



SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DOS EFEITOS DA INJEÇÃO DE GÁS EM RESERVATÓRIOS 3D

Cliff Iuri de Souza Gonçalves¹; Isabelle Maria Duarte Gonzaga¹; André Felipe Teixeira
Ornellas Santos¹; Elayne Emília Santos Souza².

¹ Universidade Tiradentes, Práticas de Extensão de Engenharia de Petróleo – cliff_iuri@hotmail.com

² Universidade Tiradentes, Coordenação Acadêmica de Engenharia de Petróleo –
elayne_emilia@hotmail.com

RESUMO

Na área 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. Nesse trabalho, foram realizadas algumas simulações utilizando o Petrel a fim de constatar qual seria a melhor técnica de produção para regiões de baixa permeabilidade e porosidade. Os resultados mostraram que a injeção de gás se mostrou mais eficaz do que a inserção de novos poços no campo. A ideia central deste trabalho é analisar os ganhos obtidos na vazão de óleo ao se aperfeiçoar a injeção de gás a partir desta inovação que é a simulação de reservatórios.

Palavras-chave: Injeção de Gás, Reservatórios, Simulação Computacional.

1. INTRODUÇÃO

A American Society Technical Materials (ASTM), 2011, define o petróleo como "Uma mistura de ocorrência natural, consistindo predominantemente de hidrocarbonetos e derivados orgânicos sulfurados, nitrogenados e/ou oxigenados, a qual é ou pode ser removida da terra no estado líquido". O petróleo, de fato, é uma matéria-prima extremamente rica e diversificada. Basicamente compreende uma mistura de hidrocarbonetos, cujo estado físico varia conforme o tamanho das moléculas (NASCIMENTO e MORO, 2011).

O conhecimento das propriedades básicas da rocha e dos fluidos contidos nela é de suma importância, já que elas vão determinar as quantidades dos fluidos existentes do meio poroso, a sua distribuição, a capacidade desses fluidos se movimentarem e escoarem. Devido a

isto a quantidade total de fluido que pode ser extraída do reservatório vai depender destas propriedades (DAKE, 2001). As principais estão nomeadas a seguir:

- Compressibilidade
- Porosidade
- Saturação
- Permeabilidade Absoluta
- Permeabilidade Efetiva
- Permeabilidade Relativa
- Molhabilidade
- σ API
- Viscosidade
- Mobilidade

Os reservatórios podem ser classificados de diversas maneiras, a depender das características que seguem (AHMED, 2010):

- Pressão e temperatura iniciais do reservatório;



- Pressão e temperatura da superfície de produção e,

- Composição das misturas de hidrocarbonetos contidos no reservatório.

Da quantidade de petróleo existente nos reservatórios apenas uma pequena fração consegue, na prática, ser removida, o que faz com que a maior parte do óleo permaneça no interior do reservatório. Uma conjugação de fatores pode explicar esta ocorrência, como características da rocha reservatório e do petróleo, mecanismos de produção prevalentes, arcabouço estrutural e eficiência dos métodos de recuperação empregados (BOTELHO, 2004).

Nos métodos convencionais de recuperação, a produção de fluidos do reservatório é mantida por meio de injeção para dentro do poço de água, hidrocarbonetos ou gás para sustentar uma pressão dentro do reservatório que permitia o deslocamento dos fluidos para os poços produtores e possam ser produzidos. Os fatores de recuperação podem estar entre 20-30% (SIMON, 1981)

Para injeção em reservatórios comumente utilizam-se dois tipos de fluido água, ou gás natural. A água pode ter vários tipos de origens como água subterrânea coletada por poços apenas para este fim, água de superfície, coletada em lagos ou rios, água produzida do próprio reservatório, ou ainda água do mar. A água antes de ser injetada deve ser passada por um tratamento para se adequar ao processo de injeção. (SILVA, 2012)

Nos projetos de injeção de gás natural, o gás injetado pode ser o mesmo gás oriundo da produção ou ainda aquele gás que já passou pelo processamento. O gás é injetado no reservatório com a utilização de compressores que fornecem as pressões e as vazões de acordo com cada necessidade. O papel do gás é de um simples agente mecânico de deslocamento. As instalações para uma injeção de gás se diferenciam basicamente de outros sistemas de

produção pela presença de compressores e poços para injeção de gás. (THOMAS, 2001)

Durante algumas décadas passadas, numerosos avanços tecnológicos na indústria petrolífera têm aumentado a taxa de sucesso em encontrar reservas, o que fez possível desenvolvê-las e melhorar a recuperação de fontes existentes. Em adicional, avanços na capacidade computacional tem permitido geólogos e engenheiros a modelar os reservatórios com maior precisão. Em ordem de atender a crescente demanda global de produção de hidrocarboneto, alto investimento de capital e contínuo avanço tecnológico são requeridos (BRANETS, 2008).

