao tubo [24,25]. Isto pode ser observado na Figura 11, na qual observa-se que a luva possui maior espessura de parede do que o tubo. Desta forma, durante a aplicação de tensões trativas na conexão, a deformação elástica da luva é menor do que a do tubo, originando a grande concentração de tensões.

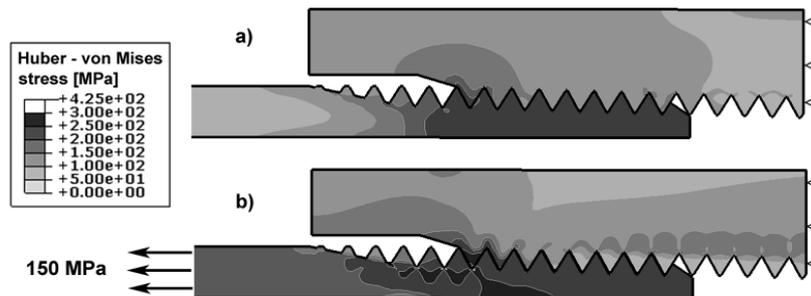


Figura 10. – Resultados de simulação numérica de conexão *LinePipe* API de 4" submetida a torque de montagem (a) e a torque de montagem mais tensão de 150MPa (b) [9].

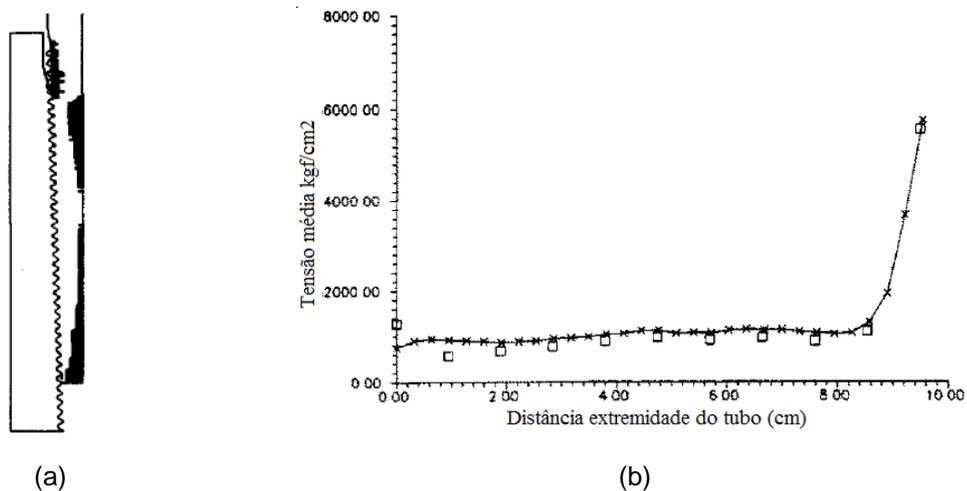


Figura 11. Simulação por MEF de conexão API *Round*. (a) Deformação plástica no tubo devido à aplicação de torque de montagem e tensão trativa e, em (b), distribuição de tensão nos filetes das roscas indicando grande concentração de tensão no último filete encaixado. Adaptado [25].

De Lange e Evans [26] patentearam uma conexão resistente à fadiga para tubulares OCTG baseada na redução da concentração de tensão, Figura 12. O comprimento da região com roscas da luva é maior que o correspondente no tubo, de modo que todos os filetes do tubo fiquem mais bem encaixados na montagem da conexão. Outra modificação na luva é a usinagem de um biselcônico para reduzir o seu diâmetro externo e a rigidez nas extremidades. Uma patente de 2004 [27] também possui usinagem externa na luva para aumentar a vida em fadiga de conexões OCTG, Figura 13. Esta conexão está disponível comercialmente sob o nome de VAM TOP FE[®][28].

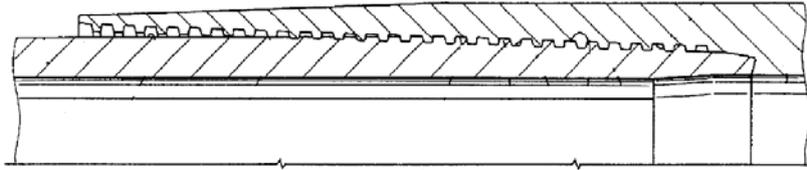
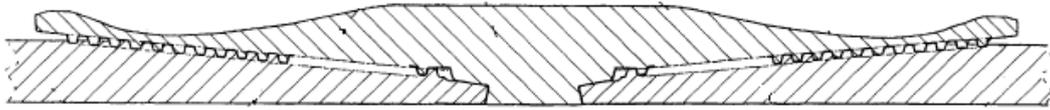


Figura 12. Representação esquemática de conexão para tubulares resistente à fadiga [26].



