
Filosofia para seleção de metalurgia de poços produtores de óleo e gás

Aline L.S. Gomes^a, Ilson Palmieri Baptista^b

Resumo

A seleção de materiais de colunas de produção e revestimentos é crítica para a integridade de poços produtores de óleo e gás. O processo de seleção deve levar em consideração o ambiente agressivo do reservatório, que é função de variáveis como pressão parcial de CO₂ e H₂S, temperatura de operação, pressão de bolha, presença de enxofre elementar, contaminação com oxigênio durante processos de recuperação secundária, além de características da água de formação (salinidade, teor de ácidos orgânicos, cloretos, bicarbonato) e pH da solução aquosa. Adicionalmente, mudanças no potencial corrosivo em condições de shut-in, operações de acidificação, etc. devem ser ponderadas. Os materiais devem ser escolhidos conforme sua resistência aos fenômenos de corrosão generalizada, pites, frestas e corrosão sob tensão a que estarão expostos no meio pretendido. Os métodos mais utilizados na escolha das metalurgias adequadas estão baseados na revisão da literatura, quando disponível, na utilização de modelos de predição da taxa de corrosão, na experiência de campo ou na qualificação de materiais conforme os critérios de adequação ao uso recomendados pelas normas ISO 15156. Este estudo aborda as vantagens e limitações dos materiais comumente utilizados em reservatórios produtores de óleo e gás.

Palavras-chave: Seleção de materiais para poços, poços produtores, 13% Cr, Supermartensítico, Super 13% Cr.

Introdução

A seleção de materiais de colunas de produção e revestimentos é crítica para a integridade de poços produtores de óleo e gás. Essa seleção depende do conhecimento das características físicas e químicas do ambiente corrosivo ao qual o material estará exposto durante a vida útil do reservatório q que pertence. Além das condições operacionais, é necessário considerar as diversas mudanças no potencial corrosivo em condições de *shut-in*, possíveis operações de acidificação, etc.

Indústrias donas de grandes centros de pesquisa geralmente estabelecem os materiais a serem utilizados com base na simulação das condições particulares do meio estudado. Também é bastante comum a utilização de modelos de predição de taxa de corrosão como forma de prever a vida útil de determinado componente. Outro meio bastante utilizado para seleção é a revisão da literatura existente em busca de resultados para condições similares às de interesse, com objetivo de extrapolar esses dados para a condição real ou ainda eliminar opções de materiais que não sejam bons candidatos ao serviço, otimizando assim a quantidade de ensaios de laboratório necessários.

^a Engenheira de Materiais - PETROBRAS

^b Mestre, Engenheiro Metalúrgico - PETROBRAS

O presente estudo tem por objetivo descrever os métodos mais utilizados na escolha das metalurgias adequadas para os poços produtores de óleo e gás, abordando as vantagens e limitações dos materiais comumente empregados neste serviço.

Metodologia

Os materiais de OCTG (*Oil Country Tubular Goods*) estão sujeitos a diversos processos corrosivos ao longo do período produtivo de um poço. Além da corrosão generalizada, grandes esforços são feitos no sentido de mitigar processos de corrosão localizada (pites e frestas) e corrosão sob tensão.

As ligas resistentes à corrosão (*Corrosion Resistant Alloys*, CRAs) geralmente utilizadas em OCTGs são protegidas por um filme de óxido (camada passiva). A presença de espécies agressivas (cloretos, H₂S, enxofre e oxigênio), fluidos de baixo pH e altas temperaturas promovem a quebra desse filme passivo, levando à formação de pites com taxas de penetração muito difíceis de serem previstas e que podem levar o componente a uma falha sem que esta seja identificada durante a operação. Adicionalmente, as regiões das conexões da Coluna de Produção (COP), a interface entre o tubo base e as telas e a região de *packer* formam geometrias propensas a formação de frestas.

Ainda, embora o oxigênio não esteja presente nas formações e não seja uma preocupação em poços produtores, o enxofre elementar pode atuar como agente corrosivo de maneira similar ao oxigênio [1].

