

HIDROQUÍMICA E AVALIAÇÃO DA ÁGUA PRODUZIDA EM UM CAMPO MADURO DE PETRÓLEO DA BACIA POTIGUAR PARA FINS DE IRRIGAÇÃO

Kytéria Sabina Lopes de Figueredo ¹

RESUMO: Os campos maduros de petróleo são campos em declínio de produção de óleo, que – geralmente - vêm associados ao aumento da produção de água, sendo parte desta água produzida descartada em emissários submarinos ou reutilizada em processos na indústria de petróleo. Os avanços tecnológicos, na área de tratamento de água, fazem com que parte dessa água seja utilizada para outros fins, como por exemplo, a agricultura. Este estudo tem como finalidade descrever as características hidroquímicas de um campo maduro de petróleo da bacia potiguar e avaliar a adequação dessa água para utilização na agricultura irrigada. Para o estudo foram coletadas 85 amostras de 23 poços de petróleo em cinco diferentes zonas de produção. As amostras foram classificadas hidroquimicamente pelo método de Sulin como do tipo genético Cloreto-cálcica que são associadas a grandes profundidades em subsuperfície, com reduzida ou nenhuma circulação. Sob o ponto de vista da utilização dessa água para agricultura irrigada existe uma limitação de seu uso, pois a água analisada apresentou salinidade muito alta, com mais de 2.250 micromhos/cm, não podendo ser utilizada em condições normais, apenas ocasionalmente, em circunstâncias muito especiais, tais como em solos muito permeáveis e plantas altamente tolerantes aos sais, ou após processo de dessalinização.

Palavras - chave: Campos Maduros. Hidroquímica. Água Produzida. Irrigação.

ABSTRACT: The mature oil fields are declining fields oil production, which - usually - the come associated with increase of water production, being part of this produced water discharged in submarine emissaries or reused in processes in the oil industry. Technological advances in the field of water treatment, make his water be used for other purposes, for example. This study aims to describe the hydrochemical characteristics of a mature oil field potiguar watershed, and evaluate the suitability of this water for use in irrigated agriculture. For the study 85 samples from 23 oil wells were collected in five different areas of production. The samples were classified by the method of hidroquimicamente Sulin as the genetic type calcium-chloride that are associated with large depths in the subsurface, with limited or no movement. From the point of view of the use of such water for irrigation agriculture there is a limitation of its use, because the water sample showed very high salinity, with more than 2,250 micromhos / cm, and can not be used in normal conditions, only occasionally in very special circumstances, such as in very permeable soils and plants highly tolerant to salt, or after the desalination process.

Keywords: Mature Fields. Hydrochemistry. Produced Water. Irrigation.

¹ Graduada em Química – Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN; Mestrado em Química pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte UFRN; Doutorado em Química pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN; Professora da Universidade Federal do Tocantins. Contato: kyquimica@hotmail.com

1 INTRODUÇÃO

Nos reservatórios de petróleo, a quantidade de hidrocarbonetos é em grande parte determinada por suas características, tais como: tamanho, complexidade, tipo de formação, tempo de maturação, produtividade e tipo de fluidos que eles contêm (JAHN; COOK; GRAHAM, 2008). No início da exploração do reservatório, sua energia, denominada energia primária, é bastante elevada e diminui com o tempo, ocasionando o decréscimo da pressão do reservatório e na produtividade dos poços (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Para recuperar a produção, os poços passam por processos de recuperação primária e secundária. Após algum tempo, a produção volta a decair e esses campos de petróleo são denominados “campos maduros”. Nesse período, ocorre o aumento na produção de água, principalmente nos campos terrestres (onshore).

Segundo Mondal e Wickramasinghe (2008), a água extraída, denominada água produzida, constitui o maior fluxo de resíduos da exploração e produção de petróleo e gás, representando basicamente 90% desses resíduos. Fakhru'l-Razi *et al* (2009), apontam que a produção mundial de água na indústria do petróleo aumentou, na última década, e continua a subir, e se estima que, cerca de 80 milhões de barris de óleo e 250 milhões de barris de água são produzidos por dia, resultando em uma proporção de 3:1 de água para óleo. Em termos de produção mundial de água, os campos petrolíferos são responsáveis por mais de 60% desta produção (IGUNNU; CHEN, 2012).

Ao chegar à superfície, essa água – geralmente - é separada do petróleo bruto em um separador de óleo/água. Logo após a separação, dependendo das características e do destino esperado, a água é submetida a tratamentos físicos, químicos e/ou biológicos. Atualmente, grande parte do volume produzido é descartada no meio ambiente, de acordo com especificações ambientais, injetada nas formações (método de recuperação secundário), ou reutilizada na indústria do petróleo. Uma porcentagem muito pequena é utilizada para usos benéficos, como irrigação, consumo doméstico e industrial, e até consumo humano (IGUNNU; CHEN, 2012). Em todos os casos, o tratamento é bastante rigoroso e seu custo é bastante elevado, principalmente para usos benéficos (FAKHURU'L-RAZI *et al.*, 2009; IGUNNU; CHEN, 2012).

