



SIMULAÇÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA EM MODELOS ANÁLOGOS DE RESERVATÓRIOS DA BACIA SERGIPE-ALAGOAS

Raquel Oliveira Lima¹; Weldson da Silva Ramos²; Gleidson Lima Correia³;
Aglaéverton Oliveira Santos⁴; Antônio Jorge Vasconcellos Garcia⁵.

¹ Universidade Federal de Sergipe, Laboratório PROGEOLOGIA/NUPEG-raquel_oliiver@hotmail.com;

² Universidade Federal de Sergipe, Laboratório PROGEOLOGIA/NUPEG-weldson.ramos@hotmail.com;

³ Universidade Federal de Sergipe, Laboratório PROGEOLOGIA/NUPEG-gleidson.se@hotmail.com;

⁵ Universidade Federal de Sergipe, Laboratório PROGEOLOGIA/NUPEG-garciageo@hotmail.com;

⁴ Universidade Federal de Sergipe, Laboratório PROGEOLOGIA/NUPEG –
aglaeverton.engenheiro@gmail.com;

RESUMO

A depleção de reservatórios de petróleo ocorre inevitavelmente ao longo do tempo quando estes se encontram sob a ação de mecanismos primários de produção. A injeção de água ainda é o método de recuperação secundária mais utilizado no mundo. Para se estudar a dinâmica de fluídos em reservatórios, em geral, se recorre aos métodos de simulação com o objetivo de se obter um modelo com propriedades equivalentes do meio real utilizando como base de dados um modelo análogo. O estudo de afloramentos desenvolvidos pela equipe do PROGEOLOGIA/UFS no Alto de Japoatã-Sergipe mostra que a pedreira Tatu contem litologias pertencentes à Formação Feliz Deserto consideradas potencialmente análogas de reservatórios da mesma unidade no Campo de Furado. Utilizando o Modelo Petrofísico desta pedreira e dados dos fluidos do Campo de Furado (fornecidos pela Petrobras) foram desenvolvidas simulações de fluxo. O modelo análogo de reservatório siliciclástico produz inicialmente pelos mecanismos de gás em solução e influxo de água. Com base nas características permo-porosas do modelo, alternativas para o arranjo dos poços de injeção são sugeridas e analisadas resultando na escolha do melhor projeto de recuperação. Para o desenvolvimento da modelagem e simulação foi utilizada a suíte de softwares da Roxar (empresa parceira do PROGEOLOGIA). O objetivo do trabalho é utilizar a injeção de água para garantir a manutenção da pressão original do reservatório e o arraste do óleo pela água, e assim, aumentar o fator de recuperação através de diferentes estratégias de produção, com base em uma caracterização multiescalar de reservatório confiável.

Palavras-chave: Modelo Análogo, Afloramento, Reservatório, Simulação, Injeção de Água.

1. INTRODUÇÃO

A modelagem geológica 3D de reservatórios voltada à simulação de fluxo, aplicada nos estudos de desenvolvimento ou de recuperação avançada de campos de petróleo, visa a construção de modelos matemáticos tridimensionais representando a

distribuição das propriedades dos reservatórios, importantes para definição da malha de simulação.

A caracterização de reservatórios, com a modelagem de fácies e o estudo faciológico é extremamente importante para entender a distribuição das propriedades petrofísicas existentes num



determinado reservatório que permite o cálculo do volume de hidrocarboneto *in place* e na simulação de fluxo. O estudo de reservatórios análogos propicia a determinação da distribuição espacial das propriedades petrofísicas que controlam as acumulações de hidrocarbonetos em uma escala de detalhes, que muitas vezes não pode ser obtida através da interpretação sísmica. [Sousa, 2005] Assim, é possível desenvolver modelos físicos e matemáticos aplicáveis a reservatórios em subsuperfície, minimizando os custos e otimizando a produção.

A produção de hidrocarbonetos utilizando apenas a energia primária do sistema é denominada recuperação primária. À medida que o hidrocarboneto é produzido, ocorre a perda de uma parcela da quantidade de energia primária, devido à descompressão dos fluidos do reservatório, o que afeta diretamente a variação de energia pela própria diminuição da pressão. Este efeito ocasiona a diminuição da produtividade dos poços, sendo necessário o uso de técnicas para “adicionar” energia ao reservatório. Fatores como migração de finos e elevado nível de não consolidação da rocha reservatório podem levar a problemas de recuperação que o estudo de análogos pode contribuir com o reconhecimento prévio destas possibilidades.

