

CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS PROJETOS DE INJEÇÃO DE VAPOR NOS RESERVATÓRIOS PRODUTORES DE PETRÓLEO DA FORMAÇÃO AÇU NA BACIA POTIGUAR

Maurício Takechi Gushiken¹; José Batista Siqueira²

Resumo

A produção de hidrocarbonetos na Bacia Potiguar deve-se em grande parte aos reservatórios siliciclásticos encontrados na Formação Açú. Parte dos petróleos alojados nessa formação são pesados e viscosos, e sua produção depende da injeção cíclica e contínua de vapor. A produção comercial de petróleo pesado nesta bacia teve início em 1981 nos campos de petróleo de Fazenda Belém, Alto do Rodrigues e Estreito. Estes três campos representam cerca de 26% do VOIP da bacia.

Neste trabalho são apresentados aspectos referentes ao habitat do petróleo pesado na Formação Açú e seu relacionamento com a água de baixa salinidade aí encontrada.

Destaca-se também a importância do reuso da água produzida para geração de vapor, não só no que diz respeito à manutenção do fluxo de petróleo, mas também enfatizando os seus aspectos ambientais positivos no projeto piloto da Fazenda Belém e futura implantação nos ativos de Estreito e Alto do Rodrigues.

Neste contexto, são apresentadas as vantagens desta técnica, os cuidados necessários à sua aplicação, as condições para o cálculo das cotas de injeção e algumas especificações relativas ao processamento e qualidade da água produzida em seu reuso para geração de vapor.

Abstract

The Açú Formation reservoirs are responsible for most of the produced oil in the Potiguar Basin. The commercial production of heavy oil begun in 1981 at Fazenda Belém field, and in 1982 at Alto do Rodrigues e Estreito fields. These fields have 26% of the basin OOIP.

This paper presents the Açú Formation petroleum habitat, as well as, general characteristics of the process of steam injection. It is highlighted the importance of use of produced water to generate steam, not only to the maintenance of oil production rate, but also the favorable environmental aspects of this technology.

¹ Petrobrás: Av. Euzébio Rocha, 1000, Cidade da Esperança, 59070-900 Natal (RN), fone: 3235-3556 e e-mail: gushiken@petrobras.com.br

² Petrobrás: Av. Euzébio Rocha, 1000, Cidade da Esperança, 59070-900 Natal (RN), fone: 3235-3313 e e-mail: josesequeira@petrobras.com.br

2 – HABITAT DO PETRÓLEO PESADO NA FORMAÇÃO AÇU

A Bacia Potiguar está localizada nos estados do Rio Grande do Norte e do Ceará, ocupando uma área total de cerca de 48.000km². Consiste no arranjo clássico de uma seção “Rift” representada pela Formação Pendência, com geração de óleo continental, depositada no Neocomiano/Barremiano em um conjunto grabens assimétricos de direção ESW/ENE, formado pelos grabens de Boa Vista, Umbuzeiro e Apodi (Bertani et al. 1990.). No Aptiano Inferior, com o prosseguimento da separação continental um segundo sistema de rifts de direção WNW/ESSE se desenvolveu na atual região costeira, representado pelos grabens de Fortim e Pescada, onde se depositou a Seção Pescada. Após discordância “Pós-Rift”, teve início a fase flexural com a deposição da bacia tipo “SAG” com a Formação Alagamar, que apresenta os principais geradores de óleo marinho evaporítico depositada na base, sotoposta pela Formação Açú (continental) e Formação Jandaíra (marinha) no topo. Ocorrem coberturas Terciárias, representadas pela Formação Barreiras e depósitos aluviais recentes.

A Formação Açú, que concentra as principais acumulações de hidrocarbonetos, foi subdividida por Vasconcelos et al. (1990) em quatro unidades de correlação, com base em respostas de perfis elétricos, reconhecíveis em toda a bacia, (figura 2). A unidade mais antiga foi denominada Unidade Açú 1 até Açú 4 (a mais nova). Na primeira, os sistemas deposicionais predominantes foram leques aluviais gradando lateralmente para ambiente fluvial. A Unidade Açú 2 inicia-se com depósitos fluviais entrelaçados, gradando acima ao sistema fluvial meandrante fino. Na parte submersa da bacia, intercala-se com calcários da Formação Ponta do Mel. A base da Unidade Açú 3 é marcada por um aumento na energia deposicional, instalando-se um sistema fluvial meandrante grosso a entrelaçado; este sistema também grada acima a meandrante fino. Observa-se um afogamento regional, representado pelo Marco I, que é a base da Unidade Açú 4. Esta unidade possui caráter transicional e inclui depósitos marinhos rasos.