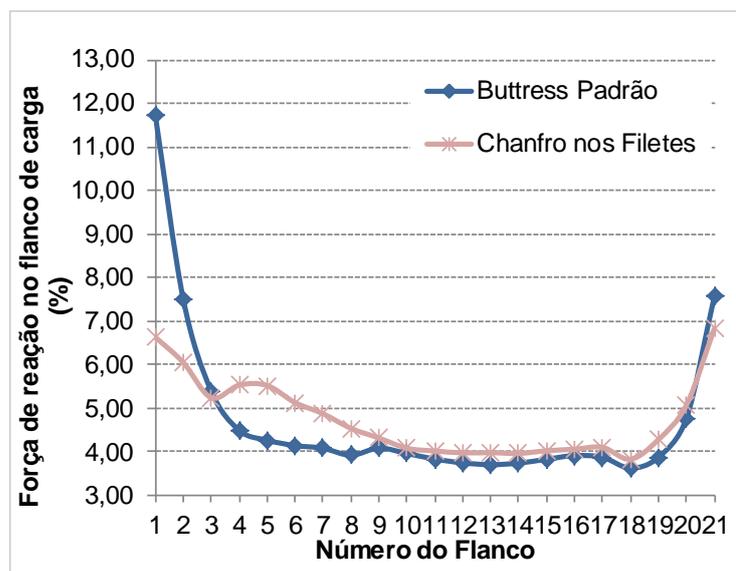
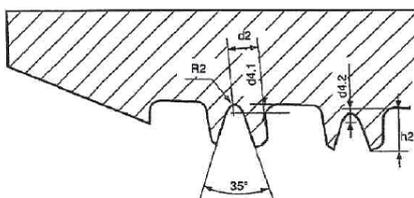
(a) Representação de conexão resistente à fadiga patenteada



(b) Produto comercial VAM TOP FE® desenvolvido a partir da patente de Verdillon

Figura 13. Patente de Verdillon para conexão resistente à fadiga. Observa-se a redução do diâmetro externo da luva em (a) e o produto comercial mostrado em (b). Adaptado [27,28].

Várias modificações locais nos perfis das roscas foram propostas em patentes para reduzir a concentração de tensão e aumentar a resistência à fadiga das conexões. Noel e Roussie [29] patentearam a confecção de chanfros nas cristas das roscas das extremidades da luva e do tubo, Figura 14 (a). Porcaroet *al.* [14] utilizaram simulações por (MEF) para avaliar o efeito das modificações sugeridas na concentração de tensão e na tendência à falha por *jump-out* em conexões *casing* do tipo *Buttress* com 13 3/8" de diâmetro e aço API 5CT P110. Os resultados na Figura 14 (b) indicam que a modificação do perfil das roscas foi eficiente na redução da concentração de tensão em relação à conexão padronizada API *Buttress*; os autores também reportaram que não ocorreu modificação na resistência ao *jump-out*.



a)

b)

Figura 14. Chanfros confeccionados nos filetes iniciais do tubo e da luva em conexão *casing* (a). Resultados de simulação por MEF da confecção de chanfros em conexão com 13 3/8" e aço API 5CT P110. Adaptado [29,14].

4 CONCLUSÃO

O desenvolvimento de conexões do tipo rosca-luva para aplicações na exploração e produção de hidrocarbonetos em condições severas tem sido realizado a partir de modificações do padrão *Buttress* da Norma API 5B. As principais linhas de desenvolvimento incluem modificações localizadas nos perfis das roscas, como alterações em ângulos, modificações na geometria da luva, como a redução de espessura, além da introdução de novos elementos, como superfícies para armazenar torque “ombros de torque” e adição de selos metálicos. Os principais modos de falhas das conexões (*jump-out* e fadiga) têm motivado o desenvolvimento de soluções específicas baseadas em alterações de design. Simulações por elementos finitos têm se mostrado a ferramenta mais importante para o desenvolvimento de conexões proprietárias e ainda há um grande potencial para inovação e desenvolvimento nesta linha de trabalho.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio da CAPES, CNPq e FAPEMIG. A bolsa de mestrado (CNPq) é especialmente reconhecida.