A análise do impacto das vazões de produção e injeção, da locação dos poços, da escolha e desenvolvimento de métodos de recuperação secundária são diferentes estudos sobre os quais a simulação numérica do meio poroso pode contribuir efetivamente. Atualmente, a injeção de água é o método de recuperação suplementar mais utilizado

por ser relativamente barato e com bons resultados em muitos casos, sendo praticada desde meados de 1907.

Em muitos casos, o esquema de produção é inicialmente previsto com injeção de água já que na maioria dos reservatórios, a manutenção da pressão é essencial para manter a vazão de produção. A estratégia inicial para desenvolver um projeto de injeção de água é selecionar o arranjo mais adequado do sistema de injeção. Este arranjo irá depender sobremaneira da distribuição das propriedades permo-porosas mapeadas a partir da caracterização multiescalar das mesmas, a partir dos seus análogos em afloramentos.

O arranjo dos poços deverá apresentar a maior produtividade de óleo possível durante um intervalo de tempo econômico e injetar o menor volume de fluido. Com esse objetivo, o engenheiro intervém nos poços executando operações de isolamento de intervalos produtores, abertura de novos intervalos, assim como conversão de poços produtores em injetores e fechamento de poços por corte de água elevado, partindo do reconhecimento realizado pela geologia na caracterização e modelagem 3D dos reservatórios.

O engenheiro de reservatórios deve então compreender bem o processo de escoamento em meios porosos e dominar as várias técnicas possíveis de estratégias de produção, pois dela depende o fator de recuperação dos reservatórios que irá influenciar a análise econômica para a definição da atratividade de cada projeto. Este, entretanto, é um trabalho de geo-



engenharia de petróleo.

2. METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO

O estudo de afloramentos que apresentam litologias análogas a reservatórios da Bacia Sergipe-Alagoas é alvo de pesquisas no Laboratório PROGEOLOGIA (Universidade Federal de Sergipe) através de vários projetos nesta área, contando com diversas parcerias, inclusive com a Petrobras e empresas estrangeiras.

A metodologia CAMURES [Garcia Et all, 2011] utiliza técnicas de caracterização em diferentes escalas (megaescala a microescala) de mapeamento estratigráfico associadas à geologia estrutural, petrografia e petrofísica, levando as propriedades multiescalares caracterizadas em afloramentos, à aplicação na geração de modelos geológicos 3D de potenciais reservatórios análogos de subsuperfície, modelos os quais são utilizados pelos engenheiros para analisar o comportamento do fluxo de hidrocarbonetos ao longo do tempo.

O modelo geológico 3D foi realizado no software RMS da empresa ROXAR. Para a geração desses modelos, foram utilizados diferentes dados coletados nas etapas de campo na Pedreira Tatu (a qual contém litologias pertencentes a Formação Feliz Deserto, localizada no Alto de Japoatã-Sergipe), e posteriormente tratados, analisados e interpretados. A partir dos marcadores estratigráficos, das superfícies rastreadas na nuvem de pontos e das direções e inclinações das camadas, foram geradas as superfícies no Modelo 3D do bloco de modelagem que permitiram a visualização da geometria geral das superfícies estratigráficas do afloramento. Em seguida, o modelo estrutural é dividido em pequenas células nas quais os dados de

fácies, porosidade e permeabilidade foram modeladas, gerando o grid.

O Campo de Furado, localizado na região Sul do Estado de Alagoas-Município de São Miguel dos Campos, foi tomado como análogo ao afloramento estudado, devido à semelhança de litologia entre os mesmos. Assim, o modelo 3D foi inserido na profundidade deste campo, a fim de permitir a simulação nas condições do análogo e devido à impossibilidade de simular em superfície, devido ao baixo gradiente de pressão.

Assim, após a caracterização e modelagem, foi analisada a dinâmica dos fluidos do “reservatório análogo”, quando este está sujeito a diferentes esquemas de injeção de água, através da simulação de fluxo utilizando o software TEMPEST, também da empresa Roxar. As simulações foram desenvolvidas utilizando a modelagem matemática Black-Oil, conseqüentemente, não será considerada as composições das fases, modelando os hidrocarbonetos com uma mistura de água, óleo e gás, sem a previsão de reações químicas e sob condição isotérmica.