A severidade corrosiva do meio em poços produtores de óleo e gás é função das seguintes características de operação:

- Pressão de Saturação (Pressão de bolha);
- Temperatura
- Presença de enxofre elementar;
- Teor de contaminantes presentes no gás (enxofre elementar, H₂S e CO₂);
- Salinidade, alcalinidade e teor de ácidos orgânicos presentes na água de formação.

A partir dos dados citados é possível então calcular a pressão parcial dos gases contaminantes e através de softwares de simulação de equilíbrio multifásico simular o valor de pH esperado. Tais parâmetros são importantes para a seleção adequada dos materiais da Coluna de Produção, do *gravel pack* e da região inferior do revestimento, abaixo do *packer*.

A região do revestimento localizada acima o *packer* é preenchida por *gas lift* (no trecho acima do Mandril de *Gas Lift*, MGL) e fluido de completação (entre o MGL e o *packer*). Tais fluidos geralmente possuem baixa corrosividade e por essa razão o aço carbono é frequentemente selecionado para esta região. É importante ressaltar que em casos onde a pressão parcial de H₂S é maior ou igual a 0,05psi, o aço carbono utilizado deve estar de acordo com os requisitos da norma ISO 15156-2 [2] ou NACE MR0175 [3].

O foco principal do processo de seleção é identificar os materiais que podem ser aplicados de maneira segura e só então esta seleção é refinada considerando-se os custos envolvidos. A vida útil pretendida e a possibilidade/ facilidade da realização de *workover* também são fatores determinantes em poços onde as baixas taxas de corrosão permitam a utilização do aço

carbono (API 5CT grau L-80 tipo 1, 1%Cr). Nessas condições, esses materiais podem ser interessantes quando associados ao uso de inibidores de corrosão, porém o alto OPEX, a logística e o risco de indisponibilidade devem ser analisados.

Dados disponíveis indicam que, em geral, as taxas de corrosão da maioria dos CRAs tendem a aumentar e a resistência ao trincamento tende a diminuir com o aumento de temperatura. O mesmo acontece quando há diminuição do pH e aumento da concentração de cloretos da água produzida [4]. Dessa forma, a extrapolação de resultados obtidos em diferentes condições deve ser evitada.

Assim, na ausência de experiência de campo na utilização de determinado material em características específicas, a seleção de materiais deve estar baseada em ensaios de laboratório executados conforme os critérios de adequação ao uso recomendados por normas.

CRAs mais utilizados em poços produtores de óleo e gás

Aços 13%Cr convencionais ou Aços Martensíticos

Os CRAs são utilizados em poços nos quais a corrosividade do fluido produzido, normalmente devido ao teor de CO₂, não permite o uso do aço carbono. Os aços 13%Cr convencionais apresentam bom desempenho em poços de serviço doce, já que demonstram susceptibilidade à corrosão sob tensão por sulfetos (*Sulfide Stress Corrosion Cracking*, SSCC) em baixas pressões parciais de H₂S. A norma ISO 15156-3 [5] limita o serviço desses materiais a 1,5 psia de H₂S e pH \geq 3,5. Contudo, muitas indústrias consideram esses limites bastante otimistas, já que tais materiais apresentam baixa resistência em presença de cloretos [6], que podem penetrar o filme superficial, levando o material à corrosão localizada. Como essa resistência depende da temperatura a que estão submetidos, a Petrobras limita normalmente o uso desse material a 125°C. Além disso, em presença de cloretos associados ao H₂S e elevada temperatura os aços 13%Cr são susceptíveis à corrosão sob tensão por cloretos [7].

Aços 13%Cr Modificados ou Aços Supermartensíticos (*Supermartensitic Stainless Steels*, SMSS)

São aços 13% Cr modificados pela adição de 5% Ni e 2% Mo, o que gera aumento da resistência à corrosão por pites. Em relação ao aço 13Cr convencional, os SMSSs possuem menor taxa de corrosão em meios úmidos contendo CO₂. Já em presença de CO₂ associado a pequenas quantidades de H₂S, os aços SMSSs tendem a se manter passivos e resistentes em altas temperaturas e elevados teores de cloretos, enquanto os aços 13% Cr convencionais passam ao estado ativo [8].

