



SIMULAÇÃO DA INJEÇÃO DE ÁGUA NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS

Isabelle Maria Duarte Gonzaga¹; Cliff Iuri de Souza Gonçalves¹; Milson dos Santos
Barbosa¹; Elayne Emilia Santos Souza²

¹ Universidade Tiradentes - belle_duarte@hotmail.com

² Universidade Tiradentes – Coordenação Acadêmica de Engenharia de Petróleo - elayne_emilia@unit.br

RESUMO

No ramo de engenharia de reservatórios, a técnica de simulação computacional de reservatórios tem ganhado espaço no mercado atualmente. Tal técnica, que pode ser considerada extremamente nova se comparada com a própria produção do petróleo e os estudos de reservatórios, vem para aperfeiçoar o processo de produção de petróleo e assim diminuir os gastos na produção do mesmo. Assim, com o correto estudo petrofísico (estudo das rochas), geológico, dos reservatórios e das propriedades dos fluidos, podemos prever o método mais adequado para realizar intervenção nos reservatórios e com isso tentar aumentar a produção de hidrocarbonetos. Uma vez que a indústria do petróleo agrega valores muito altos, a produção crescente de petróleo nos campos de reservatório é a principal finalidade da produção, aumentando assim o lucro da empresa. Existem alguns métodos que influenciam no volume de produção do óleo como a injeção de fluidos. Tal método tem a finalidade de realizar o deslocamento do óleo retido nos poros, e assim diminuir a variação da pressão no interior do reservatório. A ideia central deste trabalho é analisar os ganhos obtidos na vazão de óleo ao se aperfeiçoar a injeção de água à partir desta inovação que é a simulação de reservatórios, além disso, ressaltar a importância desta técnica de otimização através dos gráficos apresentados nos estudos de caso.

Palavras-chave: Simulação, Reservatórios; Injeção; Petróleo

1. INTRODUÇÃO

Desde o início das atividades da indústria de petróleo e gás, a produção de hidrocarbonetos foi fortemente baseada na manutenção de uma determinada quantidade de energia necessária, que ocasionalmente provinha do próprio reservatório ainda antes de ser explorado, sendo assim essa energia denominada como “energia primária” (Thomas, 2001). Essa energia depende de algumas variáveis do reservatório, tais como volume, porosidade, dimensões, permeabilidade, pressão inicial e atual,

temperatura, além de variáveis do próprio fluido, como densidade, viscosidade, teor de impurezas, etc. A produção de hidrocarbonetos utilizando apenas a energia primária do sistema é denominada recuperação primária (Dake, 2001).

À medida que o hidrocarboneto é produzido, ocorre a perda de uma parcela da quantidade de energia primária, devido à decompressão dos fluidos do reservatório, o que afeta diretamente a variação de energia pela própria diminuição da pressão, ocorrendo indiretamente também a variação das



características do fluido, o que pode alterar sua composição, torná-lo mais viscoso, entre outros efeitos. Esses efeitos ocasionam a diminuição da produtividade dos poços, fenômeno este que pode ocasionar a inviabilidade econômica destes (Rosa, 2006).

Os métodos de recuperação convencionais são métodos responsáveis por fornecer energia ao reservatório, de forma que o mesmo seja capaz de produzir em maiores quantidades do que já produzia, aumentando, portanto, o fator de recuperação do reservatório. Entretanto, os métodos de recuperação convencionais podem, também, aumentar a produção através da redução das perdas viscosas no deslocamento do óleo no reservatório. Esta redução resultará em aumentos na produção devido a maior capacidade de deslocamento do óleo (Hoffman, 2012).

A recuperação primária é responsável pela quantidade de óleo retirada do reservatório através da energia “primária” presente no mesmo. A recuperação secundária, por sua vez, é dada pela quantidade de energia que se adiciona ao reservatório de forma a fazer com que este produza em maiores quantidades (Thomas, 2001). A simulação de reservatórios está tendo um rápido crescimento nas últimas décadas. Juntamente com a evolução da capacidade dos computadores, muitos simuladores de reservatórios têm sido desenvolvidos no mercado visando ajudar os pesquisadores a entender os mecanismos envolvidos na produção de petróleo. A aplicação dessas ferramentas é bastante útil para se tentar aumentar a produção de hidrocarbonetos.