Inicialmente, o “reservatório análogo” deverá produzir devido ao mecanismo de gás em solução e influxo de água, impondo uma vazão de produção máxima de 4000 m³/dia. O “intervalo reservatório” varia entre 1289 e 1312 metros de profundidade. A pressão estática inicial é de 111,5 kgf/cm², a uma profundidade de referência de 1300 metros. O óleo que satura o “reservatório” é um óleo leve (40° API). A saturação residual de água foi de 20%. O volume inicial de óleo in place é de 1,82 milhões de m³.

A manutenção da pressão do reservatório foi desenvolvida através da injeção de água por meio de malhas do



tipo *Five-spot* e *Five-spot invertida*, padrões amplamente difundidos e aplicados na indústria do petróleo. Na injeção em malhas, os poços produtores e injetores estão regularmente espaçados, seguindo um padrão regular. O fluido deslocante é injetado na própria zona de óleo, alterando drasticamente a distribuição de saturações e a movimentação natural dos fluidos no reservatório. [ROSA Et al ,2006].

As tabelas e figuras a seguir, detalham alguns outros parâmetros relevantes utilizados.

Tabela 1: Arranjo dos poços

	Poços Produtores	Poços Injetores	Vazão de injeção
Modelo 1	4	0	-
Modelo 2 (<i>Five-Spot</i>)	4	1	500 m ³ /dia
Modelo 3 (<i>Five-spot invertido</i>)	1	4	2000m ³ /dia

Tabela 2: Dados da malha do modelo de simulação.

	Número de Células	Comprimento Total (m)
Direção x	30	200
Direção y	30	200
Direção z	36	23

Tabela 3: Propriedades dos fluidos e razão de solubilidade

PABS (kgf/cm ²)	BO (m ³ /m ³)	RS (m ³ /m ³)	VISC.ÓLEO (cp)	BG (m ³ /m ³)
112,53	1,205	50,22	1,673	0,01845
54,43	1,194	41,76	1,712	0,01889
48,13	1,187	37,91	1,758	0,02248
46,53	1,185	37,07	1,772	0,02337
38,63	1,176	33,82	1,843	0,02890
36,53	1,173	31,32	1,867	0,03058
32,13	1,168	28,82	1,918	0,03442
26,33	1,161	25,52	1,996	0,03987
25,73	1,158	26,53	2,003	0,04089
20,43	1,154	22,16	2,096	0,04716
17,73	1,150	20,63	2,152	0,05047
15,13	1,134	19,27	2,223	0,05438
12,13	1,117	17,44	2,302	0,05895
10,33	1,105	16,41	2,366	0,06241
9,13	1,105	15,00	2,419	0,06391
5,03	1,072	13,40	2,649	0,07136
1,03	1,044	11,12	3,271	0,07947

O modelo do reservatório com os dados de porosidade, permeabilidade e localização dos poços é ilustrado nas figuras abaixo.

