

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

Wagner Nogueira Preda¹; Martinho Quintas de Alencar Filho²; Genildo Luiz Borba³

Resumo

A produção de hidrocarbonetos na Bacia Potiguar deve-se em grande parte aos reservatórios siliciclásticos encontrados na Formação Açú, onde ocorre forte associação entre o petróleo e a água de baixa salinidade encontrada nesta formação. No presente trabalho são apresentados detalhes sobre o habitat do petróleo na Formação Açú e seu relacionamento com a água de formação aí encontrada; apresentam-se ainda aspectos relacionados à reinjeção da água produzida, bem como técnicas empregadas na perfuração e completação dos poços produtores e injetores. Destaca-se a importância da reinjeção da água produzida, não só no que diz respeito à manutenção da produção de petróleo, mas também enfatizando os seus aspectos ambientais positivos. Neste contexto, são apresentadas as vantagens desta técnica, os cuidados necessários à sua aplicação, as condições para a manutenção das cotas de injeção e especificações relativas à qualidade da água de injeção.

Abstract

The Açú Formation reservoirs are responsible for most of the produced oil in the Potiguar Basin, where there is a strong connection between hydrocarbons and low salinity water formation. This paper presents the Açú Formation petroleum habitat, as well as, general characteristics of the process of water reinjection and some technical aspects of drilling and completion of producing and injection wells. It is highlighted the importance of produced water reinjection related, not only to the maintenance of oil production rate, but also the favorable environmental aspects of this technology. In this context, are presented the advantages of this technology, the critical aspects for its application and the necessary conditions to keep water injection rate at the injection wells.

Palavras-Chave

Formação Açú

Reservatórios

¹ Petrobrás: Av. Euzébio Rocha, 1000, Cidade da Esperança, 59070-900 Natal (RN), fone: 3235-3455, fax: 3235-3370, e-mail: preda@petrobras.com.br

² Petrobrás: Av. Euzébio Rocha, 1000, Cidade da Esperança, 59070-900 Natal (RN), fone: 3235-3122, e-mail: martinho_q@petrobras.com.br

³ Petrobrás: Av. Euzébio Rocha, 1000, Cidade da Esperança, 59070-900 Natal (RN), fone: 3235-3856, fax: 3235-3370, e-mail: genildo@petrobras.com.br

1 - INTRODUÇÃO

A PETROBRÁS, através da Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Rio Grande do Norte e Ceará (UN-RNCE), vem atuando na Bacia Potiguar há mais de 35 anos, período no qual foram perfurados cerca de 7150 poços que permitiram a descoberta de 64 acumulações comerciais de hidrocarbonetos. A produção comercial nesta bacia teve início em 1976, na plataforma continental, através do Campo de Ubarana. Na Bacia Potiguar, as formações Pendência, Alagamar e Açu constituem-se nas principais unidades produtoras de petróleo, destacando esta última como a mais importante, respondendo por cerca de 70% dos volumes originais de óleo já descobertos pela Petrobrás nesta bacia sedimentar. Dentre as características geológicas da Formação Açu, destaca-se a associação entre o petróleo e a água de baixa salinidade presente nesta formação, o que faz com que o gerenciamento de suas águas subterrâneas seja muito importante.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar alguns aspectos relacionados à produção do petróleo encontrado nestes campos da Formação Açu, com destaque especial para os projetos de injeção de água aí implantados. Dentre as diversas estratégias de exploração de um determinado reservatório, a injeção de água é amplamente utilizada na indústria do petróleo por ser um método bastante eficiente de reposição da energia primária do reservatório que, à medida que a produção avança, vai sendo dissipada, sendo muito importante a sua reposição, de forma a não comprometer a recuperação final do petróleo. Mais especificamente, neste trabalho são apresentados detalhes sobre o habitat do petróleo na Formação Açu, enfatizando-se aqueles aspectos relativos à reinjeção da água que é produzida durante a exploração dos reservatórios de petróleo; além disso, são discutidos aspectos relativos à perfuração e completação dos poços produtores e injetores, enfatizando-se os cuidados e as técnicas aplicadas de forma a preservar as unidades aquíferas presentes nesta formação. A reinjeção da água produzida é uma alternativa bastante satisfatória para o efetivo gerenciamento de água adotado pelas companhias de petróleo, com ganhos econômicos e ambientais significativos, apresentando impacto positivo na imagem das empresas perante a sociedade. Atualmente, o descarte zero de efluentes no meio ambiente é uma meta perseguida por todas as grandes operadoras do setor.

A figura 1 ilustra a área de atuação da UN-RNCE nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará, destacando-se os limites de ocorrência da Bacia Potiguar, os campos descobertos nesta bacia, juntamente com aqueles descobertos na Bacia do Ceará, os principais dutos já implantados (inclusive o gasoduto Nordeste), algumas das facilidades de produção e a UTPF (Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos) implantada na cidade de Guamaré, litoral do RN.