Portanto, esse estudo propõe descrever as características hidroquímicas da água produzida de um campo maduro de petróleo da bacia Potiguar e fornecer informações sobre ade-

quação dessa água para fins de irrigação. As informações provenientes deste estudo servirão como ferramenta para prever com razoável confiança o efeito geral da sua utilização e indicar formas de destino para a água produzida, uma vez que a reutilização para fins mais nobres dessa água é um grande desafio para universidades e indústrias, pois dependendo das características e formas de tratamento, essa água poderá promover o desenvolvimento na região e vizinhança destes campos.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 ÁREA DE ESTUDO

O campo maduro de petróleo objeto desse estudo está localizado na bacia Potiguar, que se situa na porção nordeste da América do sul, nos estados brasileiros do Rio Grande do Norte e Ceará (Fig. 1). A bacia ocupa uma área de aproximadamente 70000 km², com cerca de 30% desta superfície localizado na parte terrestre (*onshore*) e o restante em mar em profundidades de 2000 m (*offshore*) (BEHAR *et al.*, 2006), e limita-se, a leste, pelo Alto de Touros (mar) e plataforma de Touros (terra) com a Bacia de Pernambuco-Paraíba; a noroeste, pelo Alto de Fortaleza (mar) e plataforma Aracati (terra) com a Bacia do Ceará; a sul, com embasamento cristalino; e, a norte, com o oceano atlântico, ocorrendo até a cota batimétrica de 200m.

Fig. 1 - Mapa da Localização da Bacia Potiguar



Fonte: Adaptado de Teixeira (1991).

Segundo Penteadó *et al* (2007) estudos hidrogeológicos desenvolvidos na área desse estudo atestam a ocorrência de fluxo hidrodinâmico subterrâneo nessa área que, especialmente na porção média inferior, é constituída por espessos pacotes arenosos de excelente permeabilidade, que a caracterizam como o melhor sistema aquífero da Bacia. Esse fluxo é responsável pelo contato óleo/água inclinado, característico das diversas acumulações de hidrocarbonetos descobertas em seus reservatórios, algumas com adiantado estágio de biodegradação.

2.2 CAMPO MADURO DE PETRÓLEO

Nos reservatórios de petróleo, o desenvolvimento da produção de petróleo e gás nos campos é em grande parte determinada por suas características, tais como: tamanho, complexidade, produtividade e tipo de fluidos que ele contém (JAHN; COOK; GRAHAM, 2008). Na época de sua descoberta, as reservas de petróleo possuem certa quantidade de energia denominada de energia primária. Durante o processo de produção, há uma exaustão dessa energia, que ocasiona o decréscimo da pressão do reservatório e reduz a produtividade dos poços (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Os campos em declínio de produção são denominados campos maduros, e uma definição mais específica para estes campos é que após certo período de produção, atingiram seu limite econômico após os esforços de recuperação primária e secundária. Após estes esforços pode ocorrer o aumento da produção de água e/ou gás (BABADAGLI, 2007).

Nesses campos, é comum os poços começarem a produzir, cada vez mais, maiores quantidades de água produzida, que de acordo com Mondal e Wickramasinghe (2008), constituem o maior fluxo de resíduos da exploração e produção de petróleo e gás, representando basicamente 90% desses resíduos. Ao chegar à superfície essa água geralmente é separada do petróleo bruto em um separador de óleo/água. Logo após a separação, dependendo das características da água produzida e do destino esperado, a fração obtida da água será submetida a tratamento e poderá ser reutilizada para diversas aplicações (MURRAY-GULDE *et al.*, 2003).

2.3 HIDROQUÍMICA

A hidroquímica consiste em caracterizar e quantificar os constituintes das águas subterrâneas e mostra-se como uma importante ferramenta para o mapeamento de pontos vulneráveis ou em desequilíbrio de sistemas aquíferos procurando estabelecer uma relação com o

meio físico e identificar as assinaturas das águas em diferentes condições de confinamento, bem como as prováveis causas da evolução química dessas águas (HINDI, 2007).