Segundo Hagedorn, 2006, “Em ambientes severos, como águas profundas ou no ártico, custos de desenvolvimento são extremamente altos – o custo de um poço pode chegar a dez milhões de dólares. Por causa disso, grandes investimentos em tomada de decisão são frequentemente feitos, baseados nas informações disponíveis de antigos poços e dados sísmicos (sensoriamento remoto da informação). A caracterização de reservatórios é focada em técnicas para integrar todos os dados disponíveis e interpretações geológicas para promover a mais correta descrição da sub-superfície, como uma entrada de dado para a simulação dos reservatórios”.



2. METODOLOGIA

Neste projeto, foi feito um estudo sobre um reservatório novo não convencional, localizado em Carter County, sudeste de Montana, Estados Unidos. Esta reserva está localizada numa profundidade de 10000 ft (3048 m) em relação a Kelly Bushing, e tem uma elevação de superfície de 4000 ft (1220 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. Para o modelo do grid (blocos), foram utilizados 100 blocos no eixo x, 100 blocos no eixo y e 7 blocos no eixo z. Cada bloco possui o mesmo valor de comprimento nas suas respectivas direções.

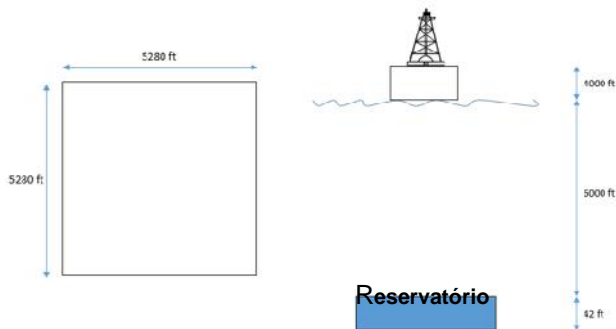


Figura 1: Esquema Geral do Sistema

A porosidade e a permeabilidade são constantes em cada camada, mas elas variam entre cada camada. A compressibilidade da rocha é igual a 3.256×10^{-05} . Para a função PVT da água, a pressão de referência é igual a 3256 psi. O fator volume de formação da água é 1.015 rb/stb, a compressibilidade da água é $0.000003 \text{ psi}^{-1}$ e a viscosidade da água é 1 cp. A densidade do óleo é 42 lb/ft³, a densidade da água é 65.48 lb/ft³ e a densidade do gás é 0.059 lb/ft³. As propriedades dos fluidos como saturação da água, gás e óleo, propriedades de pressão, volume e temperatura, viscosidade, fator volume de formação, petrofísicas, dentre outros, são mostradas nas tabelas e gráficos abaixo:

Tabela 1: Porosidade e Permeabilidade

Linha	Porosidade	Permeabilidade Horizontal	Permeabilidade Vertical
1	0.12	1.1	0.10
2	0.15	3.3	0.17
3	0.13	4.0	0.27
4	0.17	9.3	0.70
5	0.11	2.7	0.13
6	0.08	0.75	0.02

Tabela 2: Saturação da Água

Sw	Krw	Pc
0.25	0	0
0.3	0	0
0.4	9.75E-04	0
0.5	0.01561	0
0.6	0.07901	0
0.7	0.24972	0
0.75	0.4	0

Tabela 3: Saturação do Gás

Sg	Krg	Pc
0	0	0
0.05	0	0
0.1	6.86E-04	0
0.2	0.01852	0
0.3	0.08573	0
0.4	0.23525	0
0.5	0.5	0

Tabela 4: Saturação do Óleo

So	Krow	krog
0.25	0	0
0.3	0.0011	0
0.4	0.02963	0
0.5	0.13717	0
0.6	0.37641	0.0064
0.7	0.8	0.0512
0.75	1	1