A fim de se tornar cada vez mais rentável, a indústria visa aperfeiçoar o processo de extração do petróleo. Métodos de recuperação secundária e terciária são cada vez mais empregados. Esses métodos podem incluir injeção de fluidos como forma de deslocar o óleo retido nos poros, bem como manter o

nível de pressão no interior do reservatório.

O objetivo do estudo é provar em modelagem computacional que a simulação dos efeitos das injeções de água e gás na produção de óleo em reservatórios de três dimensões geram resultados consistentes com aqueles obtidos em condições reais e também observar a influência da injeção de água na produção do reservatório.

2. METODOLOGIA

Neste projeto, foi feito um estudo sobre reservatório não convencional, localizado em Carter County, sudeste de Montana, Estados Unidos. Este reservatório está localizado numa profundidade de 10,000 ft (3,048 m) em relação à bucha *Kelly*, e tem uma elevação de superfície de 4,000 ft (1,220 m) acima do nível do mar. O reservatório tem comprimento (eixo x), largura (eixo y) e altura (eixo z) iguais a 5280 ft (1605 m), 5280 ft (1605 m) e 42 ft (12.77 m), respectivamente

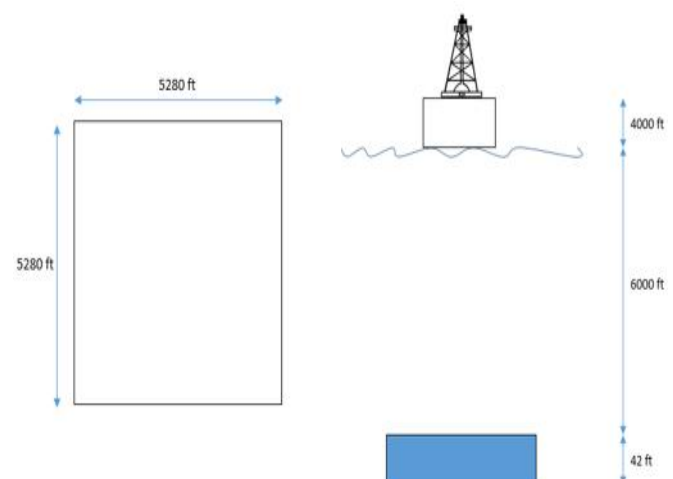


Figura 1 - Dimensões do reservatório.

O sistema foi montado no simulador Petrel (Schlumberger) e as simulações foram realizadas no campus da Montana Tech da Universidade de Montana, Estados Unidos. A abordagem dos dados



é feita de maneira tanto qualitativa quanto quantitativa.

Para considerações desse projeto, foram perfurados inicialmente seis poços horizontais. A profundidade vertical dos poços é de 10,021 ft (3054 m), com um comprimento horizontal de 2500 ft (762 m). Serão considerados quatro casos nessa simulação: Caso 1, 2 e 3.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Caso 1

Neste caso, seis poços foram adicionados no reservatório. Todos os poços são horizontais, três apontando para o norte e três apontando para o sul. Cada poço foi instalado em Janeiro de 2010 e a simulação do caso um ocorreu até o Dezembro de 2014. Os poços foram completados para entrar em produção. Todos os seis poços são produtores nesse caso.

Depois de realizada a construção do reservatório no simulador, incluindo a adição dos blocos, poços e completação com respectivos dados, a saturação do óleo foi o primeiro dado a ser analisado. A saturação na superfície e um corte transversal no eixo j foram feitos para melhor exemplificar os resultados:

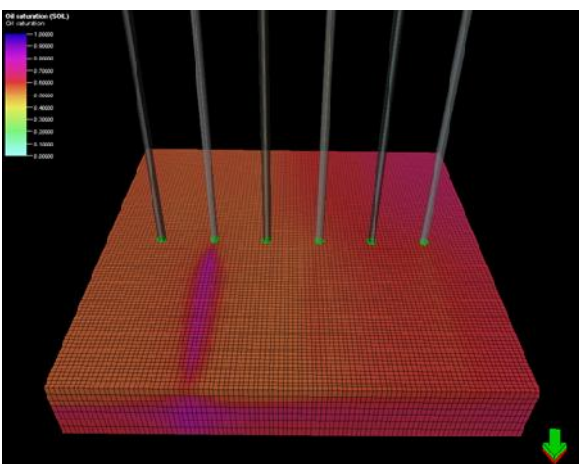


Figura 2 - Mapa geral da Saturação do Caso 1.