Segundo Al-Aboodi (2008) a composição química das águas subterrâneas varia de acordo com fatores complexos que mudam com profundidades e em distâncias geográficas. A qualidade das águas subterrâneas pode ser afetada por formações geológicas, além de diferentes condições hidrológicas e atividades humanas, uma vez que a água é um solvente quimicamente ativo e capaz de reagir com o meio percolado incorporando substâncias orgânicas e inorgânicas. Dessa forma, quando se considera exclusivamente processos naturais, os principais constituintes presentes nas águas resultam de processos físicos e químicos de intemperismo de rochas. O intemperismo físico está associado à fragmentação das rochas. Já o intemperismo químico envolve processos de alteração mineral por meio de reações de hidratação/hidrólise, dissolução, precipitação, oxirredução e complexação (MANASSÉS, 2009).

As águas subterrâneas são armazenadas abaixo da superfície da Terra, preenchendo os poros ou vazios intergranulares das rochas sedimentares. A maioria das substâncias dissolvidas, nessas águas, encontra-se em estado iônico. Os íons mais frequentes observados são os cátions Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ e K^+ , e ânions HCO_3^- , CO_3^{2-} , Cl^- e SO_4^{2-} . A concentração das espécies naturais dissolvidas nas águas subterrâneas resulta do intemperismo e da dissolução de minerais como os carbonatos e silicatos durante a interação da água com as rochas. A composição química dessas águas é o resultado da composição original da água que infiltra, com a evolução físico-química influenciada pelas rochas atravessadas e pelo tempo de permanência no aquífero. Por ocorrerem no subsolo, essas águas são naturalmente protegidas, mas não isentas de poluição e de contaminação (MANASSÉS, 2009).

Com base na mineralogia e no grau de alterabilidade dos minerais das rochas é possível prever a qualidade química natural de uma água subterrânea, a qual é definida pela importância relativa dos principais elementos químicos dissolvidos, a água pode apresentar-se sódica, cálcica ou magnésiana, para os cátions, cloretada, bicarbonatada ou sulfatada, para os ânions (HINDI, 2007). Os métodos de classificação hidroquímica para águas subterrâneas mais utilizados são Sulin (1946) e Schoeller (1962).

3 METODOLOGIA

A água produzida em zonas reservatórios de petróleo é considerada um dos principais passivos ambientais da indústria do petróleo, por estar associada a diversos contaminantes e pelo grande volume gerado. Portanto, adotar estratégias de produção, nos campos de petróleo,

tornou-se complexo, por envolver um grande número de variáveis. A metodologia utilizada nesse trabalho será sintetizada em cinco etapas: amostragem, análises químicas, balanço iônico e análise hidroquímica.

3.1 AMOSTRAGEM DO MATERIAL DE REFERÊNCIA

A coleta das amostras de água produzida foi efetuada diretamente na boca do poço em produção, a partir de conexões instaladas nas unidades de bombeio (UB). A emulsão de água e óleo foi armazenada em galões de 20 l, os quais foram vedados e mantidos refrigerados de acordo com a norma técnica ABNT - NBR 15495-2:2009, e levados para o laboratório para realizar a separação da emulsão, de preferência à luz solar para facilitar a diferenciação por densidade (Fig.2).

Para evitar a contaminação das amostras, utilizou-se para cada poço conexões e galões distintos devidamente lavados e desengordurados. As amostras foram coletadas nas zonas de produção denominadas de 100, 140, 240, 260 e 400 de um campo maduro de petróleo da bacia Potiguar como apresentado na Tabela 1.

Fig. 2 - Amostra da emulsão (água produzida)



Tabela 1- Amostras coletadas por zonas de produção.

Zonas	Poços	Amostras
100	2	8
140	3	13
240	1	5
260	5	19
400	12	40

3.2 ANÁLISES QUÍMICAS

Para a determinação dos metais Cálcio, Magnésio, Potássio, Sódio, as amostras seguem primeiramente o procedimento analítico de abertura de amostra em um digestor de micro-ondas, modelo DGT-100 plus da marca Provecto Analítica. Para obter um $\text{pH} < 2$ nesse procedimento, adicionou-se 1 ml de Ácido Nítrico (HNO_3) concentrado de alta pureza (P.A.) a 10 ml da amostra e colocou-se em um vaso digestor de teflon. A digestão foi feita em 2 etapas, sendo a primeira com duração de 6 minutos em potência de 300 W, a segunda de 6 minutos em potência de 0 W. Após total dissolução dos metais e seu esfriamento, a amostra é encaminhada para determinação das espécies químicas totais, através da técnica de Espectroscopia de Emissão com Fonte de Plasma Indutivamente Acoplado (ICP-OES).

