

September 16 – 18 de 2014 – São Paulo, Brazil

### CARACTERIZAÇÃO DA ÁGUA DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE PILAR/AL - BACIA SERGIPE/ALAGOAS

### OILFIELD PRODUCED WATER CHARACTERIZATION FROM PILAR/AL OIL FIELD - SERGIPE/ALAGOAS BASIN

Callado, N. H.; Siqueira, J. P.; Wanderley; Barros, T. T.

Universidade Federal de Alagoas, ncallado@ctec.ufal.br

**Palavras-Chave:** Caracterização de resíduos, água de produção de petróleo, bacia Sergipe-Alagoas.

**Key Words:** wastewater characterization oilfield produced water, Sergipe/Alagoas basin.

#### 1. INTRODUÇÃO

A Bacia de Sergipe-Alagoas está localizada no Nordeste brasileiro, sendo considerada uma bacia madura. Possui campos de óleo e/ou gás em produção e desenvolvimento, sendo a maioria terrestre. A primeira descoberta comercial de petróleo em Alagoas ocorreu em 1957, na década de 60 iniciou-se a exploração na plataforma continental do Campo de Guaricema, localizada na Sub-Bacia de Sergipe. Outros campos como Pilar (1981), Furado (1969), São Miguel dos Campos e Anambé (2004), foram sendo descobertos, formando a bacia Alagoas-Sergipe (BIZZI et al., 2003).

A água de produção é um resíduo gerado na extração de petróleo e gás. Suas características e quantidade variam consideravelmente. Diferentes fatores podem influenciar nas características da água de produção, destacando-se as diferentes regiões do Brasil, a geologia da jazida de extração e a quantidade de produtos químicos adicionados durante na extração. Quantitativamente, um campo de petróleo novo produz entre 5 e 15% da água de produção, mas a medida que a vida útil dos poços vai aumentando, o volume de água de produção cresce para 75% a 90%, podendo exceder o volume de óleo produzido (THOMAS, 2001). Qualitativamente, a água de produção é um efluente complexo, de temperatura e salinidade elevada com a presença de minerais dissolvidos, óleo disperso, produtos químicos, e sólidos e gases dissolvidos (DANIELA et al, 2003).

September 16 – 18 de 2014 – São Paulo, Brazil

A falta de detalhamento nas caracterizações, aliadas a um número reduzido de parâmetros analisados dificulta a definição de processos tratamento. Desta forma, este trabalho teve como objetivo fazer a caracterização físico-química da água de produção gerada no Campo de Pilar/AL da Petrobrás na UNSEAL (Unidade Sergipe/Alagoas).

## 2. MATERIAL E MÉTODOS

A água de produção *in natura* foi coletada, ao longo de 8 anos, na saída no SAO (separador de água e óleo), do Campo de Pilar em Alagoas, onde o efluente não continha adição de produtos químicos. As determinações de DQO foram realizadas segundo Vyrides e Stuckey (2009). As concentrações de alcalinidade foram medidas por titulação direta, segundo metodologia descrita por RIPLEY et. al. (1986). Os demais exames e análises foram conduzidos preferencialmente, conforme o Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater (APHA, 2005).

## 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Visualmente, a água de produção apresenta odor característico e coloração muito variada entre as diferentes coletas, predominando a cor aparente sobre a cor verdadeira. A cor observada também pode ser devida a compostos metálicos, visto que esse é um dos compostos comuns na AP que normalmente surgem sob a forma de sais orgânicos dissolvidos na água de emulsão do petróleo. Em 2007 as análises de ferro das amostras coletadas alcançaram valores de até 48 mg.L<sup>-1</sup>.

A concentração de óleos e graxas também é alta, chegando a atingir valores da ordem de 600 mg.L<sup>-1</sup>, embora visualmente (figura 6) observa-se também que as fases óleo e água nem sempre são bem definidas, porém não se trata de um resíduo completamente emulsificado.

Atenção especial deve ser dada aos cloreto. Percebeu-se que a sua concentração é extremamente elevada, maior que 80 g.L<sup>-1</sup>, e apresentou variação chegando quase a 30% entre as coletas, ou cerca de 40 g.L<sup>-1</sup>. Os valores mínimo e máximo observados de 82,9 g.L<sup>-1</sup> e 139,5 g.L<sup>-1</sup>, situaram-se acima dos citados na literatura, que são valores de 17,2 g.L<sup>-1</sup> a 86,6 g.L<sup>-1</sup>.

Com o intuito de melhor figurar a presença de sais e de óleos e graxas submeteu-se uma amostra de 300 mL de resíduo, a um processo de evaporação parcial com solvente, assim com também a secagem de amostra de 50 mL em estufa a 100 °C, e assim foi possível ilustrar a recristalização dos sais e óleos ali contidos, como pode ser observado na Figura 1.

September 16 – 18 de 2014 – São Paulo, Brazil



Figura 1. Amostras de AP bruta, após evaporação, e seca em estufa a 100 °C.