O reservatório, que inicialmente era totalmente azul (saturação total), tomou uma coloração avermelhado-roxa. É notório que a saturação de óleo caiu, após a produção. Outro fator determinante para a produção é a pressão do reservatório. Reservatórios que depletam mais rapidamente são os que necessitam de métodos de recuperação secundária ou terciária, para aumentar a produtividade do poço. Para o caso um, a pressão do reservatório caiu drasticamente, mas com um alto valor de óleo residual, como pode ser visto nas figuras abaixo:

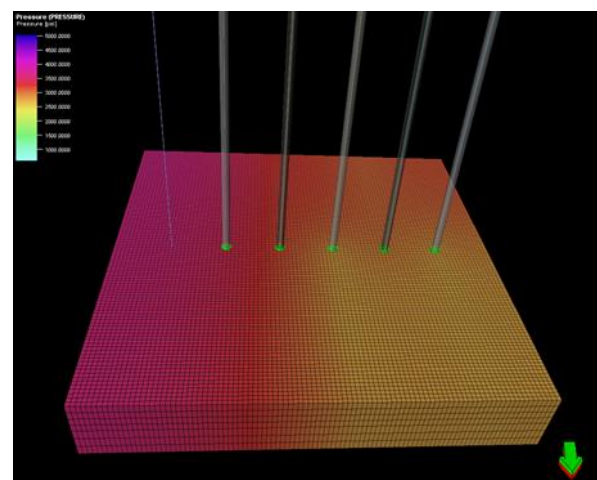


Figura 3 - Pressão inicial do reservatório do Caso 1.

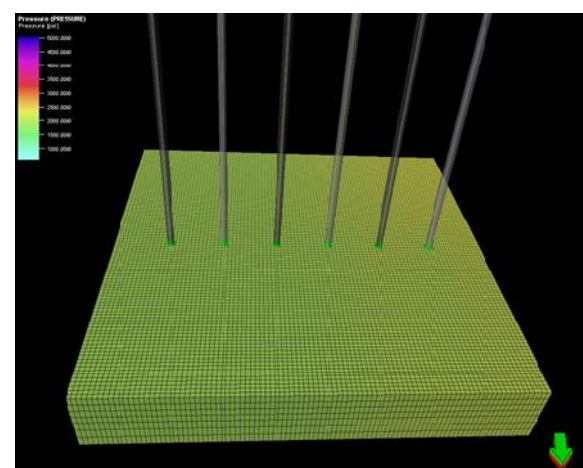


Figura 4 - Pressão final do reservatório do Caso 1.

O reservatório em apenas cinco anos de produção atingiu uma pressão de aproximadamente 2100 psi. Os gráficos 1



e 2 mostram respectivamente, como a pressão e a saturação tanto do óleo como do gás declinam com essa produção:

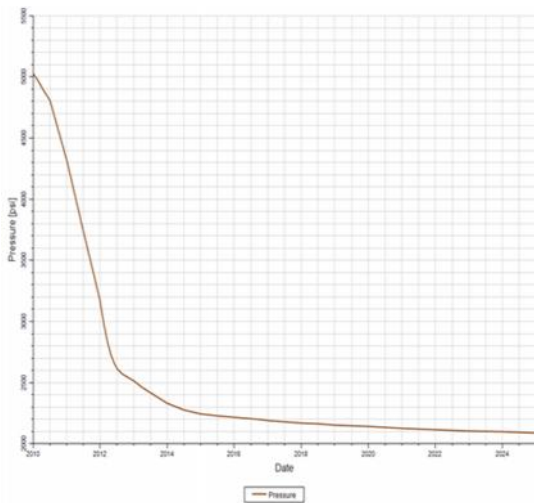


Gráfico 1 - Comportamento da pressão do campo do Caso 1.

barris e 9.9×10^6 para 7.8×10^6 Mscf, respectivamente. O gráfico 3 mostra a produção acumulada do campo:

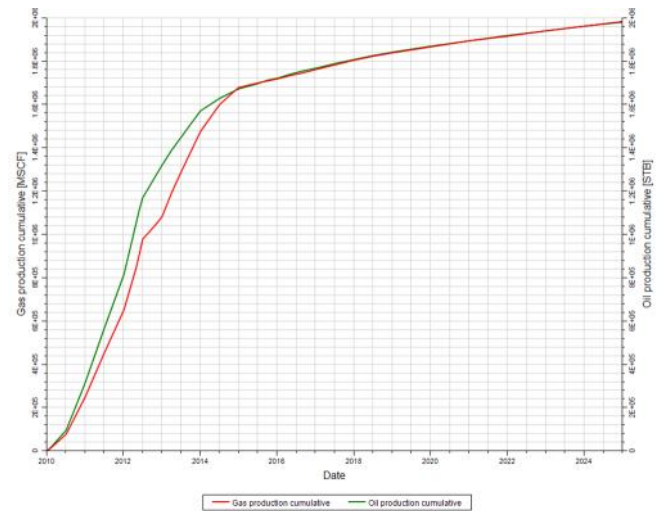


Gráfico 3 - Produção acumulada de gás e óleo do Caso 1.

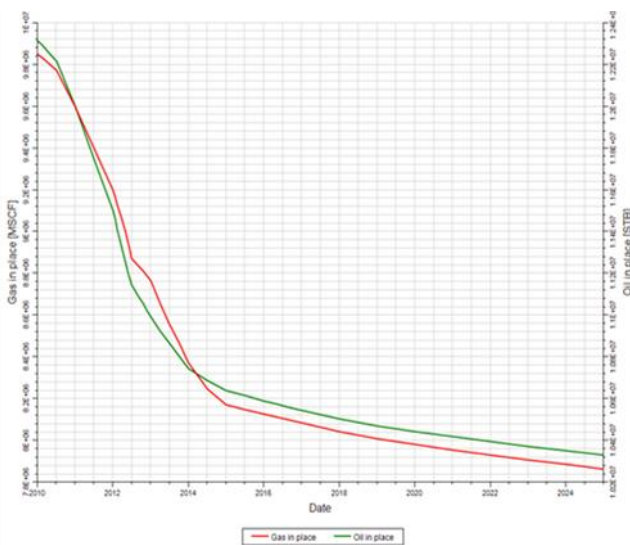


Gráfico 2 - Comportamento da saturação do campo do Caso 1.

Através dos gráficos é possível perceber que o óleo e gás *in place* e a pressão do reservatório possuem um mesmo comportamento no gráfico: eles iniciam com altos valores e decaem com a mesma taxa. A diferença entre os dois gráficos é que a pressão caiu de 5000 psi para 2100 psi, uma queda de pressão rápida para cinco anos de produção. A quantidade de óleo e gás no reservatório, no entanto, caiu de 1.24×10^7 para 1.0×10^7

Através dos gráficos 1, 2 e 3 acima é possível perceber que a produção do campo foi muito pequena, se comparado com o valor total de óleo e gás do reservatório. A produção acumulada de óleo e gás foi de ordem de 2×10^6 barris e 1.9×10^6 Mscf respectivamente. O fator de recuperação foi de 16% para o óleo e de 19% para o gás.

Pelo fato de que esses valores são baixos para os investimentos que são feitos, principalmente na perfuração de poços horizontais, são necessárias medidas que visem melhorar a produção de campo, aumentando o lucro final e o fator de recuperação do mesmo. Sendo assim, os casos dois e três serão comparados com o caso um, para determinar qual deles será a melhor opção para uma otimização do processo.

3.2 Caso 2

Para o segundo caso, seis novos poços são adicionados após dezembro de 2014 no campo. Esses poços são chamados de “gêmeos” ou “espelhos”, já que eles são instalados nas mesmas



coordenadas dos poços anteriores, mas espelhados.

Os novos poços também são produtores. O caso dois tentará aumentar a produção final e o fator de recuperação, operando de maneira mais eficiente. Para efeitos da simulação, o simulador irá utilizar um tempo total de 15 anos (5 anos com os seis poços iniciais e 10 anos com todos os poços operantes). Os resultados da saturação encontram-se representados nas figuras 5 e 6. É possível notar que através da simulação, a saturação não mudou muito. O caso dois, assim como no caso um, o poço dois produz mais do que os outros poços. Isso se dá pelo fato da região em que o poço dois está alocado possuir uma permeabilidade maior que os outros poços (eixo y do reservatório).

