



AVALIAÇÃO DA INCRUSTAÇÃO NO NIPPLE DE ASSENTAMENTO DA BOMBA DE FUNDO EM POÇOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS: ESTUDO DE CASO

Jardel Dantas da Cunha¹, Fernando Nunes da Silva², Andréa Francisca Fernandes Barbosa³, Djalma Ribeiro da Silva⁴

¹ Universidade Federal Rural Do Semi-Árido, UFRSA – jardel.dantas@ufersa.edu.br, ² Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, UFRN – nunesdasilva@gmail.com, ³ Universidade Federal do Maranhão – andrea.quimica@ufersa.edu.br, ⁴ Instituto de Química, UFRN – djalma@ccet.ufrn.br

RESUMO

Os sistemas de elevação artificial são necessários na vida de um campo produtor, quando as pressões de reservatório diminuem e a produtividade dos poços entra em declínio dado que os fluidos não conseguem energia suficiente para vencer, a coluna hidrostática do fluido na coluna de produção, as perdas por fricção, as perdas nas restrições, as perdas na linha de produção e a pressão nos equipamentos de separação. O estudo das incrustações é então de suma importância para o conhecimento do mecanismo de sua formação e para a escolha do método de prevenção e/ou remoção. Técnicas de extração Soxhlet, EFRX, DRX e MEV, foram utilizadas para caracterização das amostras. Através da análise dos resultados foi possível identificar: incrustação tipo carbonática, sendo sua formação influenciada pela concentração de íons de cálcio e bicarbonato, dissolvidos na água, uma vez que tal formação é comum em poços que apresentam teores elevados desses íons, que também é favorecida pela diminuição da pressão ou aumento da temperatura no reservatório. Teste de solubilidade ácido apresentou 100% de solubilidade para a fração analisada empregando ambos ácidos estudados.

Palavras-chave: Elevação artificial, Nipple de assentamento, Incrustação.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de elevação artificial são necessários na vida de um campo produtor, quando as pressões de reservatório diminuem e a produtividade dos poços entra em declínio dado que os fluidos não conseguem energia suficiente para vencer, a coluna hidrostática do fluido na coluna de produção, as perdas por fricção, as perdas nas restrições, as perdas na linha de produção e a pressão nos equipamentos de separação. A seleção do método esta relacionado diretamente ao tipo de completação, diâmetro do revestimento, se o mesmo é direcional, a existência de energia

disponível, a profundidade do poço, ao índice de produtividade do poço, produção de areia e parafina, ao grau °API do óleo e o potencial de incrustação da água (CLEGG *et al.*, 1992; HEIN, 1996; e JAYASEKERA, 2000).

Segundo TAKÁCKS (2002), considerando os poços que produzem com elevação artificial o bombeio mecânico compreende cerca de 80% dos poços e os demais são atribuídos às técnicas de elevação de gás-lift, bombeio de cavidade progressiva (BCP) e bombeio elétrico submerso (BCS).

No poço produtor, a pressão e temperatura diminuem ao longo da coluna até a superfície, mudando as condições



termodinâmicas de precipitação nos componentes da coluna. Já nos equipamentos de superfície, a formação de incrustação (*scale*) (DAHER, 2003). As incrustações referem-se, principalmente, à formação de carbonato de cálcio (CaCO_3), sendo que se diferencia incrustação de depósito sedimentar. Um processo incrustante envolve necessariamente a passagem por uma etapa de nucleação (formação do cristalmente) a partir da qual ocorrerá o crescimento da formação cristalina, desenvolvendo-se um tipo de depósito denominado incrustação verdadeira (*true scale*). Entretanto na maioria dos casos de águas superficiais, as deposições (cristalinas ou não) observadas são de natureza sedimentar. Nestas situações, sólidos em suspensão, inicialmente dispersos na água, separam-se da fase aquosa, depositando-se sobre as superfícies metálicas, formando os chamados depósitos sedimentares (lama argilosa, *fouling* microbiano). Em alguns casos, nos que envolvem produtos de corrosão, como o óxido férrico (Fe_2O_3), podem ocorrer deposições envolvendo os dois mecanismos citados, originando depósitos tipo incrustação (*scalelike deposits*) de natureza mista (lama argilosa com produtos de corrosão, por exemplo) (DEARBORN, 1991). Segundo MARQUES *et al.* (2001), a formação de incrustação em campos petrolíferos causa um grande impacto na produtividade do reservatório, sendo conhecido como um dos maiores causadores de problemas. As incrustações mais comuns são: sulfato de bário (BaSO_4) (Equação 01) e sulfato de estrôncio (SrSO_4) (Equação 02), sulfato de cálcio (CaSO_4) (Equação 03), carbonato de cálcio (CaCO_3) (Equação 04), carbonato de ferro (FeCO_3), sílica cristalina (SiO_2) e amorfa, e cloreto de sódio (NaCl).