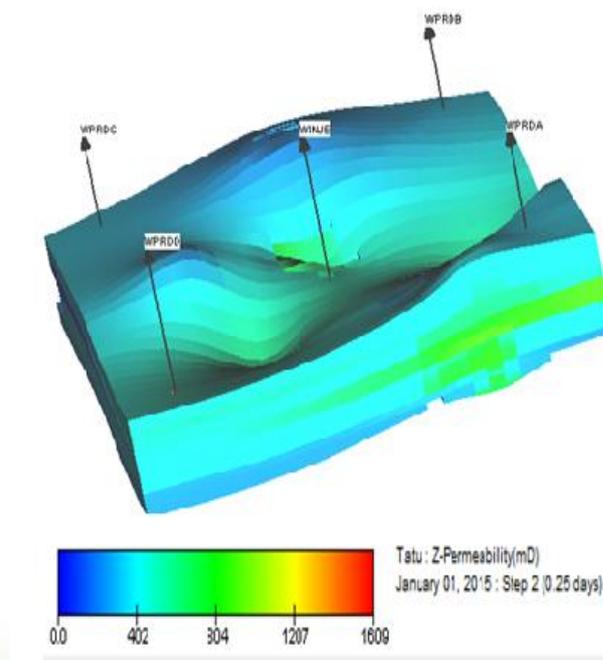




Figura 1: Permeabilidade Vertical

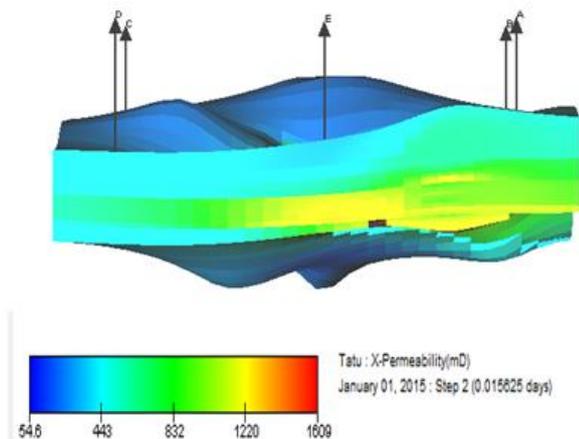


Figura 2: Permeabilidade Horizontal

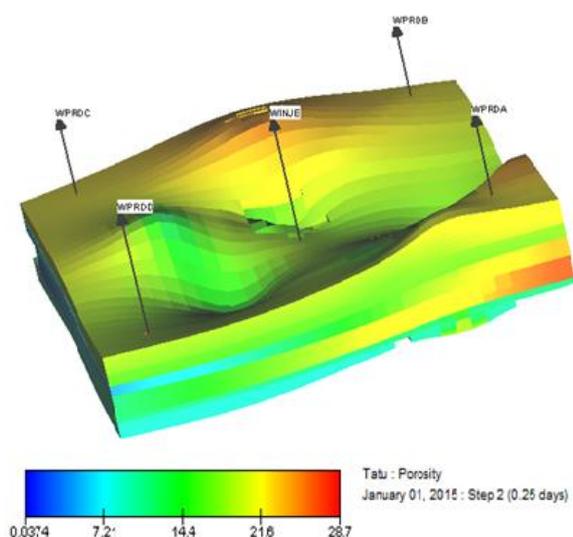


Figura 3: Porosidade

Por fim, o comportamento do reservatório foi analisado para um período de cinco anos, considerando a produção acumulada e o fator de recuperação do óleo, gás e da água como os parâmetros mais relevantes para a viabilidade do projeto.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O período de produção previsto para este reservatório foi de 2015 a 2020. No primeiro ano, todos os cinco poços

estavam produzindo pela energia primária do reservatório devido aos mecanismos de gás em solução e influxo d'água. No final de 2015, devido à redução das vazões de produção e pressão do reservatório, alguns dos poços produtores foram convertidos em poços injetores, gerando as malhas *five-spot* e *five-spot invertida* propostas.

Conforme a Tabela 1, foram desenvolvidas simulações de fluxo para três cenários diferentes de tipos de poços. Os resultados das simulações em termos fator de recuperação, produção acumulada de óleo, gás e água, e a contribuição da injeção de água para a produção de cada poço são mostrados a seguir.

3.1. Modelo 1

Tabela 4: Volume de Fluidos

Volumes	Óleo (Ksm ³)	Gás (Msm ³)	Água (Ksm ³)
Original	1881,013	93,426	1163,590
Produzido	579,242	17,267	2,925
Injetado	0,0	0,0	0,0
FR final	30,8 %	18,5 %	0,3 %

Apesar da produção ter sido fruto apenas da pressão inicial do reservatório, os resultados foram satisfatórios para o período de produção estimado, recuperando aproximadamente 31% do volume de óleo *in place*, conforme mostrado na Tabela 4.

Os poços foram locados com base nas características permo-porosas do reservatório, assim, os volumes recuperados para cada poço foram reflexos destas características. O poço A



apresentou a maior produção acumulada, como mostrado na Figura 4, devido a sua localização numa das áreas mais permeáveis e porosas do modelo.