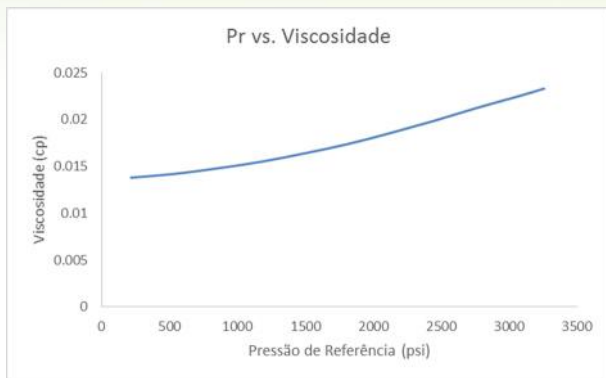


Figura 2: Propriedades PV do gás seco (nenhum óleo vaporizado)

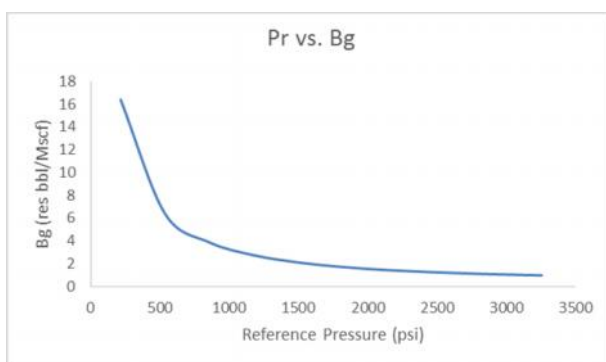


Figura 3: Propriedades PV do gás seco (nenhum óleo vaporizado)

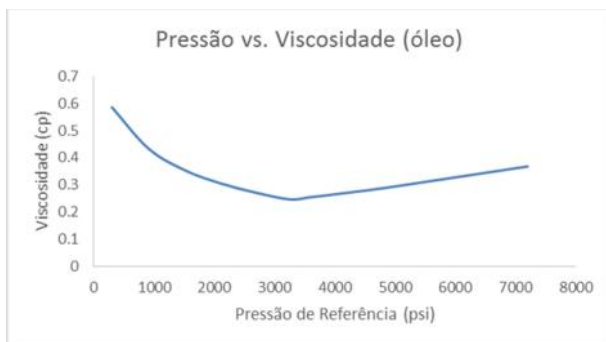


Figura 4: Propriedades PV do óleo

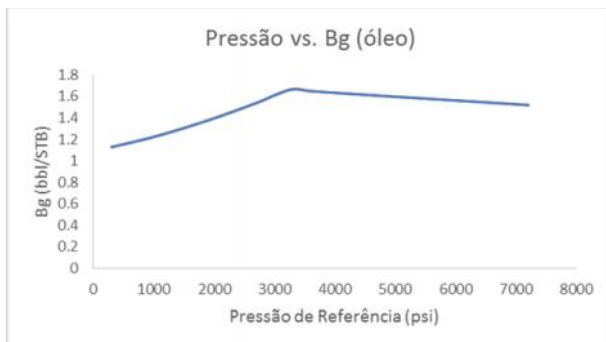


Figura 5: Propriedades PV do óleo

Para considerações desse projeto, foram perfurados inicialmente seis poços horizontais. A profundidade dos poços é de 10,021 ft (3054 m), com um comprimento horizontal de 2500 ft (762 m). Serão considerados dois casos nessa simulação. Para o caso inicial (Caso 1), os seis poços são dispostos de acordo com a figura 6.

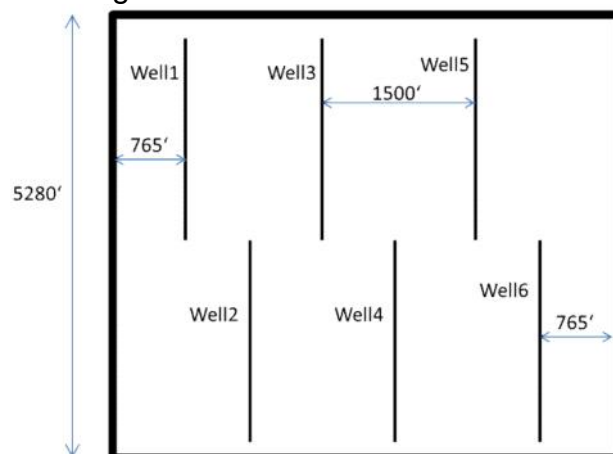


Figura 6: Esquema de Poços (Caso 1)

O início de cada poço encontra-se no meio do reservatório. Cada poço se torna ativo em datas diferentes: primeiro de Janeiro, 2010 (Poço 1), primeiro de Julho, 2010 (Poço 2), primeiro de Janeiro, 2011 (Poço 3), primeiro de Julho, 2011 (Poço 4), primeiro de Janeiro, 2012 (Poço 5), e primeiro de Julho, 2012 (Poço 6). As taxas de fluxo para cada poço encontram-se na tabela 5. No caso 1, a simulação ocorre até a data de dezembro de 2015, a contar da data de instalação das bombas.