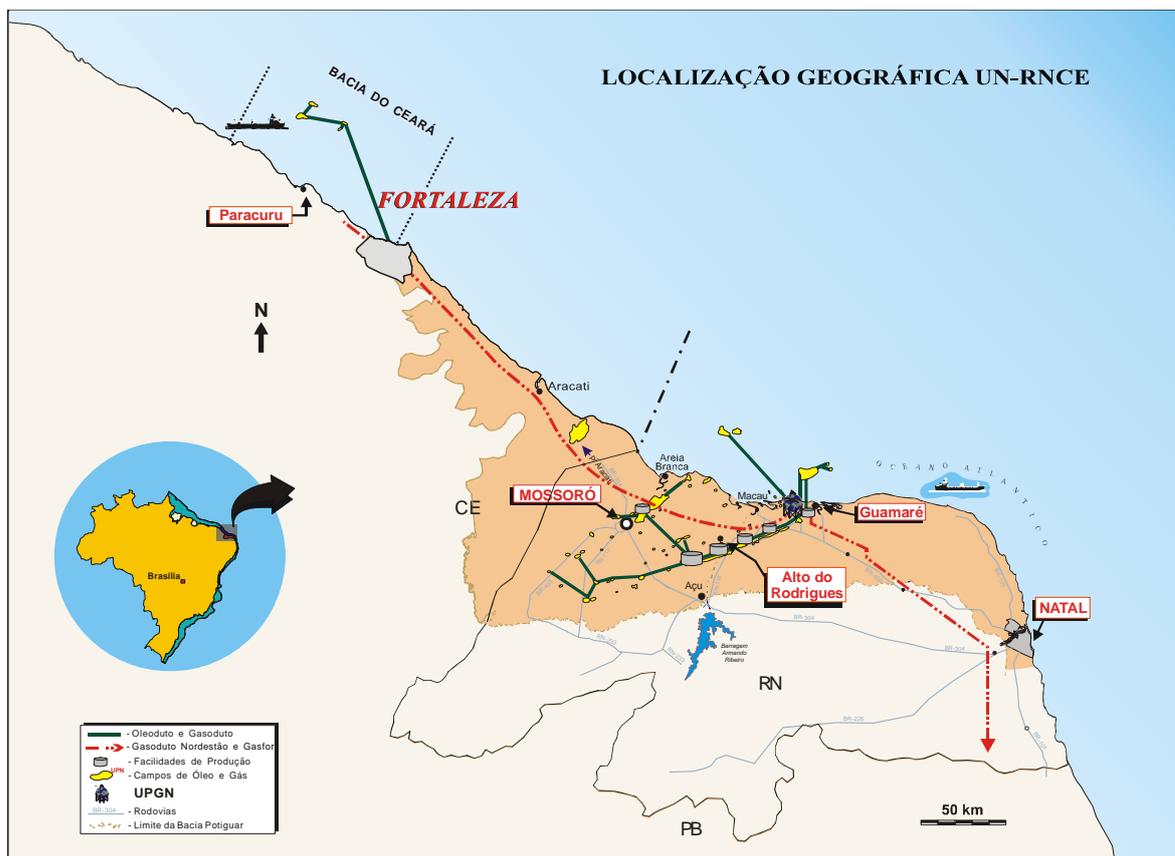


Figura 1. Área de atuação da UN-RNCE.

2 – HABITAT DO PETRÓLEO NA FORMAÇÃO AÇU

A Bacia Potiguar está localizada quase que inteiramente no Estado do Rio Grande do Norte, com uma pequena porção no Estado do Ceará, ocupando uma área total de cerca de 48.000km² dos quais, 21.000km² na sua porção emersa. Constitui-se na mais oriental das bacias da margem equatorial brasileira, estando geneticamente relacionada a uma série de bacias neocomianas intracontinentais que compõem o sistema de riftes do nordeste brasileiro (Bertani et al., 1990). A sua coluna sedimentar é composta pelas formações Pendência, Alagamar, Açú, Jandaíra, Grupo Barreiras e depósitos fluviais recentes. O arcabouço estrutural desta bacia sedimentar é caracterizado por um sistema de blocos falhados, constituindo um conjunto de grabens assimétricos, internamente separados por altos do embasamento e limitados por duas plataformas rasas a leste e oeste. Os principais falhamentos são de direção sudoeste-nordeste; secundariamente ocorre outro sistema de falhas com direção noroeste-sudeste (Bertani et al., 1990).

Na Formação Açú, aflorante nas bordas da Bacia Potiguar, ocorre uma associação entre água de formação de baixa salinidade e o petróleo produzido de seus reservatórios. Como consequência desta associação, os campos produtores de petróleo nesta formação apresentam uma série de características geológicas específicas que serão apresentadas a seguir. A deposição desta formação

deu-se durante o Cretáceo Superior (Albiano/Cenomaniano), acumulando espessuras de até 1200m de rochas sedimentares, representadas por intercalações de arenitos, siltitos e argilitos, relacionados a uma sedimentação basicamente continental que, em direção ao topo desta unidade, vai se tornando transicional a marinha. O aquífero mais significativo desta unidade ocorre na sua porção basal, onde os reservatórios produtores de petróleo, descobertos até o presente, não estão presentes. Na seção mediana/superior, onde realmente ocorrem os reservatórios produtores de hidrocarbonetos, os intervalos portadores de água são significativamente menos expressivos. Na verdade, aí ocorrem diversos reservatórios de petróleo, relativamente delgados e hidraulicamente isolados uns dos outros pelos inúmeros níveis argilosos intercalados nesta seção sedimentar. Os intervalos portadores de água, associados a estes reservatórios de petróleo, também são pequenos, delgados e pouco atuantes no sentido de manutenção das pressões estáticas dos reservatórios produtores de hidrocarbonetos. Neste contexto, a produção de petróleo sempre estará associada à produção concomitante da água presente nestes pequenos aquíferos e vice-versa, ao se tentar produzir esta água, haverá produção conjunta de hidrocarbonetos. Uma classificação destes pequenos aquíferos da Formação Açu, sob o ponto de vista da engenharia de reservatórios, é apresentada no item 3.1. Um perfil tipo para a Formação Açu pode ser observado na figura 2, onde se destaca o aquífero principal desta unidade, localizado na sua porção basal, e também a sua seção produtora de petróleo.

Os principais reservatórios desta formação são arenitos de granulometria média a grosseira / muito grosseira; excepcionalmente, os arenitos finos podem constituir-se em reservatórios produtores de petróleo (figura 3). As características permoporosas destes reservatórios são muito boas, com porosidades de até 36% e permeabilidades absolutas máximas da ordem de alguns darcies.

As heterogeneidades geológicas ocorrem em diferentes escalas de grandeza: as pequenas heterogeneidades relacionadas às feições deposicionais e as grandes heterogeneidades oriundas das feições estruturais. 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 Açu, normalmente retardando o aumento do BSW (percentual de água produzida) nos poços produtores de hidrocarbonetos.