A Formação Açú representa um grande ciclo transgressivo, que pode ser dividido em toda a bacia em dois subciclos com gradação normal.

O subciclo inferior, de idade Albiana, correspondendo às unidades de correlação Açú-1, é constituído de conglomerados sobrepostos por arenitos grossos na base, com granodecrescência ascendente, em cujo topo predomina arenitos muito finos e pelitos; este intervalo de granulação fina é reconhecível em toda a bacia, sendo bem caracterizado em perfis elétricos. A seção superior do subciclo inferior da Formação Açú, equivalente à Unidade Açú-2, mostra uma retomada da energia deposicional do sistema. Na base da Unidade Açú-2 se depositou os arenitos que formam o

principal aquífero da Bacia. A seção superior do subciclo inferior da Formação Açú correspondendo a uma seqüência transgressiva, representada por espesso pacote de arenitos com algumas intercalações de argilito iniciando-se com o sistema fluvial entrelaçado gradando a meandrante grosseiro e médio.

O subciclo superior do megaciclo da Formação Açú, equivalente às unidades Açú-3 e 4, de idade Cenomaniana, mostra uma retomada da energia deposicional do sistema, iniciando-se com o sistema fluvial, passando a transicional, com a deposição da seqüência argilosa meandrante-estuarina da Unidade AÇU-4 e terminando com a implantação de um sistema carbonático marinho franco, representado pela Formação Jandaíra (Becker, 1996). Entretanto, dentro destes ciclos eminentemente transgressivos, podem ser reconhecidos ciclos de hierarquias inferiores, mostrando oscilações da linha de costa durante a evolução do tempo geológico.

Os principais reservatórios da Formação Açú são arenitos de granulometria média a grosseira / muito grosseira; excepcionalmente, os arenitos finos podem constituir-se em reservatórios produtores de petróleo (figura 3). As heterogeneidades mais importantes correspondem aos níveis argilosos que ocorrem intercalados aos reservatórios (figura 4), normalmente com espessuras inferiores a 3m e com um caráter basicamente estocástico - esses níveis influenciam bastante o comportamento de produção dos reservatórios presentes na Formação Açú, normalmente retardando o aparecimento da água nos poços produtores de hidrocarbonetos.

A figura 5 mostra, de forma esquemática, a migração, a partir das rochas geradoras da Formação Alagamar e da Formação Pendência, e o armazenamento do petróleo nas trapas presentes na Formação Açú.

O elevado estiramento crustal na região de superimposição dos sistemas de grabens direção ESW/ENE e de direção WNW/ESSE (Cremonini,1993), gerou uma região de alto gradiente geotérmico na região entre os campos de Pescada e Ubarana, criando uma “cozinha de geração” com a entrada dos folhelhos e calcilitos marinho evaporíticos da Formação Alagamar na janela de geração de petróleo.

O trabalho de Lima Neto (1990,1994) mostrou que a porção emersa da Bacia Potiguar atingiu sua máxima profundidade de soterramento no final do Cretáceo. A partir do Plioceno, a porção emersa sofreu um soerguimento generalizado até o Mioceno, com forte erosão, gerando um alívio da pressão hidráulica na Formação Açú por redução da carga litostática. Na porção marinha a norte, a subsidência e deposição da seção “drift” induziu uma expulsão de fluidos, tanto na Fm Açú, como na Fm Alagamar, principal geradora de óleo. Os fluidos gerados seriam drenados para a porção

emersa em direção à porção em soerguimento, que agiria como um mecanismo de bombeio para a migração do óleo. A principal área de coleta dos hidrocarbonetos gerados na Formação Alagamar ao norte foi constituída pela porção continental da Fm Açú ao sul, que acumulou cerca de 70% das reservas de hidrocarbonetos da Bacia Potiguar.