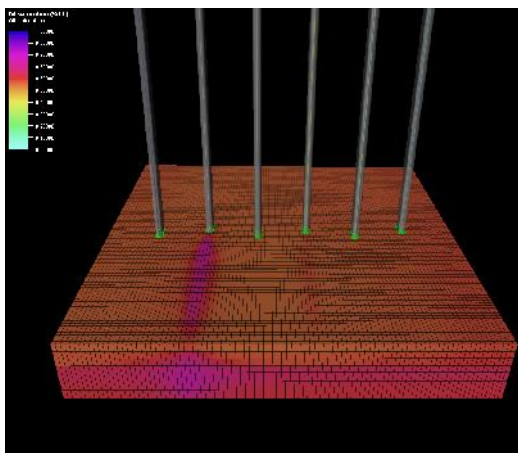


Figura 5 - Saturação de Óleo do Caso 2.

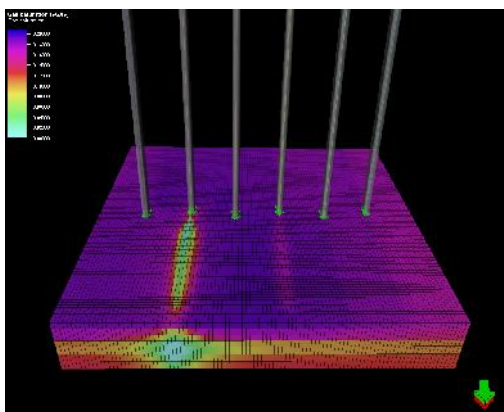


Figura 6 - Saturação de Gás para o Caso 2.

Quanto à pressão do reservatório, o que aconteceu no caso dois foi semelhante ao que aconteceu no caso um: a produção decaiu de maneira rápida. A produção, no entanto, aumentou. Isso se deu pelo fato de que, no mesmo tempo de decaimento de pressão do sistema, havia mais seis poços funcionando, o que fez a produção aumentar. A pressão, todavia não cresceu, já que não existia nenhum método de produção secundária ou terciária para auxiliar nesse aumento de pressão. O gráfico final da pressão para o caso dois segue logo abaixo:

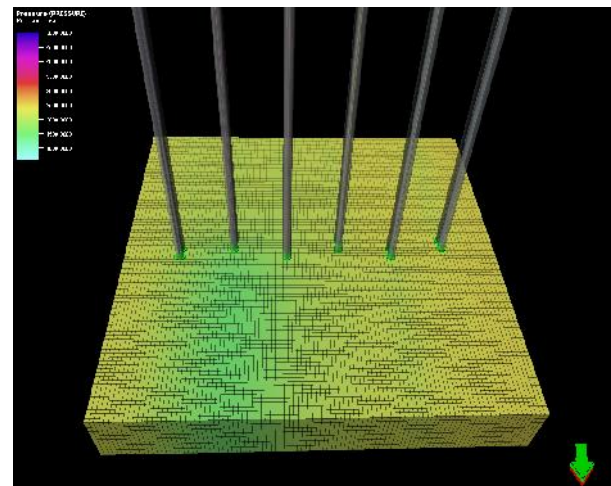


Figura 7- Pressão no final da simulação no caso 2.

Ainda para o caso dois, os gráficos de produção acumulada para o óleo e o gás e a pressão são analisados:

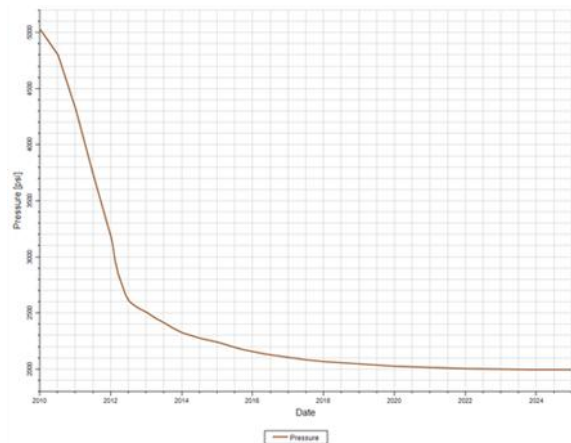


Gráfico 4 - Produção acumulada para o caso 2.