A Formação Açu é hidrodinamicamente ativa e por isso, nas acumulações de hidrocarbonetos, o óleo ocorre associado à água de formação com salinidades inferiores a 2000 ppm NaCl, com contatos óleo/água normalmente inclinados. As trapas são basicamente estruturais e com um forte componente hidrodinâmico. Localmente, ocorrem mudanças faciológicas e barreiras de permeabilidade que também condicionam o traçamento das acumulações de petróleo. A figura 5

mostra, de forma esquemática, a migração, a partir das rochas geradoras da Formação Alagamar, e o armazenamento do petróleo nas trapas presentes na Formação Açú – vale à pena notar que, nestes altos estruturais, a água aí presente sempre esteve associada ao petróleo, desde a época de sua migração.

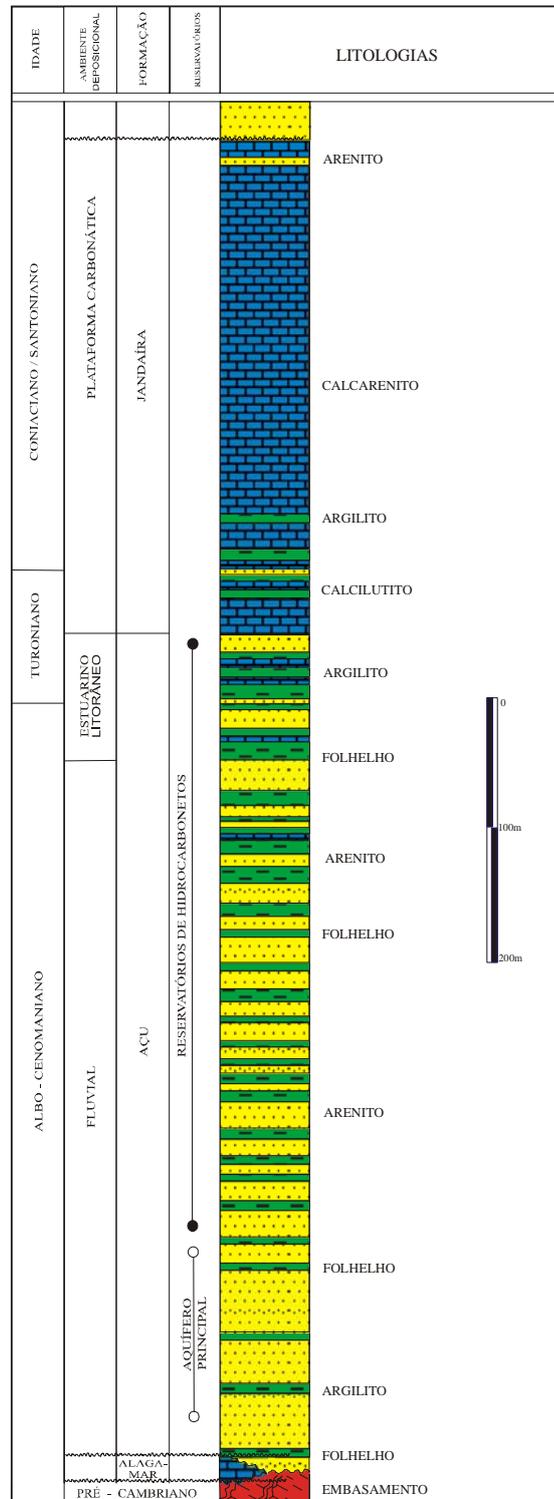


Figura 2. Perfil tipo da Formação Açú com destaque para a coluna litoestratigráfica, para os reservatórios de petróleo e para o principal aquífero da unidade localizado na sua porção basal.



Figura 3. Testemunhos de reservatórios siliciclásticos produtores de petróleo na Fm Açu.

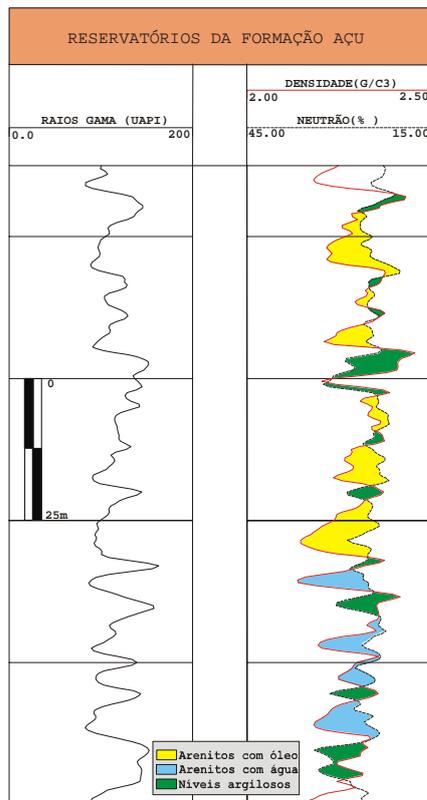


Figura 4. Padrões de perfis encontrados em reservatórios típicos da Formação Açu.

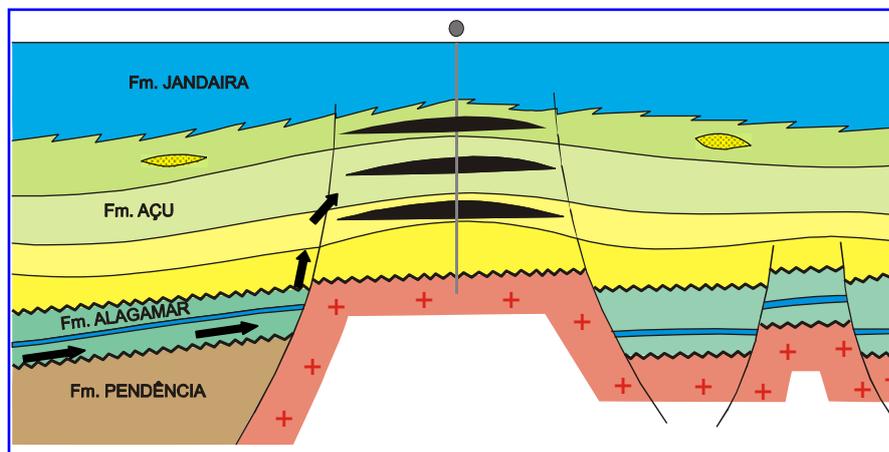


Figura 5. Modelo esquemático de acumulação de petróleo para a Formação Açu.