O trabalhos de Lima Neto et al. (1990), Souza et al. (1984) mostraram que a Formação Açú forma um sistema com as bordas aflorantes, com águas doces, bicarbonatadas a cloretadas, onde a percolação das águas captadas nas bordas atinge até a região da plataforma continental. A energia do sistema é controlada pelas áreas de recarga situadas em porções topograficamente mais elevadas, em geral entre 50 a 100m de altitude, podendo atingir até 300 m.

A superfície potenciométrica do Aquífero Açú tem um padrão de fluxo centrípeto típico de uma bacia hidrogeologicamente madura, das bordas para o meio da bacia e deste para a região da plataforma marítima.

Os mapas potenciométricos foram de grande importância no início da exploração da bacia, permitindo o delineamento dos baixos potenciométricos, das calhas potenciométricas e das rotas de migração do petróleo, permitindo focar e priorizar a exploração. Souto Filho (1994) estudou a migração de petróleo no Aquífero Açú em um modelo de simulação de fluxo, num trabalho pioneiro.

Os mapas de UVZ, baseados na teoria da movimentação de água subterrânea de Hubbert (1953) e sua relação com a acumulação de petróleo calculam o isopotencial da fase óleo, que descreve o movimento que uma partícula de óleo de um determinado grau API teria em um determinado nível estratigráfico em relação ao fluxo de água subterrânea, modificada pela relação entre as densidades do óleo e da água. Quanto menor o grau API, maior a densidade do óleo, mais próximo da densidade da água e mais pronunciado será o efeito do gradiente sobre o óleo (Souza,1984).

Para um decréscimo de um metro da elevação potenciométrica o contato óleo- água de um petróleo de 15° API sofrerá um decréscimo de 29 metros, por exemplo. Os campos de petróleo pesado têm um contato inclinado, e este efeito permite que a acumulação se estenda, acumulando volumes maiores. Na bacia existem campos com um contato inclinado que permite conectar várias estruturas e selas, se estendo por comprimentos de até 31 km

São três os principais campos de petróleo pesado da Bacia Potiguar: Estreito, Fazenda Belém e Alto do Rodrigues (Figura 1). Estreito e Alto do Rodrigues, situados no Trend de Carnaubais, no

Estado do Rio Grande do Norte, têm os reservatórios situados no topo da Unidade Açú-3. Fazenda Belém, localizado no Estado do Ceará, tem os reservatórios situados na base da Unidade Açú-1. Os Campos de petróleo pesado não estão associados ao principal aquífero da Formação Açú. Um perfil tipo para a Formação Açú pode ser observado na figura 2, onde se destaca o aquífero principal desta unidade e também a sua seção produtora de petróleo.

Existem casos onde estruturas subsaturadas em óleo produzem água com saturações de até 8 ppm como no caso dos poços perfurados pela Companhia de Águas e Esgotos do RN (CAERN) no município de Grossos (Lima Neto e Souza 1990).

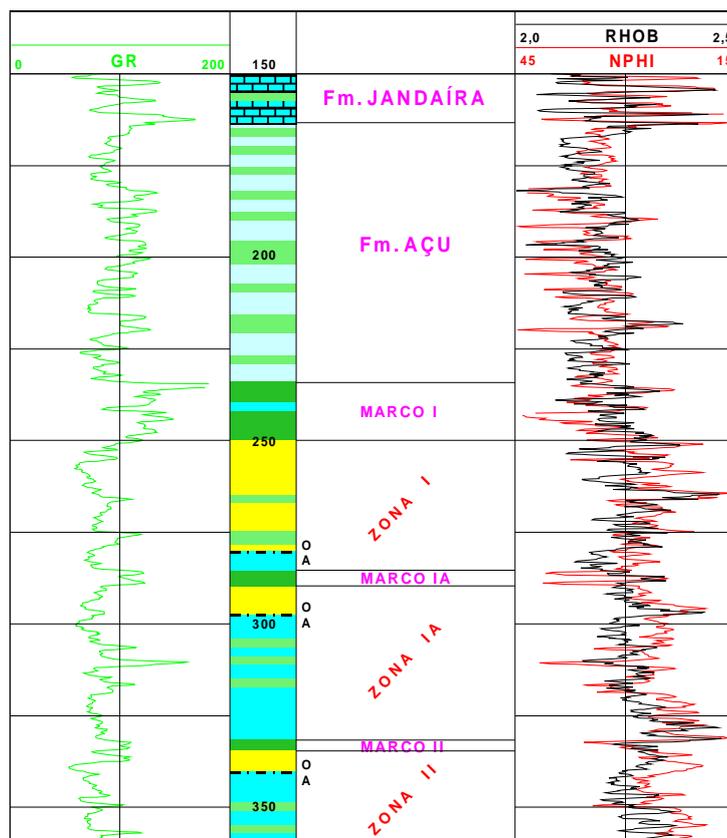


Figura 2. Perfil tipo da Formação Açú.

