

RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA DE PETRÓLEO POR INJEÇÃO DE ÁGUA PRODUZIDA

Autor: Rafaela de Jesus Itaparica
Orientador: Idney Cavalcante da Silva

Centro Universitário Jorge Amado – Unijorge. E-mail: rafaela_itaparica@hotmail.com

Resumo: O petróleo é a fonte de energia mais procurada e desejada em todo o mundo, porém em sua produção e em grande maioria dos poços, boa parte do volume produzido é de água, o que resulta em um grande desafio para as empresas petrolíferas. Assim sendo, o presente estudo teve como meta oferecer uma ótima solução para o destino da água produzida: reinjetar em poços como forma de manter a produtividade em alta e evitar danos ao meio ambiente com o seu descarte. A água produzida é um subproduto altamente degradante e tóxico que possui em sua composição agentes que contribuem para o processo de corrosão e incrustação, como: sais inorgânicos, compostos orgânicos, hidrocarbonetos, sulfatos e demais produtos químicos adicionados durante o processo de produção e injeção de água (biocidas, inibidores de corrosão, inibidores de incrustação, desemulsificante, ...). Deste modo o artigo aponta os parâmetros de qualidade da água produzida exigidos para utilização em reinjeção de poços com a finalidade da recuperação secundária de petróleo. Para pesquisa foram utilizados artigos e trabalhos sobre o tema e questionamentos a profissionais que atuam na área no intuito de mostrar a importância e os avanços conquistados na questão da gestão e injeção da água produzida, como também apresentar dados importantes sobre a eficiência do método. A injeção de água como método de recuperação de petróleo vem sendo muito utilizada em poços por todo o mundo e a sua eficiência em recuperar uma percentagem de óleo no qual fica retido no reservatório é o principal motivo pela sua escolha. Em virtude dos fatos mencionados foi possível concluir que a gestão da água na indústria petrolífera é um setor muito importante e valorizado, pois a injeção da mesma em reservatório garante melhor recuperação do petróleo.

Palavras-chave: água produzida, recuperação secundária, reinjeção, gestão da água.

Introdução

É muito comum durante a produção de petróleo uma certa percentagem de água produzida junto, gerando alguns obstáculos para as empresas produtoras. Em muitos dos casos, a produção dessa água traz alguns benefícios e chega a ser muito lucrativo. Nesses casos, quando um grande volume de água é produzido, pode-se reinjetá-la nos poços para poder restaurar a pressão que ao longo do tempo foi perdida ou pode-se reinjetá-la desde o início da produção do poço a fim de que não se tenha uma despressurização prematura. De acordo com Pessoa (2009) estima-se que a injeção de água aumente a recuperação do óleo da jazida de 15 a 20%, pois além de manter a pressão do poço mais estável a força de injeção de água consegue arrastar parte do óleo que ficaria retido nos poros rochosos.

Assim sendo, este referente artigo procura mostrar como é interessante e rentável a utilização da água produzida, que aparentemente não tem nenhum valor econômico, para alavancar a produção de um poço maduro ou de um poço de baixa pressão. Dessa forma, é de extrema importância avaliar a qualidade e as características da água produzida e do reservatório, para se ter uma noção de quais tratamentos serão necessários antes da sua reinjeção nos reservatórios.

Metodologia

Para o desenvolvimento do artigo foi realizado todo um levantamento de material bibliográfico e análise dos mesmos. Inicialmente foi realizada uma pesquisa bibliográfica, no acervo da Petrobras, Petroreconcavo, internet, e foram encontrados artigos científicos, monografias, dissertações, livros e teses a respeito do tema. Além de levantamento bibliográfico, foi levado em consideração opiniões e atualizações de discussões com profissionais que estão na área de processamento de petróleo e água.

O material escolhido e os dados levantados foram analisados e preparados em uma revisão simplificada da técnica de reinjeção e reaproveitamento da água produzida, levando em conta possíveis tratamentos de condicionamento. No intuito de evidenciar as vantagens do uso do método de recuperação secundária em poços de petróleo, com a reutilização deste subproduto do petróleo, a água produzida.

Resultados e Discussão

Para produção de petróleo é necessário que haja certa pressão nos fluidos que consiga vencer a resistência imposta pelas tortuosidades e estrangulamentos dos canais porosos da rocha (PESSOA, 2009). Portanto quando a pressão não ocorre de forma natural é necessário o emprego de métodos que ajudem na elevação do fluido.