3 – GERENCIAMENTO DOS RESERVATÓRIOS DA FORMAÇÃO AÇU

O gerenciamento dos reservatórios produtores de petróleo é uma atividade multidisciplinar, caracterizada por forte interação entre as disciplinas de geologia de reservatórios, engenharia de reservatórios e engenharia de produção, dentre outras. Neste contexto, gerenciar significa conhecer em detalhes o reservatório, definir a sua estratégia de exploração, identificando desvios e propondo correções, de forma a maximizar, não só a recuperação de hidrocarbonetos, como também os indicadores econômicos e ambientais da jazida.

Um gerenciamento efetivo de reservatórios envolve a aquisição e interpretação de diversos tipos de dados e informações. Entre estes diversos tipos de dados, rotineiramente adquiridos, vale à pena destacar os dados sísmicos, as amostras de calha obtidas durante a perfuração dos poços, os testemunhos dos intervalos produtores (definição de litologias, fácies sedimentares, ambientes deposicionais), as propriedades petrofísicas (porosidades, permeabilidades absolutas, permeabilidades relativas, pressão capilar, compressibilidades, etc.), os perfis adquiridos nos poços perfurados (perfis elétricos, acústicos, radioativos, de imagem, de produção, etc.), os dados relativos aos testes de formação efetuados nas zonas produtoras, as análises dos fluidos presentes na jazida, os dados de pressões estáticas dos reservatórios e as vazões e produções acumuladas dos fluidos produzidos (óleo, gás e água) ou injetados (água, gás e vapor).

3.1 – INJEÇÃO DE ÁGUA NOS RESERVATÓRIOS DA FORMAÇÃO AÇU

Dentre as inúmeras estratégias de exploração de um determinado reservatório, a injeção de água é amplamente utilizada na indústria do petróleo por ser um método bastante eficiente de reposição da energia primária do reservatório que, à medida que a produção avança, vai sendo dissipada, sendo de fundamental importância a sua reposição, para que se possam obter maiores recuperações finais de petróleo. As principais razões para a larga utilização deste método de recuperação de óleo são: disponibilidade de água (água produzida no caso da Formação Açú), baixo custo operacional em relação à injeção de outros fluidos, facilidade operacional deste tipo de injeção, alta eficiência com que a água desloca o óleo e também o fato desta tecnologia ser bem conhecida (Corrêa, 2006). Ainda com relação à alta eficiência deste método de recuperação suplementar, a figura 6 ilustra a resposta da produção de óleo, frente à injeção de água, de um determinado reservatório produtor na Formação Açú – a curva da produção de óleo é fortemente influenciada pelo volume de água injetado neste reservatório.

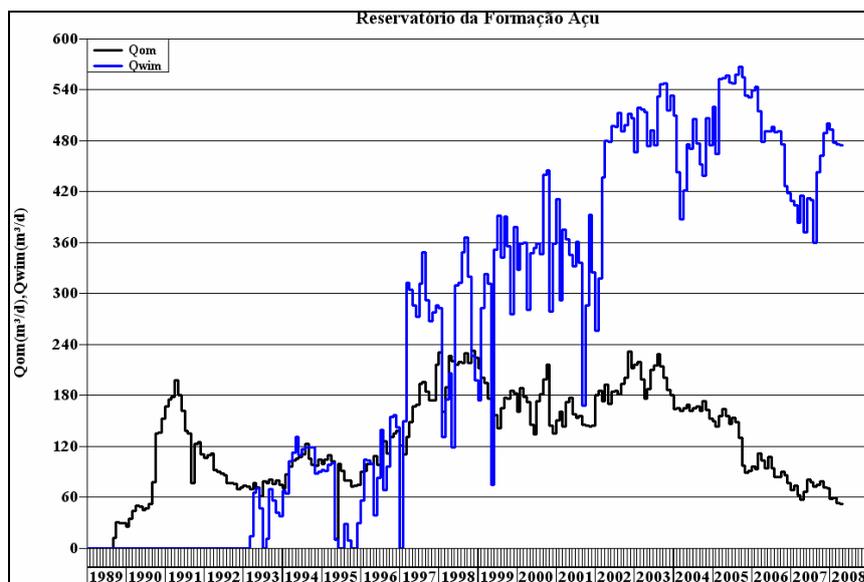


Figura 6. Histórico de produção de óleo (Qom) e de injeção de água (Qwin). Valores em m³/d.

Neste contexto, o conhecimento dos aquíferos, associados aos reservatórios produtores de petróleo, é bastante importante – aquíferos grandes e atuantes dispensariam a implantação de projetos de injeção de água, enquanto que, aquíferos pequenos e não atuantes demandariam a implantação de projetos suplementares para a recuperação da energia primária dos reservatórios. Os aquíferos, sob o ponto de vista da engenharia de reservatórios, podem ser classificados como aquíferos de fundo (subjacentes aos reservatórios) ou aquíferos laterais. Ambos os tipos ocorrem na Formação Açú, estando ilustrados pelas figuras 7 e 8. Nesta formação, estes aquíferos, associados aos reservatórios de hidrocarbonetos são, em sua maior parte, pequenos e pouco atuantes e, conseqüentemente, a implantação de projetos de injeção ou reinjeção de água são fundamentais à exploração das jazidas de petróleo desta unidade.