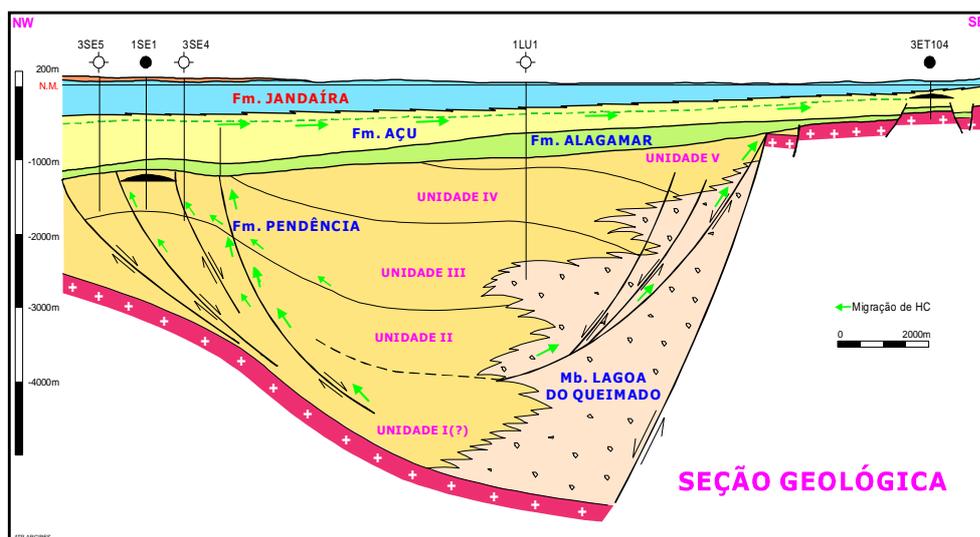


Figura 5. Modelo esquemático de acumulação de petróleo para a Formação Açú.

3 – GERENCIAMENTO DOS RESERVATÓRIOS DA FORMAÇÃO AÇU

O objetivo da Geologia de Reservatórios é integrar informações geológicas de diferentes escalas e níveis de detalhe, como as descrições litológicas e leituras de porosidade e permeabilidade de testemunho, as leituras de porcentagem de saturação de petróleo dos perfis elétricos e as leituras de porosidade dos perfis de poços e as leituras da sísmica, gerando o modelo geológico denominado estático.

A Engenharia de Reservatórios integra as informações das propriedades físicas, como viscosidade e pressões dos fluidos presentes no reservatório como petróleo, água e gás. Utilizando o modelo estático e os dados de fluido, é gerado o modelo dinâmico do reservatório, integrando as informações de rocha e fluido.

O modelo é alimentado com o histórico de produção dos poços e através do método das diferenças finitas, gerando uma curva de produção modelada. Quando a curva modelada se ajusta a curva histórica real, o modelo passa a ser utilizado para estimar a produção futura e testar as configurações como espaçamento entre poços, geometria entre poços injetores e produtores, vazões de injeção, etc. Com base nas curvas geradas é definido o arranjo que permita extrair o máximo de petróleo aos melhores custos.

Com base nas incertezas geológicas, dos dados de fluido e de produção é integrada uma modelagem estatística com a geração de três curvas de produção, com diferentes probabilidades de realização, denominadas P10, P50 e P90.

Em áreas que não disponham de modelos de simulação são utilizadas curvas de histórico de produção que representam o comportamento médio dos poços, denominadas curva tipo.

3.1 – INJEÇÃO DE VAPOR NOS RESERVATÓRIOS DA FORMAÇÃO AÇU

A elevada viscosidade dos petróleos pesados faz com que a produção primária seja muito pequena. O método da injeção de água também se torna ineficaz como método de recuperação. A maior mobilidade da água faz com que ocorram canalizações precoces conectando os poços injetores e produtores, gerando um varrido muito baixo e recuperação muito baixa.