O ICP-OES modelo iCAP 6300 dual, marca Thermo Scientific foi utilizado para as análises. Nesse tipo de equipamento, a amostra é transportada para a tocha de plasma, por uma corrente de argônio, através do tubo central. Geralmente, a grande fonte de ruído deste tipo de técnica é a introdução de amostra. Os dispositivos mais utilizados para injeção de amostra são os nebulizadores. Os mais utilizados são os que operam com o princípio pneumático ou ultrassônico. O tipo de nebulizador para as amostras deste trabalho é o tipo Babington. Para a calibração do equipamento foi utilizado padrões da marca Specsol, rastreáveis ao NIST, e assim foram obtidos as curvas de calibração e os limites de detecção para cada elemento.

As análises dos ânions Cloreto e Sulfato foram realizadas pelo processo de cromatografia de íons. A cromatografia de íons é um método eficaz de separação e determinação de íons, baseado no uso de resina de troca iônica com detecção por condutividade e supressão do eluente, conforme procedimento contido no Standard Methods (20th Ed) 4110 C – Single-Column Ion Chromatography with Electronic Suppression of Eluent Conductivity and Conductimetric Detection. Utilizou-se para isso um Cromatógrafo de Íons, modelo ICS-3000, marca DIONEX com coluna AS19 e coluna de guarda AG19 e volume de injeção de 25 μl . As curvas de calibração foram preparadas a partir de um padrão multielementar, da DIONEX rastreáveis ao NIST.

A presença ou ausência de carbonatos (CO_3^{2-}) e carbonatos hidrogenados (HCO_3^-) Foi determinada pela análise físico-química alcalinidade através do procedimento de titulação simples, de acordo com a norma técnica N-1451.

A condutividade elétrica da água produzida foi analisada através no multiparâmetro (Marca WTW, Modelo Muti340i). Para executar essa medida, colocou-se em um Becker, 100 ml da amostra e em seguida deixou-se o eletrodo imerso até estabilizar e o software do equipamento fornece o valor da medida.

3.3 BALANÇO IÔNICO

Para avaliar a qualidades dos dados obtidos após as análises químicas realizou-se o balanço iônico para todas as amostras, sendo que somas dos ânions e cátions, quando expressas em miliequivalentes por litro (meq/l), devem se igualar, o procedimento realizado foi adaptado a partir de recomendações estabelecidas pela APHA (2008). O teste é baseado na diferença de porcentagem definida pela Equação 1.

$$E \% = \frac{\sum \text{Cátions} - \sum \text{Ânions}}{\sum \text{Cátions} + \sum \text{Ânions}}$$

(1) em que, E (%) = erro percentual da análise.

3.4 ANÁLISE HIDROQUÍMICA

O estudo dos componentes químicos das águas subterrâneas é feito utilizando o tratamento e a classificação dos dados de análises químicas. O entendimento das características hidroquímicas é facilitado através da utilização do método de Sulin (1946) utilizando tabelas e de gráfico, principalmente, quando se deseja fazer comparações entre várias amostras de água, de um mesmo ponto ou de diferentes pontos. Estas representações gráficas podem evidenciar possíveis relações entre íons de uma mesma amostra, ou ressaltar variações temporais ou espaciais existentes.

3.5 CLASSIFICAÇÃO PARA IRRIGAÇÃO

A classificação da água para fins de irrigação é um recurso que fornece uma base para prever com razoável confiança o efeito geral da sua utilização sobre o solo a planta e sob o sistema de irrigação. Para determinar esta classificação, empregou-se o método proposto pelo salinity laboratory staff 1954, que se fundamenta na relação de adsorção sódio (SAR) e na condutividade elétrica. Para a elaboração do gráfico, utilizou-se o software Qualigraf, no qual foram inseridos valores do parâmetro condutividade elétrica e a concentração de alguns

íons predominantemente encontrados nas águas de irrigação tais como: Ca^{+2} , Mg^{+2} , Na^+ , K^+ , HCO_3^- , SO_4^{-2} e Cl^- . A proporção relativa desses íons é muito importante, no que diz respeito a seu uso na água de irrigação, pois dependendo da textura, estrutura e permeabilidade do solo, e determina se água poderá ser utilizada ou não.

4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Foram coletadas para análise amostras de vinte e três poços em cinco diferentes zonas de produção. A relação do equilíbrio catiônico e aniônico do erro percentual (E %) de todas as amostras de água produzida foi menor do que o limite aceite de 10%, uma prova adicional da precisão dos dados.

As características hidroquímicas foram observadas através da utilização do método de classificação desenvolvido por Sulin (1946) define quatro tipos genéticos de água, associados a três diferentes tipos de ambiente: Sulfato-sódica e Bicarbonato-sódica, naturais de ambientes continentais; Cloreto-magnésiana, originado em ambientes marinhos; Cloreto-cálcica, representando condições continentais de altas profundidades (Tabela 2).