O próprio reservatório já possui uma pressão inicial decorrente dos milhões de anos de fenômenos geológicos que deram origem aos hidrocarbonetos (recuperação primária). Essa pressão primária vai se dissipando ao longo da produção, o gás que antes era misturado no óleo passa a ser produzido, havendo então uma descompressão e aumento da resistência viscosa dos fluídos, chegando a um certo ponto em que a energia resultante já não é o suficiente para uma produção satisfatória. Caso a

jazida ainda contenha um volume considerável de petróleo retido são necessárias e principalmente viáveis algumas técnicas para manutenção da pressão e aumento do fator recuperação para um melhor aproveitamento do poço.

A técnica de injeção de água não só mantém a pressão no reservatório como também aumenta a pressão no interior dos poros e conseqüentemente ajuda no arraste do óleo na rocha, deslocando o petróleo do sentido do poço injetor para o poço produtor. A figura abaixo ilustra o deslocamento do petróleo proporcionado pela água.

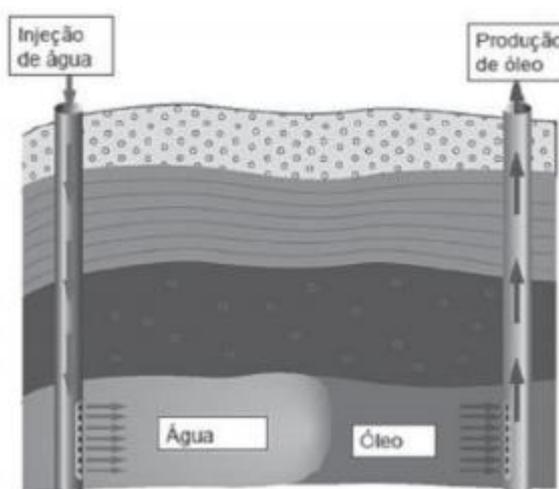


Figura 1. Arraste do óleo pela injeção de água. FONTE: Lima, 2016.

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., 2006). Isso deverá exigir uma elevação da pressão de injeção para que a cota seja atendida. Em alguns casos, poderá haver fraturamento da formação por aumento da pressão de injeção, o que permite obter a cota desejada, ou até mesmo elevá-la (PESSOA, 2009).

Existem equipamentos específicos que atendem à demanda de pressão dos poços para reinjeção da água produzida, e um desses equipamentos é a HPS – Horizontal Pumps System. Trata-se de uma bomba centrífuga, multiestágios, com alta pressão, características de alta vazão e funciona com

um motor elétrico, permitindo a transferência de fluidos, através de tubos de aço, que aumentam a pressão interna dos reservatórios e elevam os hidrocarbonetos à superfície (SILVA FILHO, 2013). A bomba HPS é demonstrada na figura abaixo:



Figura 2. HPS – Horizontal Pumps System. FONTE: Canadian Advanced ESP Inc. (CAESP).

As bombas de injeção são utilizadas para comprimir o fluido a ser injetado, e conseqüentemente, colocar pressão suficiente no sistema para que a injeção no reservatório seja efetivada. A pressão dependerá das características do reservatório e do índice de injetividade do reservatório (SILVA FILHO, 2013).

De acordo com Teixeira (2012), inúmeras estratégias para manutenção de reservatório são utilizadas, porém a injeção de água em poços como método de recuperação é um dos mais comuns na indústria de petróleo, sua grande eficiência é a razão pelo qual é o mais escolhido. Os principais motivos para a ampla utilização deste método de recuperação são: fácil disponibilidade da água, viável economicamente e muito mais em conta que outros métodos, facilidade operacional deste tipo de injeção, altos índices e eficiência em recuperação de óleo e o fato de a operação já ser bastante conhecida contribui na agilidade e manutenção da produção.

De acordo com Valença (2016) um exemplo do resultado da injeção de água pode ser visto no gráfico 1, onde retrata um gráfico das vazões de injeção de água e produção de óleo em função do tempo de produção no Campo de Carmópolis. Nota-se o pico máximo da produção de óleo e um posterior declínio natural da produção. Até 1994, a relação de injeção e produção caminhava em proporção, todavia, à medida que a campo foi amadurecendo, uma quantidade maior de água passou a ser injetada, conseqüentemente, produzida e certa parte do óleo ainda se retém no reservatório, causando um desequilíbrio da produção. A partir dos anos 2000 promoveu-se a otimização dos sistemas de injeção, onde se observa no gráfico a ascensão da linha de produção de óleo. Portanto é possível observar como a injeção de água influencia na curva da produção de óleo.



Gráfico 1. Relação do volume de óleo produzido e a vazão de água injetada em função do tempo. Fonte: ALMEIDA, 2004.

Ainda com relação à alta eficiência deste método de recuperação suplementar, o gráfico 2 ilustra a resposta da produção de óleo, frente à injeção de água, de um determinado reservatório produtor na Formação Açu (Bacia Potiguar) – a curva da produção de óleo é fortemente influenciada pelo volume de água injetado neste reservatório (PREDA, 2008).