Para diminuir a viscosidade e elevar as vazões é necessário elevar a temperatura dos reservatórios. No caso do Campo de Fazenda Belém a viscosidade do petróleo cai de 1715 cP a 48 graus Celsius para 30 cP na temperatura de 120 graus Celsius.

O método mais utilizado para elevar a temperatura do reservatório é a injeção de vapor. Neste caso o vapor é injetado somente nos reservatórios portadores de óleo, através de completações seletivas. São utilizadas duas estratégias de injeção de vapor que são complementares: a injeção cíclica e a injeção contínua de vapor.

A injeção cíclica de vapor é mais barata por requisitar um volume menor de vapor e proporcionar uma recuperação maior de petróleo por volume de vapor injetado.

Consiste na injeção de cotas proporcionais a espessura porosa saturada por petróleo. São utilizadas cotas que variam de 100 a 200 toneladas de vapor por metro linear de espessura porosa saturada por petróleo. O período de injeção é variável e depende da injetividade do poço, mas em geral é de cerca de uma semana.

Após a injeção, o poço entra no período de espera, quando ocorre a troca de calor entre o vapor e o reservatório. Neste período o poço permanece fechado até que a temperatura do fluido produzido caia abaixo de 80 graus Celsius (Figura 6).



Figura 6. Modelo esquemático da injeção cíclica de vapor.

Quando o poço é reaberto, a grande quantidade de energia fornecida ao reservatório faz com que ocorra um pico de produção que cai rapidamente nos primeiros três meses e lentamente até o final de cerca de um ano, quando o ciclo é repetido.

A cada ciclo, o reservatório próximo ao poço fica com saturação de petróleo mais baixa, ocorre uma destilação parcial do petróleo e uma queda rápida da pressão com o decréscimo da temperatura. Estes fatores provocam uma queda de vazão a cada ciclo de cerca de 20%.

Quando a queda da vazão após vários ciclos torna a injeção cíclica inviável é iniciada a injeção contínua.

A injeção contínua de vapor, na zona portadora de petróleo, consiste na injeção diária de vazões entre 60 m³/d e 200 m³/d em um poço central e produção nos poços vizinhos. Para ser iniciada necessita que as pressões do reservatório de petróleo estejam mais baixas, o que é proporcionado pela injeção cíclica prévia.

Com o tempo se forma uma câmara de convecção onde o vapor se expande pelo topo do reservatório até atingir as regiões mais distantes e frias, onde se condensa e varre o petróleo aquecido para a base do reservatório fluindo até o poço produtor (Figura 7).