Tabela 2 - Tipos genéticos definidos por Sulin (1946)

Tipo genético	<u>rNa</u>	<u>r(Na-Cl)</u>	<u>r(Na-Cl)</u>
	rCl	rSO ₄	rMg
Bicarbonato-sódico	>1	>1	<0
Sulfato-sódico	>1	<1	<0
Cloreto-cálcico	<1	<0	>1
Cloreto-magnésiano	<1	<0	<1

Fonte: Sulin (1946).

Tabela 3 - Valores médios das análises químicas por zonas de produção.

Zona de Produção	CE µmhos/cm	Na ⁺ meq.l ⁻¹	Mg ²⁺ meq.l ⁻¹	Ca ²⁺ meq.l ⁻¹	K ⁺ meq.l ⁻¹	Cl ⁻ meq.l ⁻¹	SO ₄ ⁻² meq.l ⁻¹	HCO ₃ ⁻ meq.l ⁻¹
100	3700	13,57	7,92	12,11	1,13	30,03	1,10	5,69
140	2600	10,01	4,06	6,72	1,80	18,96	1,58	3,17
240	2250	8,69	4,47	7,79	1,18	16,64	1,13	4,08
260	2790	10,44	6,23	9,18	1,21	20,08	0,54	4,03
400	2650	10,18	5,59	8,99	1,18	17,59	0,38	4,06

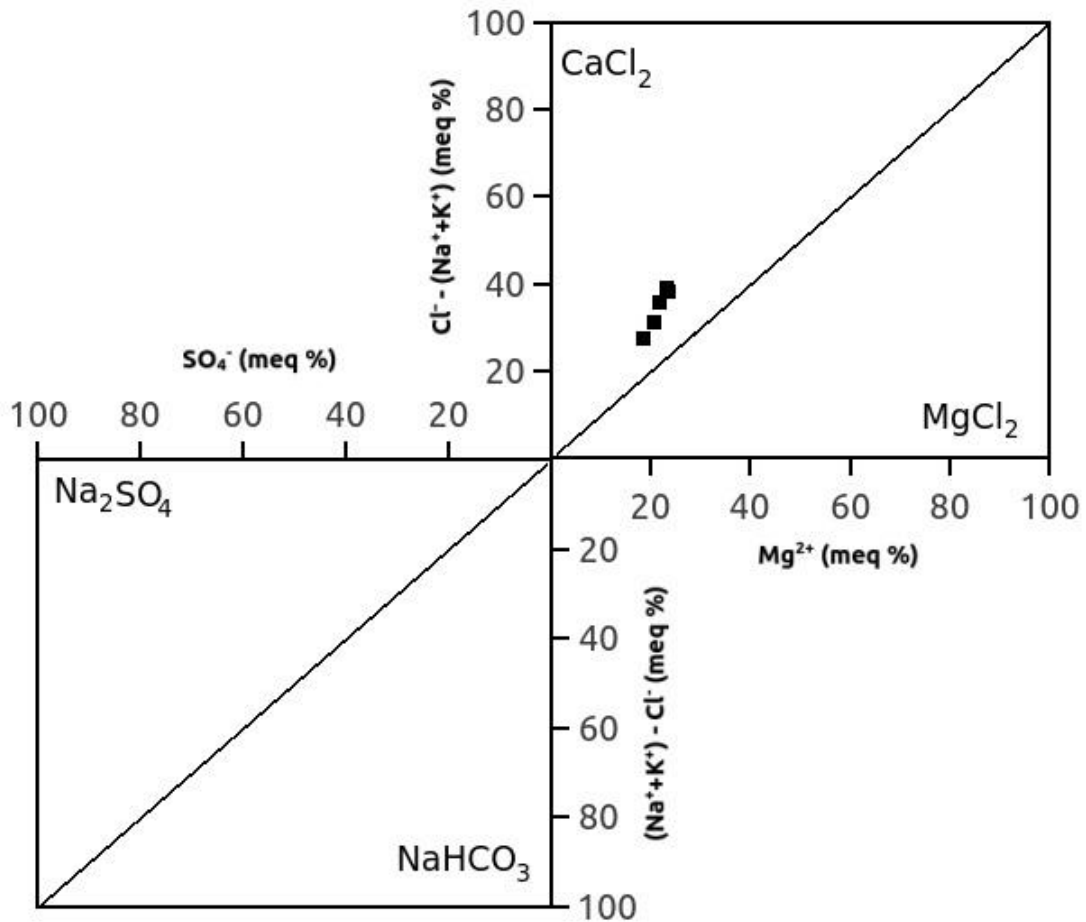
A Tabela 3 apresenta os resultados das análises químicas que foram utilizadas na caracterização hidroquímica da água produzida em diferentes zonas de produção. Para a determinação dos tipos genéticos, esses resultados foram utilizados na forma de razões iônicas $r_{Na/rCl}$, $r_{(Na-Cl)/r(SO_4)}$ e $r_{(Cl-Na)/rMg}$, em que “r” significa valores de razões em miliequivalente por litro (meq.l⁻¹) (Tabela 4).