O presente trabalho tem como objetivo analisar a composição das incrustações coletadas e sua morfologia.

2. METODOLOGIA

2.1. Coleta da amostra

A amostra foi coletada no *nipple* de assentamento de uma bomba de fundo durante uma intervenção de limpeza, ocasionada pela coluna com pistão preso. A amostra para termos de denominação foi chamada de AM1.

2.2. Extração Soxhlet

A extração *Soxhlet* foi realizada no equipamento da marca Avanti modelo 2055-*Soxtec*, com copos e sistemas limpos e secos. Foi extraída 5g de amostra, sendo representativa quando comparado a amostra total. O solvente utilizado no procedimento de extração foi clorofórmio (60 ml), onde o mesmo é mais adequado por apresentar menor custo e baixa toxicidade. O ciclo de extração foi realizado a temperatura de 140°C durante 120 minutos. Após extração, a amostra foi pulverizada em moinho planetário RETSCH PM 200 com 500 rpm, durante 10 minutos, até amostra obter granulometria próxima de 100 # (mesh) (MOURA, 2006).

2.3. Espectrometria por fluorescência de raios X (EFRX)

A análise de EFRX foi realizada num equipamento da marca Shimadzu



modelo XRF-1800 no modo semi-quantitativo no qual é empregada a metodologia de dispersão por comprimento de onda (WD-XRF). O equipamento possui limite de detecção do sódio ($\text{Na} \rightarrow Z = 11$) ao urânio ($\text{U} \rightarrow Z = 92$) utilizando radiação RhK ($\lambda = 0,615$). Na preparação da amostra foi utilizada a prensagem da amostra com ácido bórico, utilizando uma proporção de 6:1 (ácido bórico:amostra) com dois ciclos de prensagem de 60 segundo com uma carga de 30 kPa.

2.4. Difração de raios X (DRX)

A difração de raios X foi realizada em um equipamento da marca Shimadzu modelo LabX XRD – 6000, com radiação CuK ($\lambda = 1,5418$). O difratograma obtido foi analisado pelos programas *Search Match v.3.01* e *Basic Process* da Shimadzu com banco de dados do JCPDS (*Joint Committee on Powder Diffraction Standards*). Dessa forma, dependendo das fases cristalinas presentes têm-se o conhecimento dos produtos de incrustação e/ou corrosão.

2.5. Microscopia eletrônica de varredura (MEV)

A análise por MEV foi realizada num equipamento da marca Philips modelo XL-30 ESEM em modo baixo vácuo (modo ambiental), nesse modo não houve necessidade de se metalizar a amostra. Fragmentos de cada amostra foram extraídos (*Soxhlet*), removendo toda parte orgânica, para não haver contaminação do equipamento. Nesta análise, as amostras não foram pulverizadas, possibilitando o estudo da formação da incrustação, da morfologia presente nela e da composição química através do EDS (*Energy Dispersive Spectrometry*).

2.6. Teste de solubilidade

Teste de solubilidade ao ácido foi empregado para verificar a interação do produto de incrustação e o tempo gasto para tal atividade reduzindo assim o efeito da corrosividade sobre as estruturas metálicas. Sendo utilizados: o ácido HCl (10%); e a mistura ácido acético+ácido fórmico. Os testes foram realizados com tempos de imersão de 10 e 30 minutos.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1. Extração Soxhlet

Na Tabela 01 esta apresentado o resultado obtido na extração *Soxhlet* para as amostras AM1.

Tabela 01 – Resultados dos teores inorgânico (T_{inorg}) e orgânico (T_{org}) após extração *Soxhlet*.

Amostra	T_{inorg} (%)	T_{org} (%)
AM1	98,48	1,84

A fração orgânica obtida ficou em torno de 1,84%, o que indicam pouca ou nenhuma presença de hidrocarbonetos nas amostras em estudo. Salientando que para cada amostra foram pesados em torno de 5g e que tais teores são calculados com base nestes valores.