Tabela 5: Taxa de fluxo dos poços (em bbl/dia)

Poço	01/10	07/10	01/11	07/11	01/12	07/12	01/13	07/13	01/14	07/14
1	545	498	390	308	121	99	56	55	42	21
2	0	668	300	124	40	4	35	87	5	12
3	0	0	725	665	589	120	90	85	12	30
4	0	0	0	252	385	235	123	102	50	59
5	0	0	0	0	984	242	287	202	130	90
6	0	0	0	0	0	123	152	166	82	30



Para o caso 2, a figura 7 representa a disposição dos poços no reservatório. No novo caso, são perfurados seis novos poços, todos a partir de Janeiro de 2015. No caso dois, os antigos poços agora são injetores, só que nesse caso de gás, a uma pressão de fundo de poço de 3500 psi. Os novos poços nesse momento se tornam produtores. A simulação é feita utilizando o simulador *Petrel* da empresa Schlumberger.

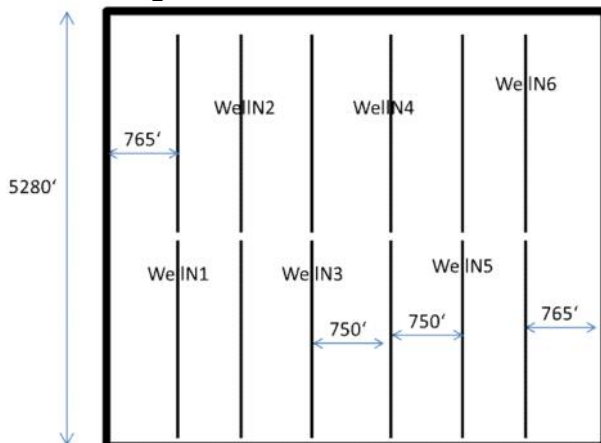


Figura 7: Esquema de Poços (Caso 2)

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. Caso 1

Para o caso 1, 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 que pudessem entrar em produção. Todos os seis poços são produtores nesse caso.

Depois de realizada a construção do *deck*, incluindo a adição dos *grid blocks*, 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:

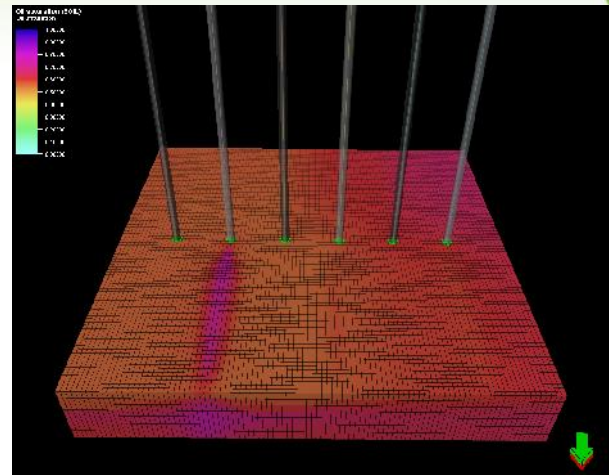


Figura 8: Esquema de Poços (Caso 1)

O reservatório, que inicialmente era totalmente azul (saturação total), tomou uma coloração roxa-avermelhada. É notório que a saturação de óleo caiu, uma vez que a produção foi realizada. Através da figura 8 é mais fácil de entender a localização dos poços e perceber que a saturação muda drasticamente entre o meio do reservatório e o final do mesmo, já que a produção é feita nas bordas do reservatório, uma vez que os poços são horizontais.

Outro fator determinante para a produção é a pressão do reservatório. Reservatório que depleta mais rapidamente é o que necessita de métodos de recuperação secundária ou terciária, para estimular os poços. Para o caso um, a pressão do reservatório caiu drasticamente, mas com um alto valor de óleo e gás residual, como pode ser visto nas figuras 9 e 10 abaixo. O reservatório em apenas cinco anos de produção atingiu uma pressão de aproximadamente 2100 psi. Pode-se perceber, portanto, como a pressão e a saturação tanto do óleo como do gás declinam com essa produção:

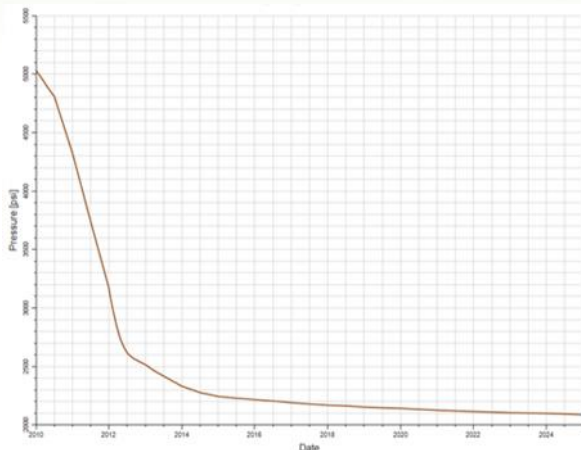


Figura 9: Comportamento de Pressão do Reservatório

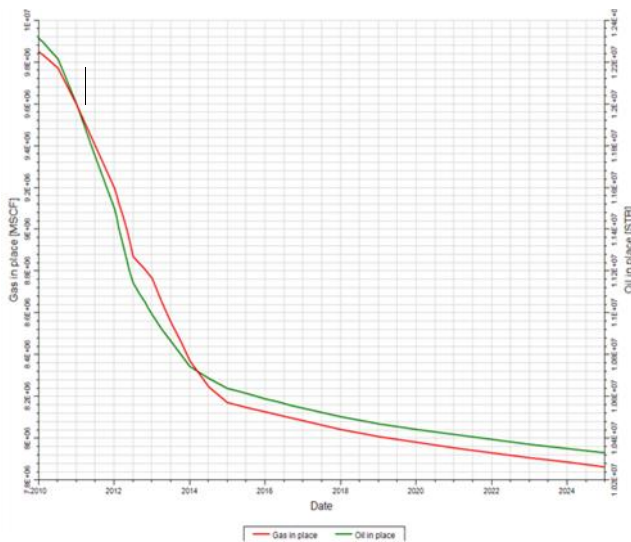


Figura 10: Valores in place do reservatório

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, um decréscimo rápido 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 barris e 9.9×10^6 para 7.8×10^6 Mscf, respectivamente. A produção acumulada é uma ferramenta adicional para a conclusão do caso 1:

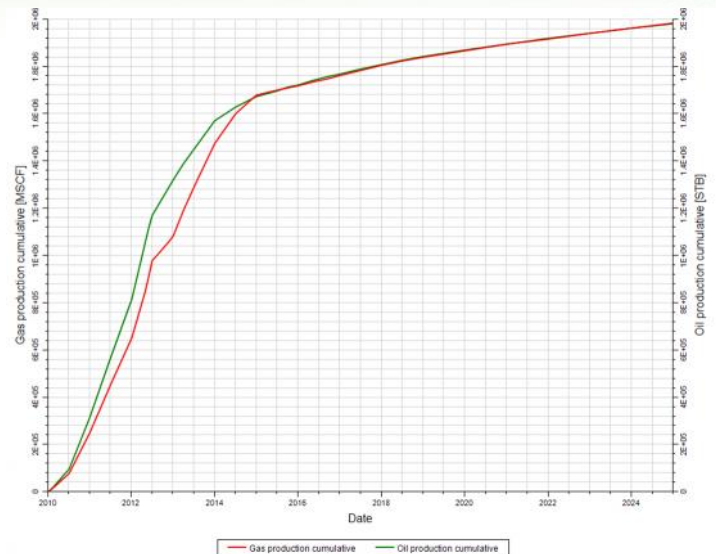


Figura 11: Produção acumulada do reservatório

Através dos três gráficos acima é possível perceber que a produção do campo foi muito pequena, se comparado com o valor total de óleo e gás que o reservatório possui. A produção cumulativa 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, o caso dois será utilizado para determinar se a injeção de gás será a melhor opção para uma otimização do processo.

3.2. Caso 2

Para o segundo caso, os poços que eram produtores até dezembro de 2014 tornaram-se injetores de gás natural e os novos poços passaram a ser produtores. Nesse caso, a injeção de gás será estudada, uma vez que ela é um método



de recuperação secundária para poços com baixa produção. (ROSA, 2006).

No caso desse reservatório, o primeiro aspecto avaliado é a pressão. A pressão para injeção de gás resultou na maior pressão final do sistema. Esse resultado era esperado, uma vez que os gases possuem uma maior entropia, aumentando a pressão do sistema. As figuras 12 e 13 exemplificam melhor a situação. A pressão final do sistema para o caso quatro foi igual a 3090 psi.