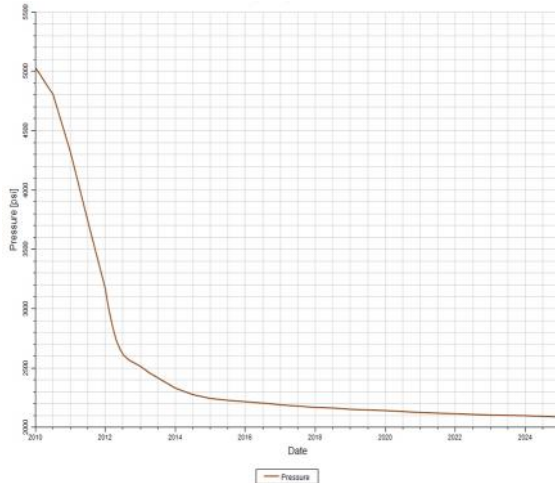


Gráfico 5 - Pressão acumulada para o caso 2.

A pressão para o caso dois caiu mais do que no caso um: 1900 psi. Já que existem mais poços produzindo, é mais provável uma queda maior de pressão em relação ao caso um. A produção, no entanto, cresceu. A produção de gás foi igual a 2.2×10^6 Mscf, enquanto a produção de óleo foi menor que a de gás, igual a 2.1×10^6 barris.

O fator de recuperação consequentemente aumentou para 17.07% na recuperação do óleo e 22.44% para o gás. O crescimento foi, de certa forma, insignificante para os investimentos econômicos feitos para perfurar os 6 novos poços.

Através do gráfico de frequência de produção, é possível notar que antes da produção dos novos poços (2014), a produção de gás é maior do que a de óleo. Após a perfuração, existe uma equivalência em produção

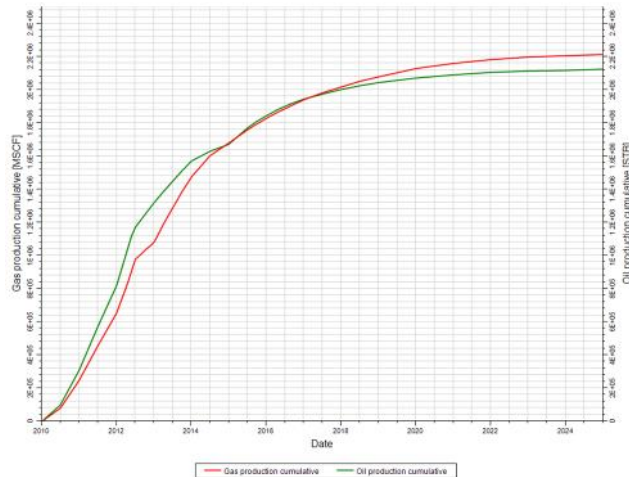


Gráfico 6 - Taxa de Produção do Gás e do Óleo para caso 2.

3.3 Caso 3

Para o caso três, os antigos poços tornaram-se injetores e os novos poços tornaram-se produtores. O caso três retrata da injeção de água. Segundo Hoffman, 2012: “Para reservatórios convencionais, a injeção de água é a principal escolha para recuperação secundária, providenciando suporte na pressão e arrastando o óleo para os poços produtores”.

Após a realização da simulação, os dados a seguir foram coletados e avaliados. Sobre a pressão, diferentemente dos outros dois casos, ela começou a subir após a mudança realizada no campo. A pressão começou a cair como os outros dois casos, mas após 2015, ela continuou a aumentar, resultando em um valor final de 2950 psi. A figura 7 representa a distribuição da pressão no campo, e como ela mudou de acordo com a injeção. Gráfico 7 mostra a



mudança da pressão após o ano de 2015
(ano de início da injeção):

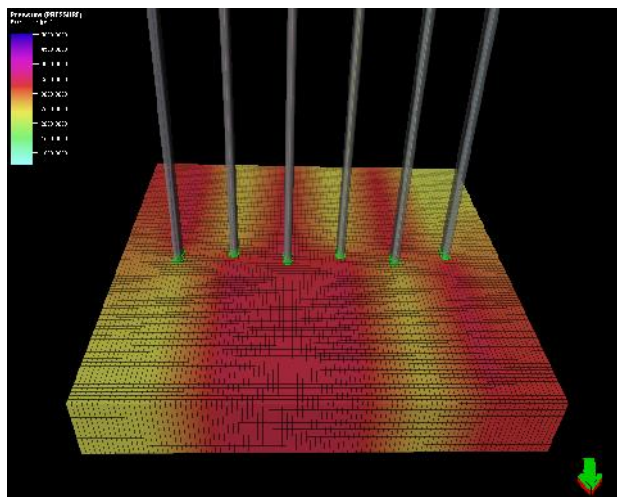


Figura 7-Pressão do campo no caso 3.