Gráfico 2. Histórico de produção de óleo (Q_{om}) e de injeção de água (Q_{win}). Valores em m^3/d . FONTE: Preda, 2008.

Para Thomas (2001) os processos de injeção de água, de uma maneira geral, devem conter os seguintes sistemas: sistema de captação de água, que neste caso podem ser de poços, quando utilizada a injeção de água subterrânea, ou para o caso de se utilizar água de rios ou do mar; conjunto de bombas; sistemas de tratamento da água de injeção e sistemas de injeção de água propriamente dito. Porém, em alguns casos específicos não é necessário a existência de todos esses sistemas (JÚNIOR, 2016).

Segundo Silva (2000) a água destinada à injeção pode ter variada composição. Pode-se utilizar a água do mar, a própria água Produzida com o petróleo ou até mesmo água produzida de poços

exclusivamente perfurados para atender a demanda exigida pelo processo, essa última opção é muito comum em poços onshore. É muito comum em poços offshore, onde muitos dos poços utilizam injeção de água, a reinjeção da água produzida, como também a mistura da água produzida com a água do mar para manutenção dos poços, pois nem sempre a água produzida é o suficiente, e a água do mar por se encontrar em abundância e fácil disposição é muito utilizada. Já em campos onshore é muito comum a injeção de água produzida exclusiva da formação. Importante salientar que a água, antes de ser utilizada ou reutilizada no processo de injeção, deve ser submetida a um tratamento específico, para que possa está adequada ao reservatório e aos fluídos nele existentes.

Furtado (2007) cita que além do teor de sólidos em suspensão (TSS) e do teor de óleo e graxa (TOG) são monitorados outros quesitos para reinjeção da água produzida, dos quais alguns até contribuindo para TSS, como: teores de O₂ e CO₂ (controle dos processos de corrosão e incrustação), teores de ácidos orgânicos (controle do souring e incrustações por carbonato de cálcio), teores de sulfatos (controle de incrustação, corrosão e acidificação do reservatório), a concentração de bactérias (controle da corrosão e incrustação por carbonato de cálcio). As diversidades dos fenômenos envolvidos e as características individuais de cada reservatório fazem com que não exista uma regra única que se possa usar para a definição dos valores ótimos de TSS e TOG.



Figura 3. Corrosão em equipamento. FONTE: Laboratório de Corrosão e Proteção do IPT.



Figura 4. Incrustação em equipamento. FONTE: CENPES/Petrobras.

Para chegar ao ponto em que a água está qualificada para ser injetada no poço é necessário uma série de tratamentos durante sua passagem pela planta de processamento. A planta de processamento primário tem a finalidade de separar o gás, o petróleo, a água e outras impurezas tornando o óleo adequado para ser transferido à refinaria e a água produzida transferida para o seu devido tratamento, a fim de ser

reintegrada ao processo operacional, em condições satisfatórias de ser reinjetada nos poços para extração de petróleo. Portanto ao chegar à superfície a primeira etapa é a separação das correntes de fluidos, que é feita no separador gravitacional. Geralmente, após a água sair bruta dos separadores e tratadores é enviada para um vaso desgaseificador, onde será retirado da água traços de gás ainda presentes.

Após passar pelo separador, a água já separada ainda precisa passar por uma série de tratamentos para se adequar à reinjeção. Na elaboração de um projeto de injeção de água são necessárias informações referentes à caracterização da água bruta, à caracterização da água da formação e à previsão do comportamento do reservatório. Após a definição do projeto, inicia-se a operação da planta de injeção, com o controle de diversos parâmetros previamente definidos durante a fase de projeto (SILVA FILHO, 2013).

Os equipamentos mais utilizados em plantas de tratamento de água produzida para retirada de gás, óleo e sólidos ainda presentes são: hidrociclones e flotadores, para retirar o óleo emulsionado na água; filtros, para retirar partículas sólidas suspensas; Osmose reversa e nanofiltração, para remoção do sulfato, muito utilizado em plataformas offshore que utilizam água do mar, no qual possui altos teores de sulfato.

Além dos tratamentos físicos existem os tratamentos químicos, que também ajudam na qualificação da água, são eles: sequestradores de Oxigênio (remoção do oxigênio dissolvido); biocidas (remoção dos micro-organismos); inibidores de Corrosão e inibidores de Incrustações.