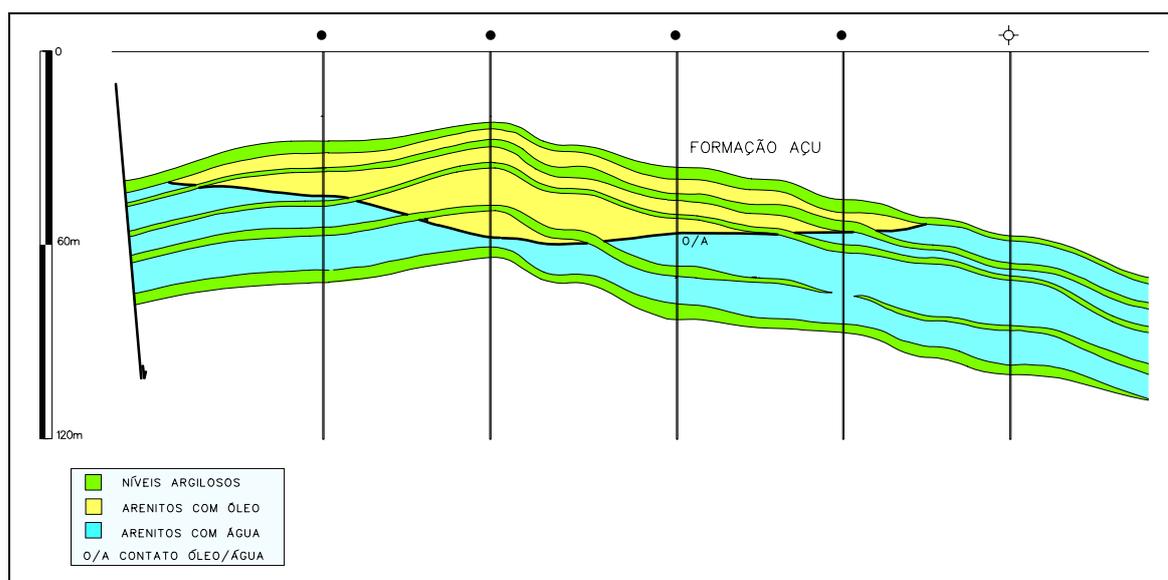


Figura 7. Seção geológica esquemática ilustrativa de aquífero de fundo na Formação Açú.

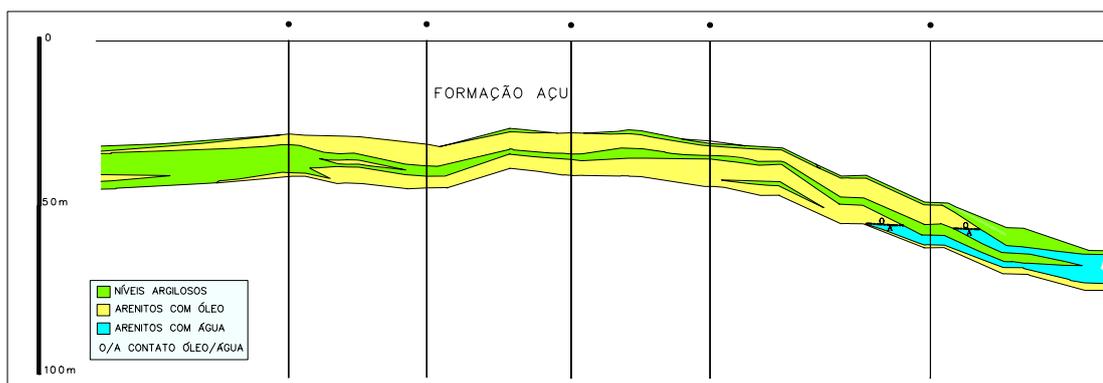


Figura 8. Seção geológica esquemática ilustrativa de aquífero lateral na Formação Açú.

A água, a ser injetada nos reservatórios produtores de petróleo, normalmente tem uma das seguintes origens: água superficial, água do mar, água produzida juntamente com o petróleo, água captada nos aquíferos ou ainda, água obtida nos terminais e refinarias de petróleo. No contexto internacional, a água produzida durante o processo de exploração das jazidas de petróleo pode ter um ou mais dos seguintes destinos: descarte no mar via emissários submarinos, reinjeção nos próprios reservatórios de petróleo (após tratamento para melhoria de sua qualidade), descarte em subsuperfície (em aquíferos não potáveis), fornecimento ou venda para terceiros ou ainda, sendo reutilizada para irrigação, geração de vapor, uso industrial, etc.

3.1.1 – Reinjeção da água produzida

A reinjeção da água produzida é uma alternativa bastante satisfatória para o gerenciamento de água adotado pelas companhias de petróleo, com ganhos econômicos e ambientais significativos, apresentando impacto positivo na imagem das empresas perante a sociedade. Atualmente, existe uma forte tendência entre as operadoras no sentido de se chegar ao descarte zero no meio ambiente, promovendo-se a reinjeção de toda a água produzida no próprio reservatório produtor.

Existem outras vantagens, além daquelas ambientais, relacionadas à reinjeção da água produzida, destacando-se entre elas: redução do volume de água captada para injeção, redução ou eliminação do descarte de água em superfície e facilidade em dar destino a volumes significativos de água, entre outras (Furtado, 2007). Nos últimos cinco anos, o histórico da situação da água na UN-RNCE mostra claramente uma tendência da diminuição das parcelas relativas à água descartada ou captada em aquíferos e também o aumento significativo dos volumes de água reinjetada nos próprios reservatórios produtores de óleo – captação zero de água para uso industrial e 100% de reuso da água produzida são metas da UN-RNCE.

Em um projeto de injeção (ou de reinjeção) de água, a manutenção das cotas de injeção e o gerenciamento da água produzida são dois aspectos críticos deste processo. O não cumprimento

das cotas de injeção, previstas nos projetos de desenvolvimento da produção, pode acarretar perdas na produção de óleo, diminuindo a rentabilidade destes projetos – adicionalmente, nestes casos, a pressão estática do reservatório pode atingir valores indesejavelmente baixos, podendo acarretar a liberação de gás no meio poroso, com o conseqüente aumento da produção de gás, o que impactaria negativamente o fator de recuperação final do óleo.

Os fatores que afetam a manutenção das cotas de injeção são a eficiência operacional de injeção e a perda de injetividade dos poços. A eficiência operacional é afetada pela eficiência das bombas injetoras, pela troca de filtros e pela manutenção de equipamentos, entre outros fatores. A perda de injetividade pode-se dar em decorrência da geometria dos poços, de fatores de reservatório (razões de mobilidade, compressibilidades) e também por dano à formação, este último relacionado à migração de finos no meio poroso, ao entupimento das gargantas dos poros por partículas sólidas e por precipitação de sais (Rosa et al., 2005). Para controlar a perda de injetividade podem ser adotadas ações preventivas, entre elas, o tratamento para melhoria da qualidade da água de injeção e intervenções periódicas em poços para a remoção de danos à formação.