Em relação aos sólidos totais, observa-se uma fração de aproximadamente 82% de inertes e apenas 18% de matéria orgânica. A elevada salinidade leva a predominância dos sólidos dissolvidos sobre os suspensos, sendo os fixos (SDF) preponderantes em relação aos dissolvidos voláteis, uma vez que os sais são medidos como tal, resultando numa relação média SDV/SDF de 0,045. Certamente os sais dissolvidos são na sua maioria cloreto de sódio, cuja concentração mostrou-se superior a 40 g.L<sup>-1</sup>, embora a composição iônica dessas águas possa variar. Vale salientar que tal salinidade, e sua variação é extremamente prejudicial à comunidade biológica, no caso de um tratamento biológico.

Em relação ao pH observou-se valores na faixa de 5,8, enquanto que na literatura tais valores permanecem na faixa de 6,8 a 7,4. Tal fato pode estar relacionado aos baixos valores de à alcalinidade a bicarbonato (alcalinidade parcial) que estão situadas entre 14 e 23 mg.L<sup>-1</sup>. A presença de cálcio e magnésio, com concentrações media de 13 g.L<sup>-1</sup> e 2 g.L<sup>-1</sup>, respectivamente indicam uma dureza elevada. Paralelamente como a presença de carbonatos e bicarbonatos é baixa, essa dureza certamente é devida prioritariamente a cloretos de cálcio e magnésio, caracterizando uma dureza permanente.

A concentração de sulfatos é baixa, inferior a 100 mg.L<sup>-1</sup>, já os valores de potássio apontam concentrações superiores a 2,0 g.L<sup>-1</sup>. As concentrações de sulfato e potássio, assim como também os valores de alcalinidade, cálcio e magnésio observados estão de acordo com os citados pela literatura (PETROBRÁS, 2012; AHMADUN et al., 2009).

A presença de matéria orgânica foi avaliada por meio de DQO e DBO<sub>5,20</sub>, e percebeu-se que existe uma grande oscilação nos valores da DQO. Os valores médios de DQO para a água de produção da Unidade de Pilar/AL, variaram de 4.512 mg.L<sup>-1</sup> a 9.632 mg.L<sup>-1</sup>, já a DBO<sub>5,20</sub> variou de 340 mg.L<sup>-1</sup> a 430 mg.L<sup>-1</sup>, mostrando que a relação DBO/DQO da AP é muito baixa 0,068, e que este é um resíduos de baixíssima biodegradabilidade. As concentrações de fenóis foram baixos, o valor máximo foi de 0,12 mg.L<sup>-1</sup>, enquanto dos valores da literatura variam de 0,2 a 4,3 mg.L<sup>-1</sup>.

September 16 – 18 de 2014 – São Paulo, Brazil

No que diz respeito aos nutrientes, os valores de nitrogênio na forma amoniacal estiveram dentro da faixa reportada na literatura, entre  $18 \text{ mg.L}^{-1}$  e  $260 \text{ mg.L}^{-1}$ . Não foi feita análise de fósforo, mas a literatura cita uma variação de  $0 \text{ mg.L}^{-1}$  a  $7 \text{ mg.L}^{-1}$ . Uma análise conjunta mostra que os nutrientes presentes não são suficientes para o desenvolvimento de microrganismos aeróbios que requer relação DQO:N:P de 100:5:1, sendo mais favorável para o processo anaeróbio cuja relação é de 1.000:5:1. Isso aponta para uma possível necessidade de se fazer uma suplementação nutricional para o caso de se utilizar um tratamento biológico.

### 4. CONCLUSÃO

A AP do Campo de Pilar/AL apresentou características semelhantes às apresentadas na literatura, exceto a concentração de cloretos que apresentou valor médio de até  $140 \text{ g.L}^{-1}$ . A DQO média apresenta grande variação, com valores médios de  $4.512 \text{ mg.L}^{-1}$  a  $9.632 \text{ mg.L}^{-1}$ , essa variação pode ser atribuída à influências naturais das jazidas de petróleo, ou influências externas, como água de chuva e possíveis vazamentos nas tubulações do Campo de Pilar/AL. Essa elevada salinidade aliada a complexidade dos constituintes e a insuficiência de nutrientes (n, e P) dificulta a aplicação de tratamento por via biológica, sendo desejável sua diluição em outro tipo de resíduo preferencialmente rico em nutriente caso se deseje aplicar tratamento biológico.

### REFERÊNCIAS

- AHMADUN, F. R.; PENDASHTEH, A.; ABDULLAH, L. C.; BIAK, D. R. A.; MADAENI, S. S.; ABIDIN, Z. Z. Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of Hazardous Materials*, v. 170, p. 530-551, 2009.
- APHA (2005). Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, 21st ed. APHA, AWWA and WPCF, Washington, DC.
- BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H. Recursos Minerais e energéticos: Petróleo, cap. X, CPRM, Brasília, 2003.
- DANIELA, S. V.; MAGALI, C. C.; ELIANA, F. S. C. Redução de contaminantes presentes na água de produção de petróleo. In: 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, Joinville. 2003.
- THOMAS, J. E. Processamento Primário de Fluidos. In: Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Ed. Interciência, Rio de Janeiro, cap. 9, p. 255-267, 2001.
- VYRIDES,I. and STUCKEY, D.C. A modified method for the determination of chemical oxygen demand (COD) for samples with high salinity and low organics. *Bioresource Technology* 100 (2009) 979–982.