Quanto à saturação de água, como era de se esperar, a mesma que antes se mantinha constante, agora passa a aparecer nos gráficos de saturação com um crescimento rápido após 2015. A saturação de água agora passa a se relacionar diretamente com a saturação de óleo e de gás. Já as saturações de óleo e gás diminuíram drasticamente, em relação aos casos um e dois. A produção de óleo para o caso três superou a produção de gás. A saturação do óleo final ficou na ordem de 40-80%, enquanto a saturação do gás entre 0-14%. A produção cumulativa de gás foi na ordem de 4×10^6 MSCF, enquanto a de óleo foi de 5.2×10^6 barris. Isso equivale a um fator de recuperação igual a 40.81% e 42.27% para o gás e o óleo respectivamente.

Um último importante aspecto do caso três que merece atenção é a taxa de produção do óleo e do gás, em relação à taxa de produção da água. É possível perceber que, até o final de 2014, a produção começa a cair de maneira exponencial. Após 2015, a produção de água começa a aumentar (linha azul),

enquanto o volume de injeção de água também aumenta. Pelo fato da injeção de água começar nessa data, a produção de óleo e água tem um pico de produção, volta a cair, depois cresce mais uma vez de maneira gradual e começa a decair, até o ponto em que as linhas de produção de óleo e gás cruzam com a produção de água.

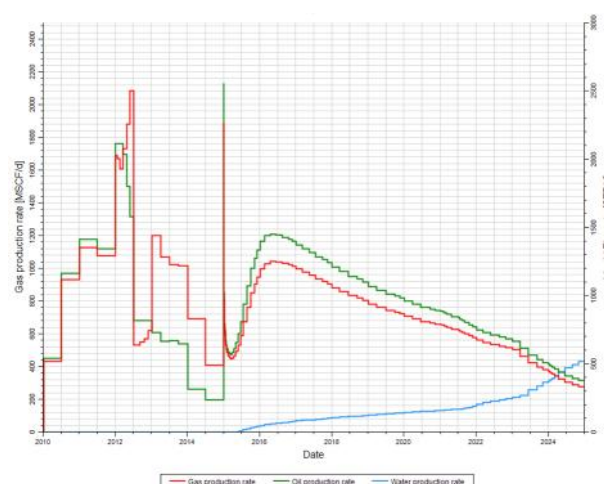


Gráfico 8 - Saturação de óleo e gás no reservatório para o caso 3

4.CONCLUSÕES

O presente trabalho mostrou a aplicação de um *software* de simulação comercial de alta performance para a simulação dos efeitos das injeções de água e gás na produção de óleo em reservatórios em três dimensões. Possibilitando assim previsões futuras para um determinado bloco com um ou mais campos de produção e com um ou mais reservatórios, fato que vem a contribuir de forma qualitativa e quantitativa no aumento de produção de óleo para indústria, que por décadas levou vários poços ao abandono quando a produção de água atinge valores insustentáveis economicamente.

Sendo assim, este trabalho apresenta o que se pretende implantar



para o futuro de uma forma comercial quanto ao custo da utilização de *softwares* de simulação. Os casos aqui simulados são coerentes com as equações, gráficos e a fundamentação teórica aqui apresentada e chegamos a conclusão que para o caso estudado a injeção de ar é um método bastante eficiente.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DAKE, L. P. **Fundamentals of reservoir engineering**. Amsterdam: Elsevier,2001.

HOFFMAN, Todd B. “**Comparison of Various Gases for Enhanced Recovery from Shale Oil Reservoirs**”. SPE 154329 presented at the Eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 14-18 April 2012.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência. Petrobras, 2006.

THOMAS, José Eduardo. (org). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência, Petrobras,2001.