Tabela 4 - Razões iônicas por zona de produção.

Zona de Produção	rNa ⁺	rMg ²⁺	rCa ²⁺	rK ⁺	rCl ⁻	rSO ₄ ⁻²	rHCO ₃ ⁻	r Cl – r (Na+K)	r Cl – r (Na+K)
100	39,073	22,804	34,869	3,254	81,559	2,988	15,454	39,232	-39,232
140	44,312	17,973	29,748	7,968	79,966	6,664	13,370	27,686	-27,686
240	39,268	20,199	35,201	5,332	76,156	5,172	18,673	31,556	-31,556
260	38,581	23,023	33,925	4,472	81,460	2,191	16,349	38,408	-38,408
400	39,244	21,550	34,657	4,549	79,846	1,725	18,429	36,052	-36,052

Os dados (Tabela 4) mostram que as amostras de água produzida nas zonas de produção de petróleo (100, 140, 240, 260 e 400) são do tipo Cloreto-cálcica (CaCl₂), com maiores concentrações de cloretos nos poços das zonas 100 e 140. As variações hidroquímicas nestas duas zonas de produção de petróleo podem ser devidas a intercalações de pelitos que tiveram contato com água salgada na parte superior. As águas Cloreto-cálcicas são associadas a grandes profundidades em subsuperfície, com reduzida ou nenhuma circulação que se refere a ambientes fechados, caracterizado por condições estagnantes ou hidrostáticas (Fig. 3).

Fig. 3 – Gráfico de Sulin para a classificação hidroquímica da água produzida em um campo