Figura 01 – a) aspecto da amostra AM1 antes da extração Soxhlet e b) amostra já extraída e pulverizada.

3.2. EFRX

Segundo o resultado de EFRX presente no Gráfico 01, o elemento presente em maior concentração foi o cálcio (Ca-23,02%), este indicando a possível presença de algum tipo de carbonato cálcio na amostra AM1. Os demais elementos detectados apresentaram teores inferiores a 1%, caracterizando-os como elementos traços.

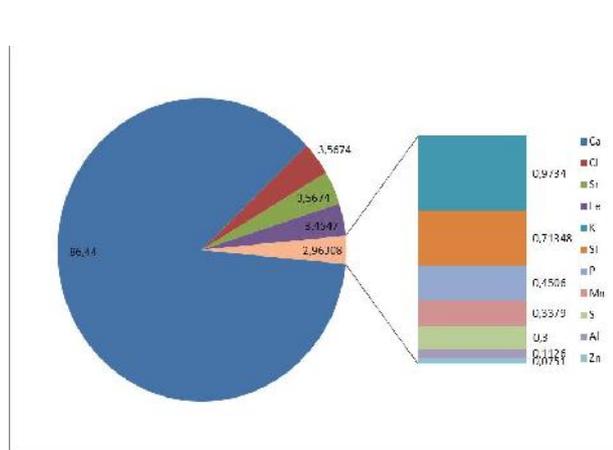


Gráfico 01 – Análise de EFRX para amostra AM1.

3.3. DRX

As fases cristalinas foram identificadas usando o programa X'Pert High Score(Philips) e os arquivos JCPDS da base de dados do ICDD. De acordo

com a análise de fases, o pó é monofásico com predominância do carbonato de cálcio. A formação da Calcita presente na amostra AM1, que estava localizada no *nipple* de assentamento da bomba de fundo pode ter ocorrido devido à presença de íons de Ca^{+2} e bicarbonatos (HCO_3^-) dissolvidos na água, sendo esta formação favorecida pela diminuição da pressão ou aumento da temperatura no reservatório.

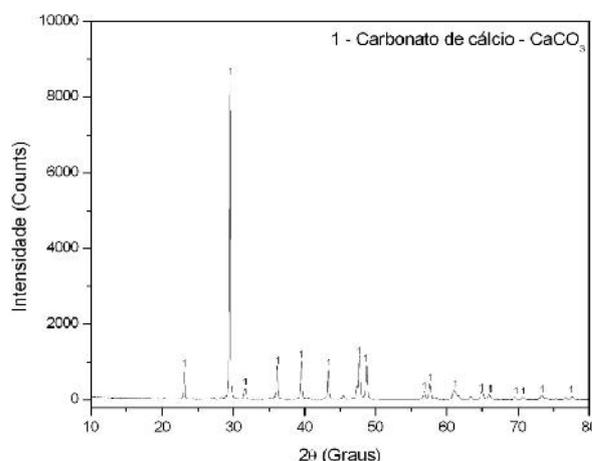


Figura 02 – Difrátograma de raios X para amostra AM1.

3.4. MEV

A amostra apresentou no BSE (Figura 3.a) uma única tonalidade em sua superfície, tal fato está informando que há a predominância de um único elemento químico, neste caso o cálcio segundo o EFRX apresentado no Gráfico 01. O composto precipitou-se na forma de Carbonato de cálcio (CaCO_3), confirmado pela carta do bando de dados do ICDD (Figura 02). Na morfologia, através dos elétrons secundários (SE) (Figura 3.b), esta se apresenta heterogênea com a presença de poros e cristais. Através do BSE apresentado na Figura 3.c é possível visualizar a formação de cristais de Carbonato de cálcio e de poros nos



mesmos. Tais formações foram favorecidas devido à amostra encontrar-se a altas pressões e temperaturas elevadas no *nipple* de assentamento da bomba de fundo.

elétrons retroespalhados (BSE) mostrando a presença de cristais e poros.

3.5. Teste de solubilidade

O teste de solubilidade foi realizado como forma de analisar a interação entre os produtos de incrustação e o tempo de solubilidade e os possíveis resíduos presentes. A presente amostra foi 100% solubilizada em intervalo de 10 minutos (Tabela 02) para ambos ácidos estudados.