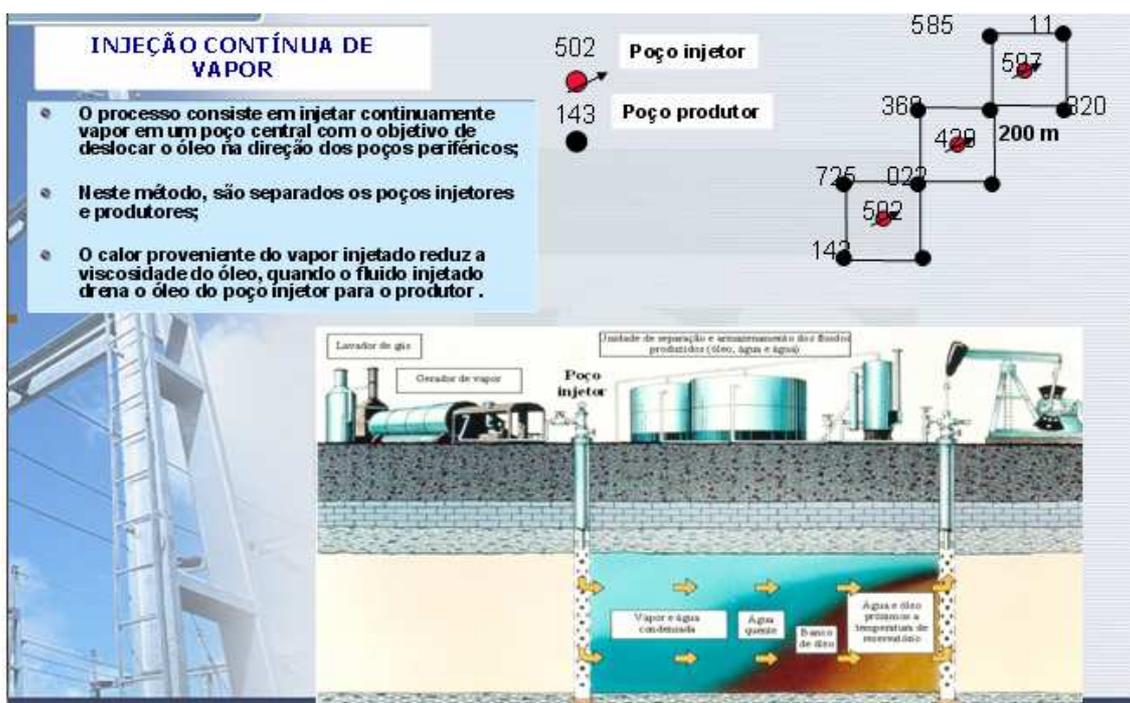


Figura 7. Modelo esquemático da injeção contínua de vapor.

A injeção contínua de vapor é o método mais eficiente no varrido e recuperação do petróleo, podendo atingir até cerca de 80 % de recuperação. Também é o método mais dispendioso, com elevados investimentos nos equipamentos de geração de vapor e o alto custo do vapor injetado.

A alta viscosidade do petróleo pesado e a injeção de vapor fazem com que a sua produção seja sempre acompanhada da produção de água (Figura 7).

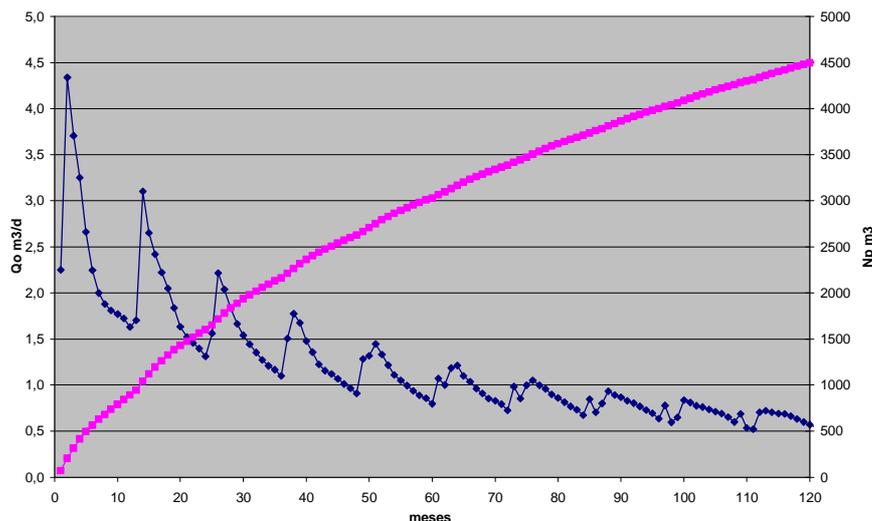


Figura 7. Histórico de produção de petróleo (Qom) da injeção de vapor cíclica. Valores em m³/d.

3.1.1 – Reuso da água produzida

Os elevados volumes de água consumidos para a geração de vapor levaram a um projeto de aproveitamento da água produzida para a geração de vapor, filtrando e reduzindo a dureza da água produzida.

O óleo e a água produzidos no campo são recebidos no tanque pulmão da Estação de Tratamento de Água Industrial. Ocorre separação gravitacional após período de residência, o óleo é retirado por dutos pelo topo e encaminhado para tratamento. A água é retirada por dutos da base do tanque e encaminhada para o Separador Água – Óleo – SAO.

No SAO a água permanece por tempo suficiente para se processar a separação da maior parte da fração óleo, e sofre injeção de produtos para pré-floculação e vai para o Flotador. No flotador é injetada água gaseificada, com a finalidade de aumentar a floculação dos hidrocarbonetos dissolvidos na água para facilitar a flotação. Também é misturada com uma solução de hidróxido de sódio para elevar o pH e vapor para elevar a temperatura, provocando a floculação do carbonato de sódio e magnésio baixando a dureza da água para valores aceitáveis. Os resquícios de óleo e o carbonato floculado são retirados da superfície e depositados em tambor para tratamento e posterior destinação final.