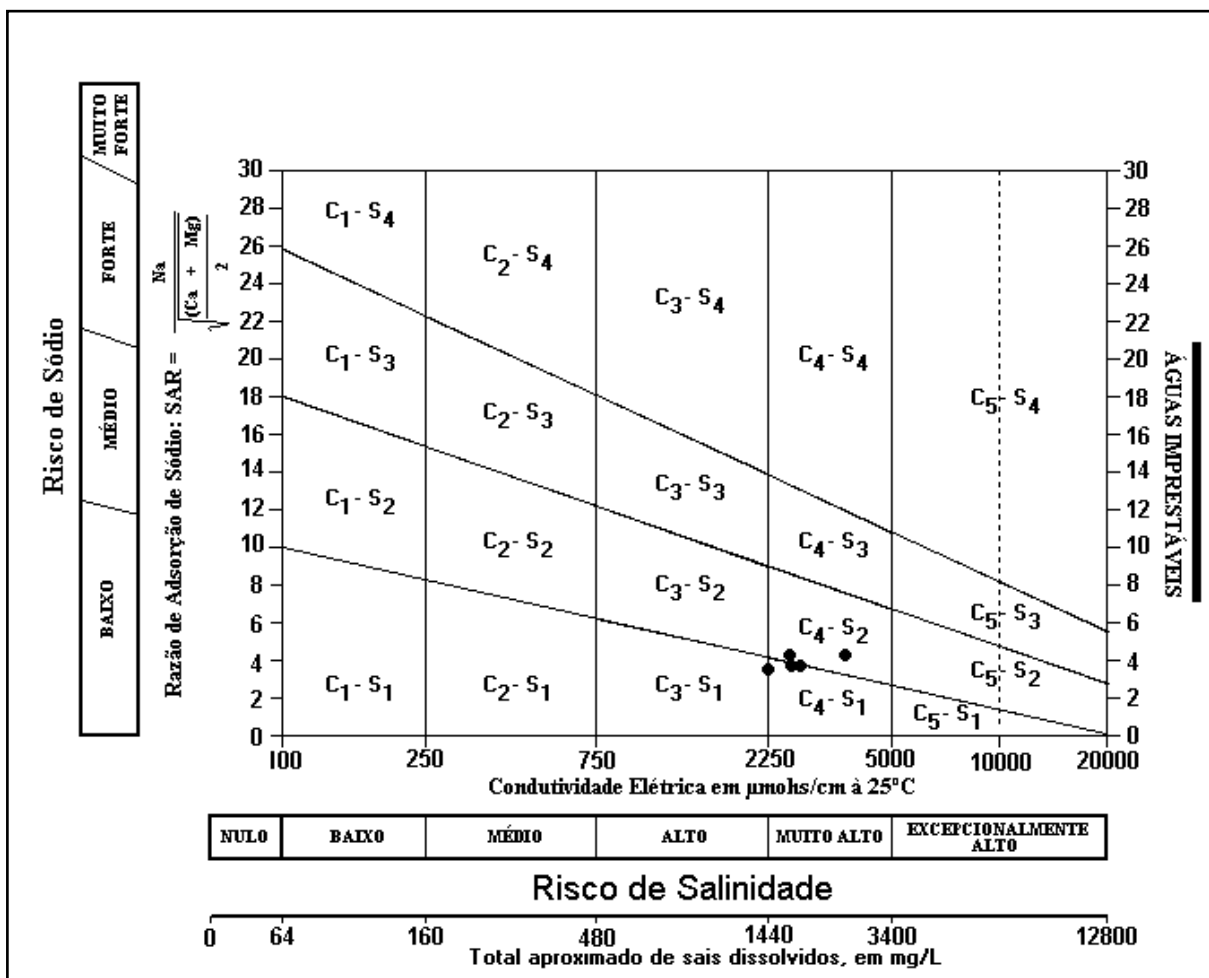


maduro de petróleo.

As amostras de água produzida foram avaliadas de acordo com a sua adequação para fins de irrigação. A qualidade da água utilizada para a irrigação é um fator importante na produtividade e na qualidade de colheitas irrigadas. A água usada na irrigação contém sais dissolvidos. O efeito desses sais sobre as características químicas e físicas de solos irrigados é de grande importância para manutenção da sua capacidade produtiva.

A equipe do laboratório de salinidade dos EUA (US SALINITY LABORATORY STAFF, 1954) desenvolveu um sistema de classificação para irrigação baseado na relação na razão de adsorção de sódio (SAR) e na condutividade elétrica da água (ATWIA; ABU-HELEIKA; EL-HORINY, 2013). O diagrama de classificação varia de C1 a C5 e S1 a S4 formando diversas combinações as amostras analisadas foram classificadas em C4-S1 á C4-S2 como mostrado na Fig.4 que foi elaborada no Software Qualigraf.

Fig. 4 – Classificação da água produzida em um campo maduro de petróleo para uso de ir-



rgção.

A classificação C4 indica que a água produzida possui salinidade muito alta, com mais de 2.250 micromhos/cm e, portanto não pode ser usada em condições normais, apenas ocasionalmente, em circunstâncias muito especiais, tais como em solos muito permeáveis e plantas altamente tolerantes aos sais. A classificação S1 apresenta água com baixo teor de sódio, podendo ser usada para irrigação em quase todos os solos, com pouco perigo de desenvolvimento de problemas de sodificação. E a classificação S2, contempla águas com teor médio de sódio, que só devem ser usadas em solos de textura arenosa ou em solos orgânicos de boa permeabilidade, uma vez que em solos de textura fina (argilosos) o sódio representa perigo.

Em síntese, essa água apresenta uma salinidade muito alta e um teor aproximadamente médio de sódio. Desse modo, esta água não é adequada para fins irrigação e só poderá ser utilizada em solos com baixa drenagem após submeter-se a um processo para controle de salinidade. Por se tratar de água proveniente do processo de produção de petróleo é importante também avaliar o teor de óleo, cujos valores devem estar dentro dos padrões estabelecidos

pela resolução CONAMA nº 393, de 08/08/2007, para se determinar a utilização dessa água no solo e o processo de controle de salinidade mais adequado.

5 CONCLUSÃO

Este estudo foi realizado em um campo maduro de petróleo da bacia Potiguar, e analisaram-se quimicamente amostras de água produzida provenientes de cinco diferentes zonas de produção. Os resultados das análises foram avaliados utilizando o balanço iônico para todas as amostras, sendo que somas dos ânions e cátions, expressas em miliequivalentes por litro apresentaram um erro percentual dentro do limite aceitável de 10%, evidenciando a precisão dos dados. Após o tratamento estatístico, o método de classificação hidroquímica de Sulin foi aplicado e as amostras de todas as zonas de produção analisadas foram classificadas Cloreto-cálcicas, indicando sua origem continental de altas profundidades. Essas amostras também foram analisadas quanto a sua adequação para fins de irrigação. A classificação dessa água para fins de irrigação, seguindo os padrões do laboratório de salinidade do EUA foi C4-S1 e C4-S2, indicando que a água produzida possui salinidade muito alta e só pode ser usadas ocasionalmente, em circunstâncias muito especiais, tais como em solos muito permeáveis e plantas altamente tolerantes aos sais. Essa classificação também indica que as águas possuem um teor aproximadamente médio de sódio, sendo a S1, podendo ser usada em usada para irrigação em quase todos os solos, e a S2, em solos de textura arenosa ou em solos orgânicos de boa permeabilidade.