Tabela 02 – Teste de solubilidade em meio ácido.

Ácido	Tempo 10 minutos	Tempo 30 minutos
HCl – 10%	100%	100%
Acético+Fórmico	100%	100%

4. CONCLUSÕES

O produto de incrustação predominantemente carbonáticos, podem ser classificados como incrustação verdadeira (*true scale*), ou seja, após a formação dos cristais de Calcita ou carbonato de cálcio, estes se depositaram nas superfícies dos equipamentos e componentes da coluna de produção.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. CLEGG, J.D, BUCARAM, S.M, HEIN, N.W. Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods. JPT - Journal of Petroleum Technology, p.1128-1131, 1163-1167, December 1992.
2. HEIN, N. W. Beam-Pumping Operations - Problem Solving and Technology Advancements. JPT – Journal of Petroleum Technology, p.330-336, April 1996.

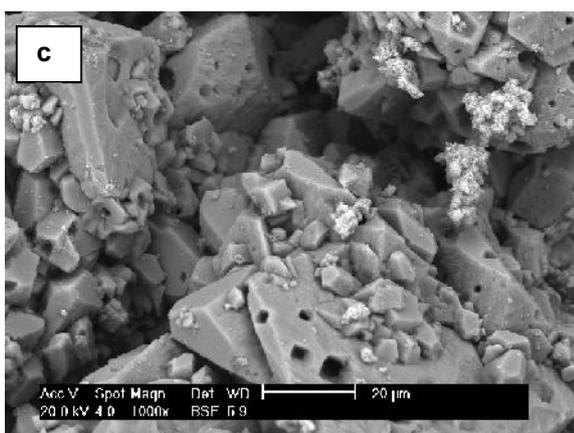
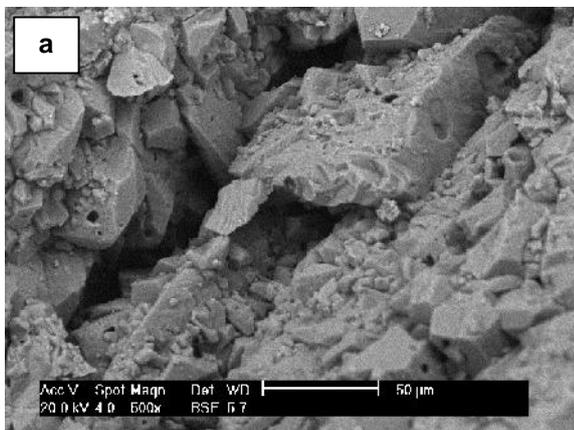


Figura 03 - MEV da amostra a) Modo de visualização com elétrons retroespalhados (BSE), b) Modo de visualização com eletros secundários (SE) e c) Modo de visualização com



3. JAYASEKERA, A. J., GOODYEAR, S. G. The Development of Heavy Oil Fields in the United Kingdom Continenta Shelf: Past, Present, and Future. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, p371-379, October 2000.
4. TAKÁCKS, G., Sucker-rod Pumping Manual, PennWell Books, 2002.
5. DAHER, J.S. Avaliação de Incrustação de Sais Inorgânicos em Reservatórios Inconsolidados Através da Simulação Numérica. Macaé, 2003. Tese de Doutorado-Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF, 2003.
6. DEARBORN, B. Tratamento de Água de Resfriamento. 9ª ed. 1991.
7. MARQUES, L. C. C. PEREIRA, A. Z. I. MEIRELLES Jr., R. O. GONÇALVES, M. A. C. How Petrobras Has Faced Oilfield Scale Problems: Evolution of Concepts and Lessons Learned in Campos Basin, Brazil. In: SPE International Symposium on Oilfield Scale held, Aberdeen – UK, 30-31, Janeiro, 2001.
8. MOURA, D. M. A., ARAÚJO, B. A. T., MACHADO, S. F., TÁVORA, M. P., SILVA, A. A. R., CUNHA, J. D., SILVA, D. R. Eficiência de Solventes Orgânicos Apolares na Extração de Produtos de Corrosão. In: VI Corrosion Congress Nace International Latin America Region, 2006, Proceeding LatinCorr 2006, Fortaleza - CE, 1 CD-ROM.