REFERÊNCIAS

- 1 American Petroleum Institute. API 5L: Petroleum and Natural Gas industries – steels pipe for pipeline transportation systems. Forty-Fourth Edition 2007.
- 2 American Petroleum Institute. API 5CT: Specification for Casing and Tubing. Ninth Edition, 2011.
- 3 Thomas J. E. Fundamentos da Engenharia de Petróleo. 2º Edição. Rio de Janeiro, Editora Interciência, Petrobras, 2001.
- 4 Bourgoyne A. T., Chenevert M. E., Millheim K., Young, F. S. Applied Drilling Engineering. Louisiana. Editora SPE Textbook series. Vol. 2, 510p, 1986.
- 5 Morais W. A. Tubos para a indústria de exploração do petróleo e gás - características e particularidades de produção. Tubo & Cia, v. 2, p. 8-18, 2005.
- 6 Schlumberger Data And Consulting Services. Benchmarking Deep Drilling Final Report. Pennsylvania, United States of America (USA), 2004. Disponível em: <http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk11/pdfs/benchmark.pdf>. Acesso em: 25/03/2017.
- 7 Krauspenhar T. L. Avaliação da Resistência à Corrosão-Fadiga do Aço API 5CT P110 em Meio Aquoso Salino Contendo H₂S. Dissertação de Mestrado, UFRGS, 2005.
- 8 American Petroleum Institute (API). História da API. Disponível em: <http://www.api.org/globalitems/globalheaderpages/about-api/api-history>. Acesso em: 25/03/2014.
- 9 Wittenberghe J. V. Experimental Analysis and Modelling of the Fatigue Behaviour of Threaded Pipe Connections. Tese de PhD. Ghent University, Belgium, 2011.
- 10 American Petroleum Institute. API 5B: Specification for Threading, Gauging and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads. Fifteenth Edition, 2008.
- 11 Bourne D. Assessment of API Thread Connections Under Tight Gas Well Conditions. Dissertação de Mestrado, Texas A&M University, 2009.

- 12 Galle, T., De Waele W., De Baets P., Van Wittenberghe J. Influence of Design Features on the Structural Integrity of Threaded Pipe Connections. Sustainable Construction and Design, vol. 2, issue 2, pp. 237, 2011.
- 13 Hansen B. Production Casing Design Considerations. Apresentação Técnica Devon. Disponível em: <http://www2.epa.gov/hfstudy/production-casing-design-considerations>. Acesso em: 22/03/2017.
- 14 Porcaro R. R., Cândido L. C., Trindade V. B., Faria G. L., Godefroid L. B. Evaluation of Standard API Casing Connections and Parametric API Buttress Improvement by Finite Element Analysis. Materials Research. 2017; 20(1): 130-137.
- 15 API, Apresentação: Performance properties: requirements for leak resistance of API connections (LTC/BTC). Disponível em: <http://mycommittees.api.org/>. Acesso em 22/03/2017.
- 16 Dvorkin E. N., Toscano R. G. Finite element models in the steel industry. Part II: analyses of tubular products performance. Computers & Structures, Volume 81, Issues 8-11, pages 575-594, 2003.
- 17 Chen S., Li Q., Zhang Yi, Qi An. Finite element analysis of tooth load distribution on P-110S conic threaded connections. International Journal of Pressure Vessels and Piping, n. 88, pp. 88-93, 2011.
- 18 Santi N. J., Carcagno G. E., Toscano R. Premium & Semi-premium Connections Design Optimization for Varied Drilling-with-Casing Applications. Offshore Technology Conference. Houston, 2005.
- 19 Vallourec & Mannesmann, VAM book, <http://www.vamservices.com/>. 2016. Acesso em 22/03/2017.
- 20 Zhanghua L., Yonggang L., Tang Bo, Jianzeng H., Zhang Yi, Long Y. Analysis of Jump-Out Loads about Connectors of Buttress and Round Threads of Casing. International Ansys Conference, Pittsburgh, PA, 2004.
- 21 Galle T., Wittenberghe J. V., Jula F. C., De Waele W., De Baets P. Effect of Load Flank Angle Modifications on the Structural Integrity of Buttress Threaded Connections. Sustainable Construction and Design, vol. 4, issue 1, 2013.
- 22 Yamamoto K., Kobayashi K., Maguchi T., Uendo K. Stress Analysis of Premium Threaded Connection "FOX" by Finite Element Method, Kawasaki Steel Giho, 20, pp. 202-207, 1989.
- 23 Teodoriu C., Falcone G. Fatigue Life Prediction of a Buttress Casing Connection Exposed to Large Temperature Variations. Thirty-Third Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 2008.
- 24 Wittenberghe J. V., De Baets P., De Waele W., Galle T., Bui T. T., De Roeck G. Design Characteristics that Improve the Fatigue Life of Threaded Pipe Connections. Sustainable Construction and Design, vol. 2, issue 2, pp. 334, 2011.
- 25 Assanelli A. P., Dvorkin E. N. Finite Element Models of OCTG Threaded Connections. Computers & Structures, vol. 47, n. 4/5, pp. 725-734, 1993.
- 26 De Lange R.W., Evans M.E. Threaded and coupled connection for improved fatigue resistance. United States Patent, US 6609735 B1, 2003.
- 27 Verdillon L. Fatigue-resistant threaded bevelled tubular element, United States Patent, US 6752436B1, 2004.
- 28 Vallourec & Mannesmann, VAM Services, VAM TOP FE[®], disponível em: <http://www.vamservices.com/products/riser/vamtopfe.aspx?a=0>. Acesso em: 25/03/2017.
- 29 Noel T., Roussie G. Fatigue-resistant threaded component for tubular threaded joint, United States Patent, US 751534, 2009.