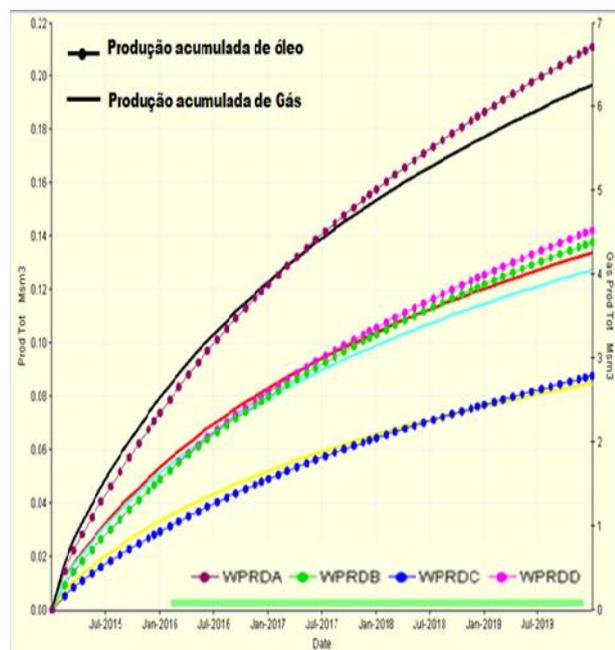


Figura 4: Produção Acumulada de Óleo e Gás para todos os poços

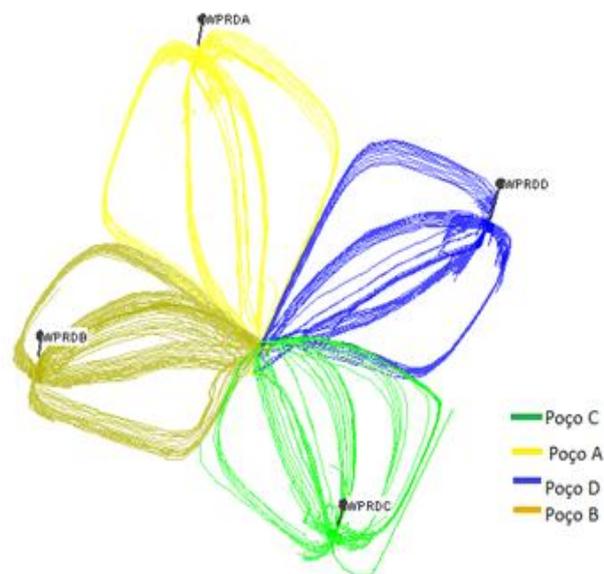


Figura 5: Localização dos poços e linhas de fluxo

As linhas de fluxo definem a trajetória ao longo da qual os fluidos se deslocam através do meio poroso. Na Figura 5, as linhas de fluxo são coloridas por poço. Isto significa que todas as linhas que viajam para o mesmo poço produtor possuem a mesma cor. Cabe ressaltar que estas linhas são susceptíveis a constantes mudanças, dependendo das condições do reservatório.

3.2. Modelo 2 (Five-spot)

Tabela 5: Volume de Fluidos

Volumes	Óleo (Ksm ³)	Gás (Msm ³)	Água (Ksm ³)
Original	1881,013	93,426	1163,590
Produzido	724,473	21,670	36,725
Injetado	0,0	0,0	730,500
FR final	38,5 %	23,2 %	3,2 %

A vazão de produção do óleo, do gás e conseqüentemente da água, foi maior com a injeção de água do que apenas com a pressão inicial do reservatório, aumentando cerca de 8% o fator de recuperação final do óleo, como mostrado na Tabela 5. No entanto, o volume de água recuperado ainda é muito pequeno em relação ao volume de hidrocarbonetos. Assim, os malefícios oriundos da água produzida podem ser desconsiderados em relação aos benefícios obtidos na recuperação dos hidrocarbonetos.

Comparando os volumes de hidrocarbonetos recuperados apresentados nas Tabelas 4 e 5, fica comprovada a existência do arraste do óleo pela água, assim como a manutenção da pressão inicial do reservatório no modelo simulado.

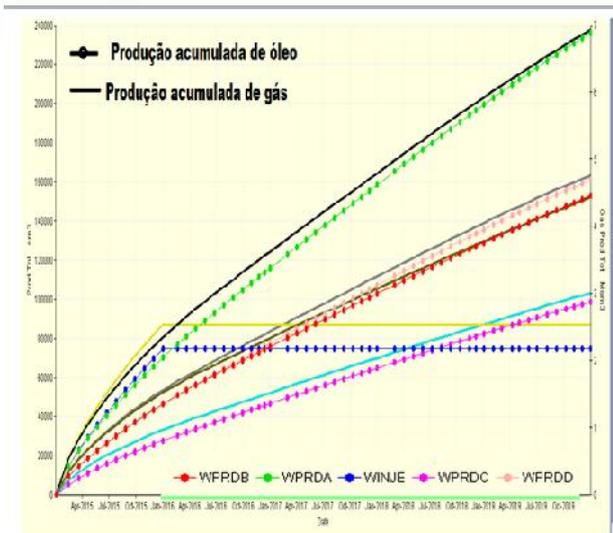


Figura 6: Produção Acumulada de Óleo e Gás para todos os poços

No início da simulação, os cinco poços estavam produzindo. No entanto, ao final do primeiro ano de produção, um poço deixa de produzir, comprovado pela Figura 10 devido à estabilidade da curva de produção acumulada deste poço, e foi convertido em injetor. Assim, a malha *five-spot* foi gerada, conforme proposto.