6 AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de nível superior (CAPES) por financiamento e apoio, PETROBRAS e NUPPRAR pelo suporte técnico.

REFERÊNCIAS

AL-ABOODI, A.H. Hydrochemical Classification of Groundwater. in Bahr Al-Najaf, Western Desert, Iraq. **J. Basrah Researches (Sciences)**, v.34, n.2, p.23-32, 2008. Disponível em: <<http://www.iasj.net/iasj?func=fulltext&aId=57175>>. Acesso em: 08 de Agosto de 2013.

AMERICAN PUBLIC HEALTH ASSOCIATION - APHA. **Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater**. American Public Health Association, 21th ed., Washington, 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 15495-2:2009**. Poços de monitoramento de águas subterrâneas em aquíferos granulados - Parte 1: Projeto e construção. Disponível em: < <http://www.abnt.org.br/>>. Acesso em: 10 de Junho de 2013

ATWIA, M.G.; ABU-HELEIKA, M.M.; EL-HORINY, M.M. Hydrogeochemical and vertical electrical soundings for groundwater investigations, Burg El-Arab area, Northwestern Coast of Egypt, *J. African Earth Sciences*, n.80, p.8-20, 2013.

BABADAGLI, T. Development of mature oil fields. **A review Journal of Petroleum Science and Engineering**, n.57, p.221–246, 2007.

BEHAR, F. et al. Study of biodegradation processes along the Carnaubais trend, Potiguar Basin (Brazil) – part 1. **Organic Geochemistry**, n.37, p.1042–1051, 2006.

CONSELHO NACIONAL DE MEIO AMBIENTE - CONAMA. Resolução 393 de 08 de agosto de 2007. Dispõe sobre o descarte contínuo de água de processo ou de produção em plataformas marítimas de petróleo e gás natural, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, n.153, de 09 de agosto de 2007.

Disponível em:<<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=541>>. Acesso em: 28 de Junho de 2013

FAKHRU'L-RAZI, A. et al. Review of Technologies for oil and gas produced water treatment. **J. Haz. Mat.** n.170, p.530-551, 2009.

HINDI, E.C. **Hidroquímica e hidrotermalismo do sistema aquífero guarani no Estado do Paraná**. 2007. Tese (Doutorado em Geologia) - Setor de Ciências da Terra, Universidade Federal do Paraná. UFPR, Curitiba, 2007.

IGUNNU, E.T.; CHEN, G.Z. Produced Water treatment and technologies. **Int. J. Low-Carbon Tech. Advance**, 2012.

Disponível em: <jlt.oxfordjournals.org/content/early/2012/07/04/ijlct.cts049.full.pdf>. Acesso em: 10 de Agosto de 2013.

JAHN, F; COOK, M; GRAHAM, M. Chapter 6 Reservoir Description. **Developments in Petroleum Science**, n.55, p.95–171, 2008.

MANASSÉS, F. **Caracterização hidroquímica da água subterrânea da formação serra geral na região sudoeste do estado do Paraná**. 2009. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Setor de Ciências da Terra, Universidade Federal do Paraná. UFPR: Curitiba. 2009.

MONDAL, S.; WICKRAMASINGHE, S.R. Produced water treatment by nanofiltration and reverse osmosis membranes. **J. Membr. Sci.**, n.322, p.162-170, 2008.

MURRAY-GULDE, C. et al. Performance of a hybrid reverse-osmosis constructed wet-land treatment system for brackish oil field produced water. **Water Res.**, n.37, p.705–711, 2003.

PENTEADO, H.L.B. et al. Study of biodegradation processes along the Carnaubais trend, Potiguar Basin (Brazil) – part 2. **Organic Geochemistry**, n.38, p.1197–1211, 2007.

ROSA, A.J; CARVALHO, R.S; XAVIER, J.A.D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SCHOELLER, H. **Les eaux souterraines hydrologic dynamique et evaluation des resources**. Masson and c-Paris, 1962. p 642.

SULIN, V.A. Software Qualigraf (versão 5.1). Waters of petroleum formations in the system of natural waters. **Gostoptekhizdat**, Moscow USSR, p.35–96, 1946. Disponível em: <<http://www.funceme.br/index.php/software/qualigraf>>. Acesso em: 20 de Junho de 2013

TEIXEIRA, I.E.M. 19 “Caracterização hidroquímica da Formação Açú”. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE OPERAÇÕES GEOLÓGICAS, 3, 19º Anais Cabo Frio. PETROBRAS/DEPEX, p.541-536, 1991. V.2

US Salinity Laboratory Staff. **Diagnosis and Improvement of Saline and Alkaline Soils**. US Dept. of Agric., Handbook 60, Washington, DC, 160, 1960.