Com relação às especificações da água injetada, devem ser considerados e controlados os seguintes parâmetros: teor de óleo e graxa (TOG), teor de sólidos em suspensão (TSS), teores de O₂ e CO₂ (controle dos processos de corrosão), teores de ácidos orgânicos (*souring*), teores de sulfatos (prevenção de incrustações) e também a concentração de bactérias. A diversidade dos fenômenos envolvidos e a complexidade de se atender algumas especificações, faz com que não exista uma regra única que se possa usar para a definição dos valores ótimos de TSS e TOG (Furtado, 2007). Para a especificação da qualidade da água de injeção devem ser realizados testes de laboratório, testes diretamente nos reservatórios envolvidos e também simulações numéricas do processo, levando-se em conta, além dos aspectos eminentemente técnicos, o arcabouço legal pertinente.

Com relação à geometria de injeção, encontrada nos poços envolvidos nos projetos já implantados na Formação Açu, destacam-se dois tipos básicos: injeção periférica ou injeção em malhas. Na injeção periférica, os poços injetores de água localizam-se nas partes mais baixas da estrutura, enquanto que, os poços produtores ficam restritos àquelas porções mais centrais e estruturalmente mais elevadas (figura 9). Neste tipo de projeto na Formação Açu, vale à pena destacar três aspectos: os poços injetores estão localizados muito próximos à área de ocorrência do óleo, a água é reinjetada naqueles pequenos intervalos portadores de água que ocorrem associados ao petróleo, conforme apresentado no item 2, e também que esta água injetada migra em direção aos poços produtores de hidrocarbonetos onde, devido à produção, a pressão estática é menor do que aquela encontrada nestes intervalos portadores de água.

Na injeção em malhas, tanto os poços produtores, quanto os injetores, ficam distribuídos uniformemente na área de ocorrência do reservatório produtor, de forma que, a água é injetada diretamente nos reservatórios portadores de óleo (figura 10).

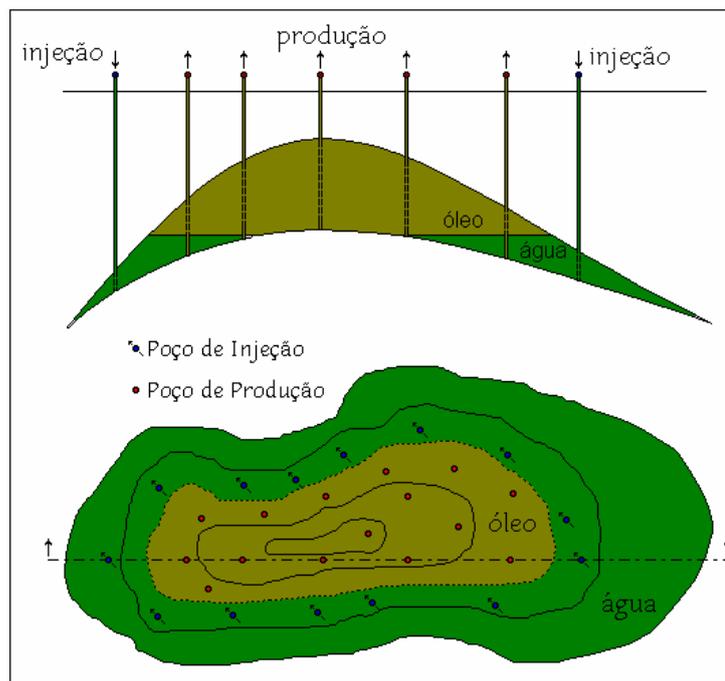


Figura 9. Geometria esquemática de um projeto de injeção periférica de água (Corrêa, 2006).

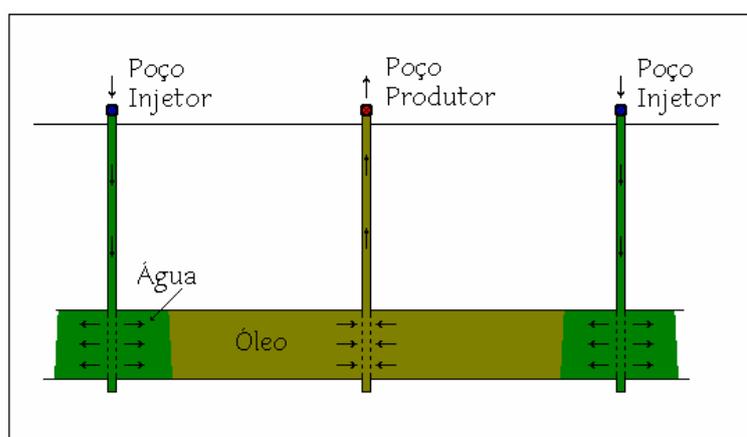


Figura 10. Exemplo de geometria de injeção de água em malhas regulares (Corrêa, 2006).

4 – PERFURAÇÃO DE POÇOS NA FORMAÇÃO AÇU

A perfuração de um poço de petróleo, realizada por uma sonda, consiste basicamente na perfuração de rochas por uma coluna de perfuração contendo uma broca na sua extremidade ao qual são aplicados rotação e peso. Os pedaços da rocha que está sendo perfurada são carreados do interior do poço para a superfície através de um fluido de perfuração também chamado de lama de perfuração. Este fluido de perfuração é injetado para o interior da coluna de perfuração através de bombas, retornando para a superfície, juntamente com os cascalhos, através do espaço anular entre

as paredes do poço e a coluna. Um poço de petróleo é perfurado em fases, sendo que cada fase possui um diâmetro inferior à fase imediatamente anterior a sua perfuração. Ao final da perfuração de cada uma destas fases é descida uma coluna de revestimento que será cimentada junto às paredes do poço, com o objetivo de isolar as rochas perfuradas, impedindo desta maneira que os fluidos contidos no interior da rocha entrem no interior do poço e cheguem à superfície e também que haja desmoronamento das paredes do poço, o que poderia comprometer a segurança e até a perda completa do mesmo.