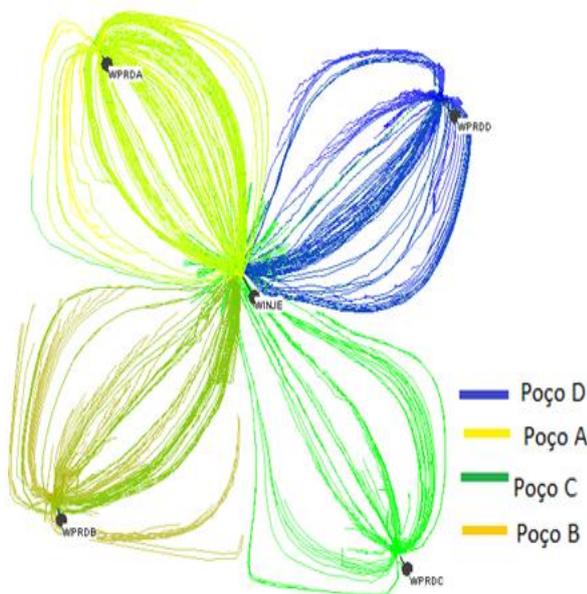


Figura 7 : Localização dos poços e linhas de fluxo

Matrix

Producers	WINJE (frac)
WPRDA	0.41477
WPRDD	0.27273
WPRDB	0.16667
WPRDC	0.14583

Figura 8: Fração de Contribuição da Injeção de Água para a produção de cada poço

Analisando a Figura 8, é notável que a contribuição da injeção de água para a produção foi mais significativa no poço A, o qual apresenta conseqüentemente a maior produção acumulada (Figura 6). Este resultado pode ser facilmente visualizado através da Figura 7 devido a maior concentração das linhas de fluxo do injetor central em direção ao poço A. Esta ‘preferência’ de deslocamento é resultado da permeabilidade do reservatório e possivelmente do diferencial de pressão, os quais se distribuem por todo o modelo de forma não homogênea, permitindo que os fluidos se desloquem por caminhos preferenciais.

3.3. Modelo 3 (Five-spot invertido)

Tabela 6: Volume de Fluidos

Volumes	Óleo (Ksm ³)	Gás (Msm ³)	Água (Ksm ³)
Original	1881,013	93,426	1163,590
Produzido	678,401	28,091	854,476
Injetado	0,0	0,0	2287,605
FR final	37,2 %	31,0 %	75,8%



Neste modelo, o óleo antes produzido por quatro poços distribuídos uniformemente, foi direcionado pela água para um único poço central (Poço E), mostrado na Figura 9. Foi recuperado cerca de 37,00% do volume de óleo *in place*, conforme a Tabela 6.