Do flotador, a água é bombeada para a bateria de três filtros de areia em linha de onde sai com níveis de TOG cerca de dez vezes mais baixos que a resolução CONAMA para descarte no mar.

Após a filtragem, a água segue para as UTA - Unidades de Tratamento de Água. Nas UTAs a água passa por filtros de resina fenólica que retiram o sólido suspenso e o TOG residual. A seguir a água passa por dois leitos em série de resina catiônica que reduzem a dureza para valores aceitáveis. Da UTA a água segue para os geradores de vapor.

São utilizados Geradores de Vapor que queimam gás e geram vapor a temperaturas acima 200 graus Celsius e pressões acima de 20 Kgf/cm².

O reuso da água produzida, permite a eliminação do volume de água captada para geração de vapor e redução ou eliminação do descarte de água no mar.

O projeto piloto de reuso da água produzida no Campo de Fazenda Belém permitiu eliminar a captação de 1800 m³/d do aquífero. Nos Campos de Estreito e Alto do Rodrigues o reuso vai permitir eliminar a captação de 21.000 m³/d do Rio Açu.

O reuso da água produzida é uma alternativa para o gerenciamento de água, ainda adotada por poucas empresas pelo custo envolvido e pelo risco de dano aos geradores de vapor pela deposição de resíduos nas serpentinas se a água utilizada não estiver especificada. Entretanto produz ganhos ambientais significativos. O projeto de Fazenda Belém é um dos pioneiros no reuso de água industrial para geração de vapor, que requer acompanhamento acurado e especificações bastante restritas.

4 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BECKER, M.R. Sedimentologic Architecture, Permeability Structure and Fractal Characteristics of Braided Fluvial Deposits, Cretaceous Açu Formation, Potiguar Basin, Northeastern Brazil. Austin: Texas University. 399p. 1996. Tese (Doutorado).

BERTANI, R. T.; COSTA, I. G.; MATOS, R. M. D. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar. In: GABAGLIA, G .P. R.; MILANI, E. J. (ed.). Origem e evolução de bacias sedimentares. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1990. p. 291-310.

CREMONINI, O.A. Caracterização Estrutural e Evolução Tectônica da Área de Ubarana, Porção Submersa da Bacia Potiguar, Brasil. Ouro Preto, UFOP/DEGEO. 143p. 1993. Tese (Mestrado).

FARIAS, P. R. C. Bibliografia comentada da Bacia Potiguar. PETROBRAS/E&P-RNCE/GEXP/GELAB. 1996. (Relatório interno).

HUBBERT, M.K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. AAPG Bulletin, v. 37, no. 8, p. 1954-2026. 1953.

LIMA NETO, F.F. & SOUZA, C.J. Contaminação de Óleo em Poços de Água na Bacia Potiguar. Anais do 36º Congresso Brasileiro de Geologia. SBG, Natal. v.2, p.1042-1053. 1990.

LIMA NETO, F.F.; SOUZA, C.J.; TEIXEIRA, I.E.M.; SOUTO FILHO, J.D. Atualização do Estudo Hidrodinâmico da Bacia Potiguar. Anais do 36º Congresso Brasileiro de Geologia. SBG, Natal. v.2, p.1031-1041. 1990.

LIMA NETO, Francisco Fontes de. Geologia da Bacia Potiguar e de suas acumulações de petróleo. PETROBRAS/DEBAR/DIRGEO/GAGEO-II. 1994 (Relatório interno).

NOLLA, F.R. Utilização de Geotermômetros no Monitoramento de Temperatura de Reservatórios de Petróleo, Submetidos à Injeção Cíclica de Vapor. Campinas: UNICAMP. 123p. 1995. Tese (Mestrado).

SOUZA, O.R.; SOUTO FILHO, J.D.; LIMA Neto F.F. Acumulações do petróleo sob condições hidrodinâmicas na Bacia Potiguar. Congresso Brasileiro de Geologia, 1984.

SOUTO FILHO, J.D. Utilização de simulador numérico na análise do processo de migração secundária de petróleo UNICAMP. Tese (Mestrado). 1994

VASCONCELOS, E.P.; LIMA NETO, F.F.; ROOS, S. Unidades de Correlação da Formação Açú. Anais do 36º Congresso Brasileiro de Geologia. SBG, v.1, p.227-240.