4.1 - FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos de perfuração possuem as funções de limpar o poço dos cascalhos gerados durante a perfuração e levá-los até a superfície, evitar a entrada de fluidos contidos na rocha no interior do poço através da sua pressão hidrostática e finalmente resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca. Para se conseguir que o fluido atinja estes objetivos é necessário que tenha como principais características ser bombeável, apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão, facilitar a separação dos cascalhos na superfície, facilitar interpretações geológicas das rochas retiradas do poço e não danificar as rochas produtoras.

Quanto ao principal constituinte os fluidos podem ser classificados como à base de água, à base de óleo e à base de ar ou gás. Os fluidos à base de água são mais largamente utilizados que os fluidos à base de óleo devido ao alto custo e alto grau de poluição deste último. Porém existem situações em que os fluidos à base de óleo são mais indicados devido à baixa taxa de corrosão, grau de inibição elevado em relação às rochas, propriedades controláveis em altas temperaturas, grau de lubricidade elevado e grande variação de densidades. Os fluidos à base de ar ou gás são utilizados em situações onde é necessário um fluido de baixa densidade, como em zonas com altas perdas de circulação, com pressões muito baixas ou com grande chance de ocorrência de danos.

Os fluidos de perfuração utilizados na UN-RNCE são sempre à base de água. Para os poços que são perfurados em mais de uma fase são utilizados fluidos convencionais (com bentonita) na primeira fase, tendo como objetivo principal evitar perdas para o calcário (Fm. Jandaíra). A partir da segunda fase (e nos poços perfurados em fase única) são utilizados fluidos à base de água, inibidos com cloreto de sódio e polímeros, com salinidade variando entre 40000 e 45000 ppm NaCl. Esta inibição tem como objetivo diminuir a interação rocha-fluido, aumentando a estabilidade das paredes dos poços e diminuindo o efeito de dano aos reservatórios.

4.2 - FASES DE PERFURAÇÃO / REVESTIMENTOS

Um poço de petróleo é perfurado em fases, cujo número depende das características das zonas a serem perfuradas e da profundidade final do mesmo. Cada fase é concluída com a descida de uma coluna de revestimento e sua cimentação.

O primeiro revestimento descido num poço é chamado de tubo condutor e tem como finalidade sustentar sedimentos superficiais não consolidados. Em seguida é descido o revestimento de superfície que tem como objetivo principal proteger as zonas com água próximas à superfície. Após o revestimento de superfície, são descidos os revestimentos intermediário e de produção, sendo que este último tem como finalidade permitir a produção do poço, suportando sua paredes e possibilitando o isolamento entre os vários intervalos produtores (figura 11).

Em campos de petróleo com longo histórico de produção, onde as formações já são bem conhecidas, como é o caso de alguns campos da UN-RNCE, é possível limitar bastante o número de fases, chegando inclusive a se ter poços perfurados em fase única, onde é descido apenas o revestimento de produção, que na grande maioria das vezes é de 7 polegadas.

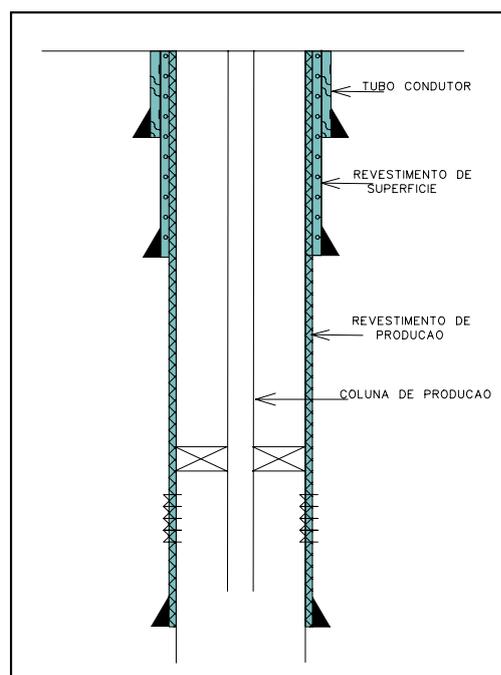


Figura 11. Figura esquemática ilustrativa do revestimento de poços.

4.3 - CIMENTAÇÃO / PERFIS DE CIMENTAÇÃO

Após a descida da coluna de revestimento, em cada fase, é realizada a cimentação desta coluna ao poço, que consiste no preenchimento do espaço anular entre o revestimento e o poço com cimento. O objetivo desta operação é fixar a coluna de revestimento e evitar a migração de fluidos

entre as zonas atravessadas pelo poço, por detrás do revestimento. Existem dois tipos de cimentação realizadas nos poços: a cimentação primária, que é a operação realizada logo após a descida do revestimento e a cimentação secundária que tem como objetivo corrigir, quando necessário, falhas na cimentação primária. Outra operação realizada no poço utilizando cimento é a compressão de cimento ou squeeze, que é realizada com os seguintes objetivos: fechar zonas produtoras para diminuir a produção de fluidos indesejáveis, corrigir cimentação primária e reparar vazamentos no revestimento.

Com o objetivo de verificar a qualidade da cimentação realizada são efetuadas descidas de ferramentas de avaliação de cimentação nos poços, sendo mais utilizados os perfis acústicos (sônicos e ultra-sônicos), que medem a aderência do cimento ao revestimento e do cimento à formação.

Existe na UN-RNCE uma grande preocupação em manter as diversas formações com um perfeito isolamento, através de uma boa cimentação. Para que isto seja alcançado são corridos perfis de cimentação em todos os poços perfurados e após os mesmos serem analisados é decidido se é necessário efetuar uma correção na cimentação primária do poço. Desta forma, garantimos que não haverá contaminação nos reservatórios portadores de água de baixa salinidade.