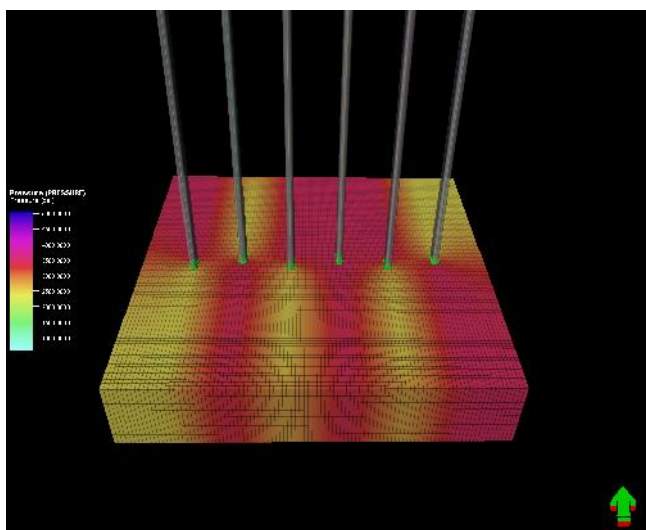


Figura 12: Pressão do Campo para o Caso 2

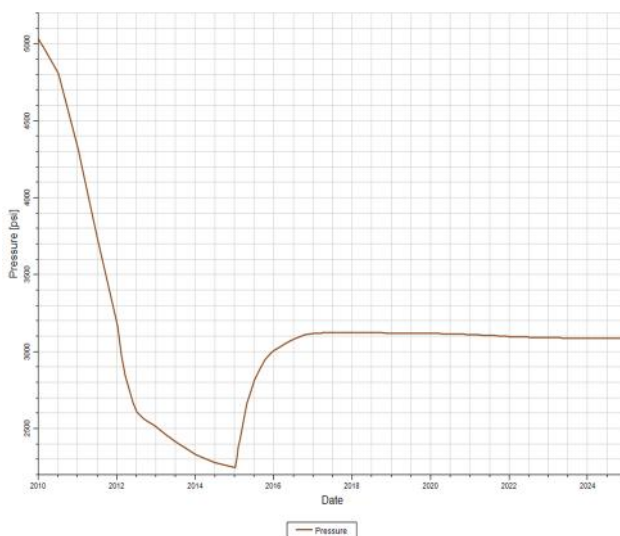


Figura 13: Gráfico de Pressão do Caso 2

A injeção de gás tem sido bem sucedida em reservatórios convencionais. Atualmente nos Estados Unidos, tem produzido cerca de 300,000 barris por dia através de projetos de injeção de gás (KOOTTUNGAL, 2010). Devido a sua injeção ser mais favorável, a injeção de gás tem se tornado um forte candidato para melhorar a recuperação de reservatórios não convencionais de xisto. Injeção de gás também tende a trabalhar melhor para maiores pressões (reservatórios mais profundos) e reservatórios com maior grau API (TABER, et al., 1997).

Em relação à saturação do gás e do óleo para o caso quatro, ela não seguiu o mesmo padrão que a injeção de água obteve. Enquanto a saturação de gás e óleo no caso três mudou com o mesmo formato da injeção de água, aqui a saturação mudou de forma mais espalhada pelo reservatório. Pelo fato do gás ter as suas moléculas mais agitadas, não há certo controle de onde o mesmo pode ir, sendo mais fácil de obter uma maior dispersão da injeção. Figura 14 ilustra de maneira melhor o que foi dito anteriormente:

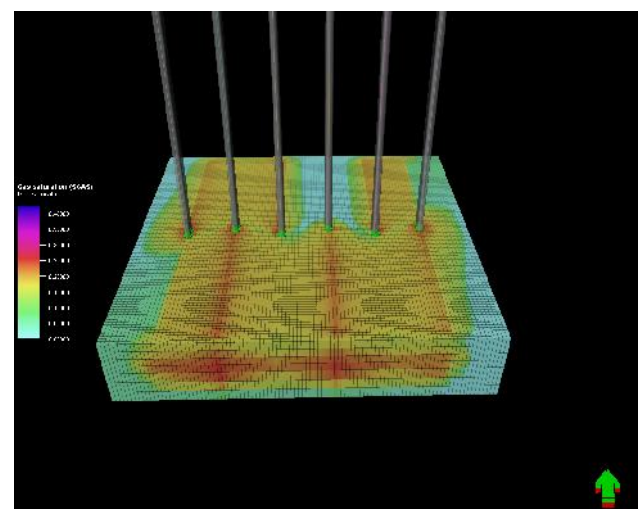


Figura 14: Saturação do Campo após produção



Para a produção de óleo e gás, os valores foram melhores do que o caso um. O fator de recuperação do óleo para o caso dois foi igual a 30.08% e para o gás 17.39%. Esses valores foram calculados utilizando os gráficos de óleo e gás *in place* (figura 15) e a produção cumulativa do campo (figura 16).