Materiais Duplex

A categoria de materiais duplex incluem aqueles contendo 22% Cr e 25% Cr. Exibem consideravelmente maior resistência à corrosão localizada (pites e frestas) e corrosão sob tensão quando comparados às categorias anteriormente apresentadas. Por serem trabalhados a frio, possuem também maior resistência mecânica. Contudo, a necessidade de tal propriedade

deve ser cuidadosamente avaliada já que tem efeito negativo para a resistência à corrosão sob tensão (*Stress Corrosion Cracking*, SCC) [4].

Ligas de Ni

Embora geralmente imunes a todas as concentrações de CO₂ e pouco sensíveis em elevadas concentrações de cloreto, sua utilização possui limites para temperatura e presença de H₂S ou enxofre elementar. São aplicadas em casos extremos onde seu alto custo é justificado e os outros tipos de materiais metálicos não são adequados.

Mudanças do potencial corrosivo ao longo da vida do poço

Ao longo de sua vida útil, determinado poço pode passar por mudanças em suas condições de operação que podem levar a alterações do seu potencial corrosivo. Tais variáveis devem ser cuidadosamente analisadas durante o processo de seleção de materiais de um poço.

Durante ocasiões onde é necessário *shut-in*, por exemplo, a parte superior do poço é resfriada até a temperatura do leito marinho possibilitando a condensação no trecho e consequente aumento do potencial corrosivo.

Adicionalmente, em caso de perda de produtividade, é comum optar-se por operações de acidificação. Nestas operações, trabalha-se com a injeção de ácidos orgânicos ou inorgânicos, com o objetivo de remoção de dano e/ou aumento de permeabilidade da formação. Embora geralmente associados a inibidores de corrosão, a injeção ácida pode causar severos danos aos equipamentos devido ao processo corrosivo, principalmente nas etapas de retorno do fluido injetado quando a eficiência do inibidor é reduzida.

Ainda, com o envelhecimento dos reservatórios ou necessidade de injeção de água para recuperação secundária, a introdução de bactérias redutoras de sulfato (BRSs) pode acidular um poço inicialmente previsto como serviço doce (sem H₂S). Por esse motivo, uma boa prática é armazenar pequenas amostras de cada lote de fabricação do material instalado de forma a possibilitar futuros testes de adequação ao uso [9].

Conclusões

A seleção de materiais deve estar primeiramente baseada em segurança de operação, levando-se em consideração as propriedades mecânicas requeridas e resistência à corrosão mínima para suportar a vida útil esperada. É realizada utilizando como base os dados disponíveis em literatura, experiências de campo ou realização de ensaios de adequação ao uso. Também é necessário considerar possíveis alterações no potencial corrosivo ao longo da vida útil do poço. Só a partir da identificação dos materiais seguros para determinada aplicação, o processo de seleção passa a considerar o fator custo.

Referências bibliográficas

- [1] “*Elemental Sulphur as corrodent in deaerated neutral aqueous solutions*”, E. Schaschl, *Materials Performance, NACE 1980*;
- [2] ISO 15156-2 – *Petroleum and gas industries – Materials for use in H₂S-containing environments in oils and gas production – Part 2: Cracking –resistant carbon and low-alloy steels, and the use of cast irons*;
- [3] NACE MR0175 - *Petroleum and gas industries – Materials for use in H₂S-containing environments in oils and gas production*;
- [4] *Selection and qualification of materials for HPHT wells*, J.K. Brownlee, K.O. Flesner, K.R. Riggs, B.P. miglin – SPE 97590;
- [5] ISO 15156-3 – *Petroleum and gas industries – Materials for use in H₂S-containing environments in oils and gas production – Part 3: Cracking –resistant CRAs (corrosion-resistant alloys)and other alloys*;
- [6] SM13CRS-95 – *Nippon Steel & Sumitomo Metal Datasheet*, disponível online em 2018;
- [7] *SSC susceptibility and its evaluation methods of 13Cr martensitic steel*, T. Kushida, M. Ueda, T. Kudo, T.Kobayashi, A. Nakahara, *Corrosion 93*, paper no.124, Houston, TX: NACE (1993);
- [8] *OCTG Materials & Corrosion in Oil & Gas Production*, Sumitomo Metals;
- [9] *A Selection Methodology for 13Cr-Type Alloy Oil Country Tubular Goods*, E.Caldwell and H. Zhang, SPE-169633-MS.