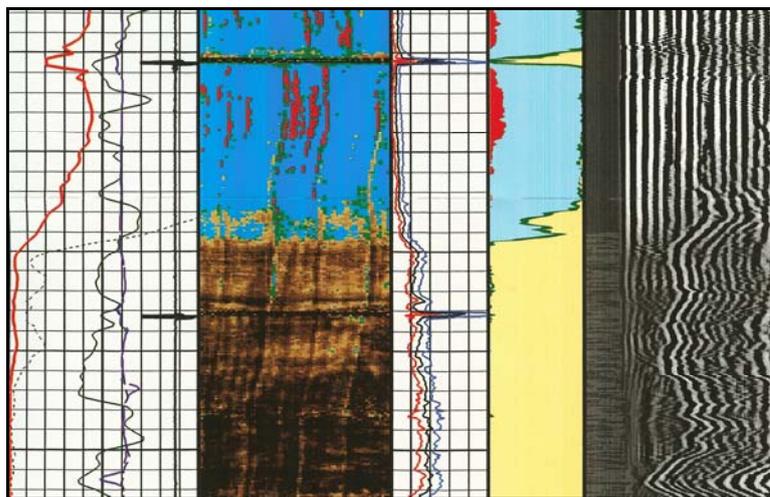


Figura 12. Exemplo de um perfil de avaliação de cimentação

5 – COMPLETAÇÃO DE POÇOS NA FORMAÇÃO AÇU

A completação de um poço consiste em se colocar o mesmo em condições de produção de óleo ou gás ou injeção de fluidos, logo após concluída a sua perfuração.

Quanto ao posicionamento do sistema de cabeça de um poço a completação pode ser classificada como convencional (ou seca), quando se localiza na superfície, ou completação com árvore de natal molhada, quando se localiza no fundo do mar.

Quanto ao número de colunas de produção descida no interior do poço a completção pode ser classificada como simples (apenas uma coluna) ou múltipla (duas ou mais colunas). A completção simples pode drenar apenas uma zona ou várias zonas de maneira seletiva, utilizando dois ou mais *packers* (obturadores mecânicos).

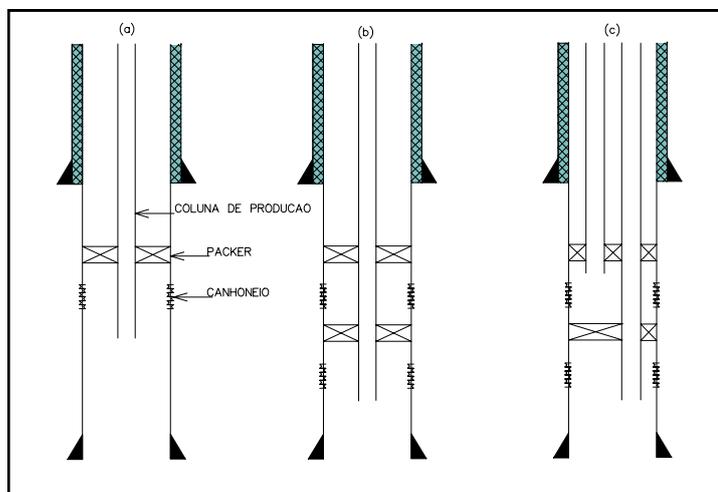


Figura 13. Tipos de Completção: (a) Simples (b) Seletiva (c) Múltipla

5.1 - FASES DA COMPLETAÇÃO

- a) Instalação dos equipamentos de superfície: basicamente estes equipamentos são a cabeça de produção e o BOP (equipamento de segurança).
- b) Condicionamento do revestimento: consiste em descer no poço uma coluna com broca e raspador com o objetivo de efetuar uma limpeza no poço e deixá-lo pronto para receber os equipamentos necessários.
- c) Substituição do fluido do poço por fluido de completção.
- d) Avaliação da qualidade da cimentação primária e, se necessário, efetuar a sua correção.
- e) Canhoneio das zonas de interesse: consiste na perfuração do revestimento, utilizando cargas explosivas, com o objetivo de comunicar o interior do poço com a formação produtora.
- f) Realização de testes de formação (TFR), que tem como objetivo obter dados do reservatório que está sendo testado, e testes de identificação de fluidos (TIF).
- g) Descida da coluna de produção ou injeção.
- h) Colocação do poço em produção: pode ser por surgência, quando o reservatório tem energia suficiente para levar os fluidos até a superfície, ou por equipamentos de elevação artificial.

6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Petrobrás, através de UN-RNCE, atua na Bacia Potiguar há mais de 35 anos e durante este período adquiriu grande experiência no gerenciamento dos reservatórios produtores de petróleo da Formação Açu. As técnicas empregadas no processo de produção estão entre as melhores disponíveis na indústria havendo, por parte do corpo técnico da empresa, uma preocupação sensível em preservar os reservatórios portadores de água de baixa salinidade que ocorrem associados aos hidrocarbonetos. A principal unidade aquífera desta formação, localizada na sua porção basal, não está associada a nenhum reservatório de petróleo conhecido, não sendo afetada pelo processo de produção dos campos de petróleo.

7 – AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobrás pela permissão para publicação deste trabalho. Aos geólogos Maurilo Gonçalves Braga Júnior, Edeweis Rodrigues de Carvalho Júnior e João de Deus Souto Filho, agradecemos as sugestões apresentadas para o desenvolvimento deste trabalho. Ao técnico Pedro Militão Sobrinho pela edição de algumas figuras aqui apresentadas.

8 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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.

CORRÊA, A. C. F. **Injeção de água**. Salvador: PETROBRÁS, 2006. Notas de aula. Apresentação power point, 18 slides.

FURTADO, C. J. A. **Gerenciamento da reinjeção de água produzida**. Rio de Janeiro: PETROBRÁS. CENPES. PDP. TRA, 2007. 71p. Relatório interno (RT 020/2007).

ROSA, A. J. et al. **Manual de injeção de água rev.3**. Rio de Janeiro: PETROBRÁS. CENPES. E&P ENGP, 2005. 94p. Relatório interno.

SOUZA, A. L. S. et al. **Reinjeção de água produzida, perspectivas e desafios**. Rio de Janeiro: PETROBRÁS. CENPES. PDP. TR, 2003. 59p. Relatório interno (RT TR/2003).

THOMAS, J. E. et al. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001. 271p.