Conclusões

O artigo permitiu compreender a importância da recuperação secundária através da injeção de água produzida como forma de manter a pressão do reservatório estável por mais tempo, garantindo maior produtividade do reservatório. Permitiu observar também exemplos de jazidas que utilizam a pressão gerada pela água e de como essa força influencia na produção do petróleo. Outro problema bastante relevante e abordado no artigo é a qualificação e os tratamentos de purificação mais adotados nos setores de processamento da água, pois como foi abordado no artigo, o tratamento do efluente de injeção é de extrema importância, pois evita a intensificação de diversos problemas como, incrustações, corrosões e souring no reservatório.

Portanto a utilização de padrões de qualidade e o uso

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

www.conepetro.com.br

dos devidos tratamentos são parte do processo como forma de manter o método de recuperação em alto nível.

Referências

- ALMEIDA, A. S., 2004. “Recuperação Secundária em Campos de Produção de Petróleo”. Recursos Energéticos do Brasil: Petróleo, Gás, Urânio e Carvão. Rio de Janeiro, Brasil, 30 de Setembro.
- CANADIAN ADVANCED ESP Inc. (CAESP). Disponível em: < <http://www.cai-esp.com/> >. Acesso em 11 de setembro.
- CENPES/Petrobras. Disponível em: < <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/tecnologia-e-inovacao/> >.
- FURTADO, C. J. A. Gerenciamento da reinjeção de água produzida. Rio de Janeiro: PETROBRÁS. CENPES. PDP. TRA, 2007. 71p. Relatório interno (RT 020/2007).
- JÚNIOR, G. A. G., 2016. Estudo da injeção de água e gás em um reservatório com características do pré-sal brasileiro. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Disponível em: < https://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/21230/1/GilmarAlexandreGuedesJunior_DISSERT.pdf >. Acesso em: 11 de setembro de 2017.
- LABORATÓRIO DE CORROSÃO E PROTEÇÃO DO IPT. Disponível em: < http://www.ipt.br/centros_tecnologicos/CTMM/laboratorios_e_sesoes/23-laboratorio_de_corrosao_e_protecao_lcp.htm >. Acesso em:
- LIMA, A. M., 2016. Métodos de recuperação secundária convencionais. Disponível em: < <https://pt.linkedin.com/pulse/m%C3%A9todos-de-recupera%C3%A7%C3%A3o-secund%C3%A1ria-convencionais-adriano-max-lima> >. Acesso em: 12 de setembro de 2017.
- PREDÁ W. N., 2008. Características gerais dos projetos de injeção de água nos reservatórios produtores de petróleo da formação Açú na Bacia Potiguar. XV Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas, Natal (RN).
- PESSOA, E.K.R., 2009. Água produzida utilizada na reinjeção de poços na recuperação secundária de petróleo-Uma discussão sobre os parâmetros de qualidade após o tratamento. Monografia de Graduação (Engenharia civil). Feira de Santana: UEFS, 2009. Disponível em: < <http://civil.uefs.br/DOCUMENTOS/EDUARDO%20KENNEDY%20RAMOS%20PESSOA.pdf> >. Acesso em: 12 de setembro de 2017.
- ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. 2006. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. 1.ed. Rio de Janeiro, 2006. 832p.
- SILVA, C. R.R. 2000; Água Produzida na Extração de Petróleo. Monografia. Escola politécnica Departamento Hidráulica e Saneamento, UFBA, Salvador/BA. 13 jul. 2000. Disponível em: < http://www.teclim.ufba.br/site/material_online/monografias/mono_remi_r_silva.pdf >. Acesso em 25 de novembro de 2017.
- SILVA FILHO, D. I. 2013; Processo da reinjeção da água produzida na recuperação secundária dos poços de petróleo de Catu/Ba, para reduzir os riscos ambientais. Monografia. Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Medianeira/PR. 2013. Disponível em: < http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/4518/1/MD_GAMUNI_2014_2_32.pdf >. Acesso em 17 de janeiro de 2018.
- TEIXEIRA B., 2012. Recuperação avançada - Tecnologias aumentam produção e vida útil dos campos maduros. Disponível em: < <https://www.petroleoenergia.com.br/recuperacao-avancada-tecnologias-aumentam-producao-e-vida-util-dos-campos-maduros/4/> >. Acesso em: 17 de janeiro de 2018.
- THOMAS, J.E., 2001, Fundamentos de engenharia de petróleo. Ed. Interciência, Rio de Janeiro, 2001.
- VALENÇA C., (2016). Estudo dos métodos de recuperação - campo de Carmópolis. Monografia, curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Tiradentes (UNIT), ARACAJU/SE 2016. Disponível em: < <http://www.ebah.com.br/content/ABAAAhLc4AJ/estudo-dos-metodos-recuperacao-campo-carmopolis-2016> >. Acesso em 22 de janeiro de 2018.