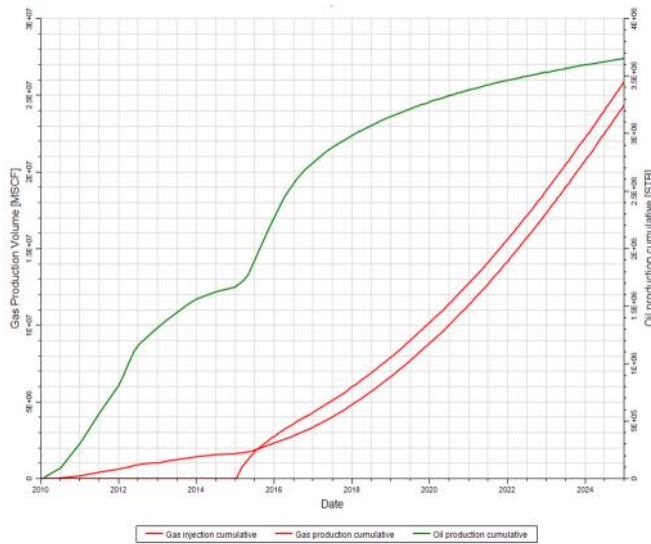


Figura 15: Óleo e gás *in place*

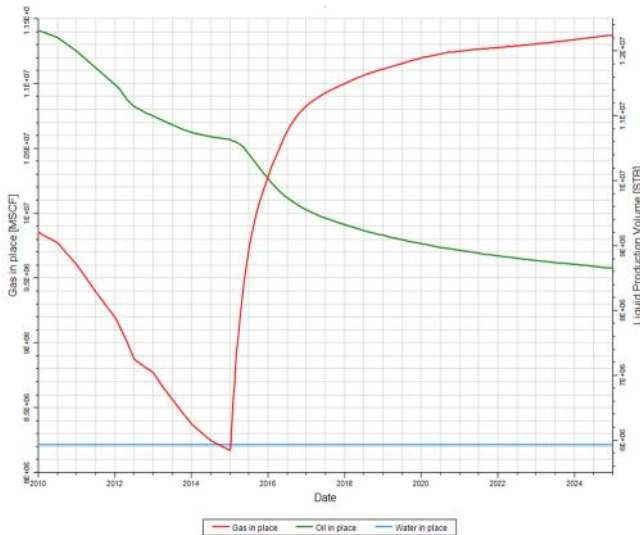


Figura 16: Produção Cumulativa do Campo

A taxa de produção foi influenciada pelo início da injeção de gás no reservatório através dos novos poços. Depois de 2012, a pressão começa a cair no sistema. Como a ideia desse caso é testar um dos métodos secundários de recuperação de óleo e gás, a injeção de

gás faz-se necessária. A partir de 2015, a produção de óleo e gás tem um pico de produção, voltando a decair durante os 10 anos seguintes, mas de forma mais sutil do que o período de 2012-2015. A produção de gás começa a crescer, mas isso se dá pelo fato de que o gás que foi injetado está sendo “produzido” novamente. A figura 17 abaixo possui os dados acima citados:

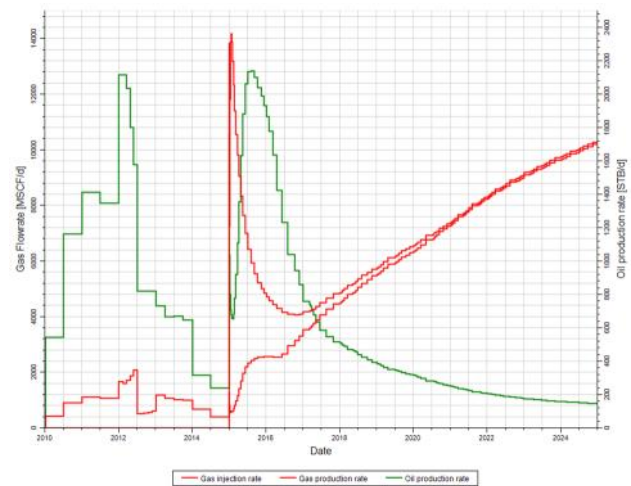


Figura 17: Taxa de Produção do óleo e gás do campo

4. CONCLUSÕES

O ramo de engenharia de reservatórios de petróleo envolve uma quantidade gigantesca de incertezas em seu desenvolvimento. A partir dessas incertezas, relativas às características intrínsecas do reservatório como pressão, saturação, porosidade, permeabilidade, entre outras, a indústria de petróleo procurou desenvolver métodos que tornassem a análise dos reservatórios de petróleo um pouco mais previsível e fácil de ser estudada. Surgiram com isso, os simuladores de reservatório, cujo objetivo principal neste trabalho foi simular e prever os diversos alguns cenários possíveis para a obtenção do melhor resultado para investimentos em injeção de gás.

As técnicas de injeção de gás para incremento da recuperação de óleo se



mostraram válidas quando feita de maneira correta para que a simulação otimize o máximo de volume recuperado com o menor valor gasto. A opção pela escolha do caso 2 como o melhor método a ser aplicado para o reservatório em questão, é que o mesmo demonstrou-se mais produtivo após o ano de 2015 em que a produção cai e depois volta a crescer gradualmente e da melhor forma possível entre todos os gráficos aqui apresentados.

A injeção de gás mostrou-se mais propensa a melhorar o processo. Estudos tem revelado que a injeção de gás tem uma taxa de recuperação muito boa, principalmente nos casos onde a permeabilidade é ultra baixa. Ela tem se mostrado mais propicia a melhorar o processo, já que o espaço de poro é minúsculo e a água não consegue escoar pelo mesmo. Uma sugestão futura para esse trabalho seria a simulação do mesmo sistema com a substituição da injeção de gás pela injeção de água, para comparar a produção final.

5. AGRADECIMENTOS

Agradecemos em especial a Universidade Tiradentes e a Universidade de Montana Tech, Montana, EUA, onde os experimentos foram realizados, em especial ao Dr. Todd Hoffman.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, Tarek. **Reservoir Engineering Handbook**. Fourth Edition. Elsevier Inc, 2010.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM) **Annual Book of ASTM Standards**: section 05-Petroleum products, lubricants, and fossil fuels. Pennsylvania: ASTM, 2011.

BOTELHO, Kilça Tanaka. **Influência da viscosidade no contato água-óleo na recuperação de reservatórios**. 2004. 49f. Monografia (Graduação em

Engenharia Química), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

BRANETS, Larisa V. et al., **Challenges and Technologies in Reservoir Modeling**. Exxon Mobil, Houston, Texas, USA.

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

HAGEDORN, Karen D. **Use of Modeling in Petroleum Reservoir Development and Production Enhancement**. Exxon Mobil.

KOOTTUNGAL, L., Worldwide **EOR Survey**, Oil and Gas Journal, Vol. 108, No 14, pp. 41-55. 2010. EOR/Heavy Oil Survey.

NASCIMENTO, Claudio Augusto Oller; MORO, Lincoln Fernando Lautenschlager. **“Petróleo: energia do presente, matéria-prima do futuro?”** Revista USP, N° 89, São Paulo, 2011.

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

SILVA, A., Protázio, J. M.B., & Remacre, A. Z., **Análise Wavelet aplicada na mudança de escala em perfis geofísicos do campo de Namorado**. In: Revista Brasileira de Geociências, Volume 33, 2003.

SIMON, R e Graue, D. J. **Generalized correlations for predicting solubility swelling and viscosity behaviour of co2 crude oil system**. Journal of petroleum technology, 1981.

TABER, J.J., MARTIN, F.D., SERIGHT, R.S., **Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects**. SPE Reservoir Engineering Journal,



Vol.12, No 3, pp. 189-198, 1997. EOR
Screening Criteria Revisited.

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

UREN, Lester C., **The Gas Factor as a
Measure of Oil-production Efficiency**.
University of California. SPE-927146-G.
Volume II. 1927.

7. APÊNDICE

Sw - Saturação de Água (%)

Sg - Saturação de Gás (%)

So - Saturação de Óleo (%)

Krw – Perm. Relativa da Água (*Darcy*)

Krg - Permeabilidade Rel. do Gás (*Darcy*)

Krow – Perm. Relativa do Óleo em
relação à água (*Darcy*)

Krog – Perm. Relativa do Óleo em relação
ao gás (*Darcy*)

Pc - Pressão Crítica (Psia)