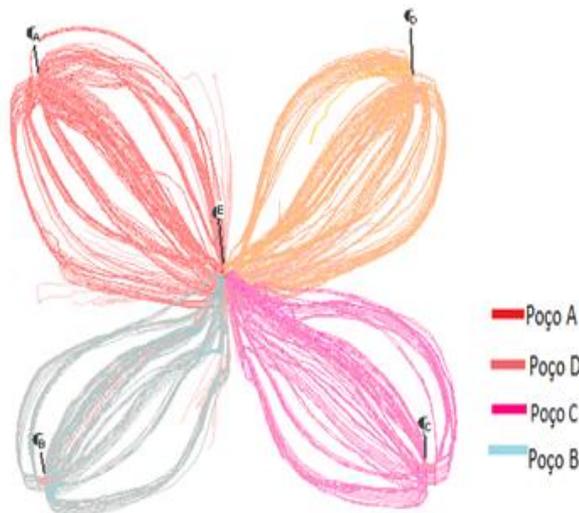


Figura 9: Localização dos poços e linhas de fluxo

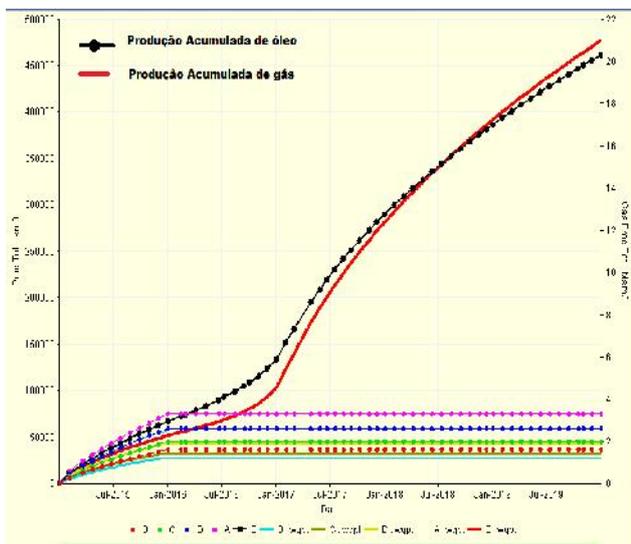


Figura 10: Produção Acumulada de Óleo e Gás para todos os poços

No início da simulação, os cinco poços estavam produzindo. No entanto, ao final do primeiro ano de produção, quatro poços deixaram de produzir, comprovado pela Figura 10 devido à

estabilidade da curva de produção acumulada destes poços, e foram convertidos em injetores. Assim, o poço central E passou a ser o único produtor, conforme mencionado anteriormente.

Devido a maior quantidade de água injetada (Tabela 6), em relação ao Modelo 2 (Tabela 5), esta foi produzida junto aos hidrocarbonetos muito cedo. De acordo com a Figura 11, a produção de água diária ultrapassa a produção diária de óleo em julho de 2017 e continua crescendo até o final da simulação, enquanto a produção de óleo entra em declínio. Assim, este modelo mostrou-se pouco rentável devido à grande quantidade de água produzida, assim como, os custos relativos à injeção da mesma.

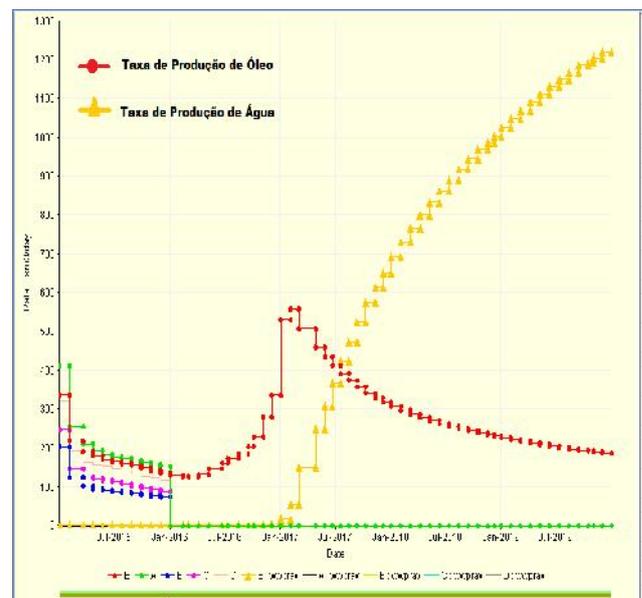


Figura 11: Taxa de Produção de Água e Óleo

Além disso, apesar dos poços injetores estarem igualmente espaçados em relação ao poço produtor, a contribuição da injeção de água para a produção do poço E não foi uniforme, conforme mostrado na Figura 12, comprovando mais uma vez as heterogeneidades do modelo de reservatório análogo utilizado, as quais



ocasionaram caminhos de fluxo preferenciais para a água injetada.

Matrix

Injectors	E (frac)
A	0.33333
D	0.31250
C	0.18750
B	0.16667

Figura 12: Fração de Contribuição da Injeção de Água para a produção do Poço E

4. CONCLUSÕES

As análises dos resultados das simulações de fluxo mostraram-se coerentes com relação ao objetivo proposto, bem como os impactos no escoamento dos fluidos. O fluxo de água, proveniente da injeção, mostrou-se eficiente devido à sinergia entre este e as linhas de fluxo ocasionadas pela heterogeneidade das propriedades permo-porosas do modelo de reservatório análogo utilizado, ocasionando um crescimento significativo na produção acumulada dos hidrocarbonetos.

Os dois casos de injeção em malha, five-spot e five-spot invertido, apresentaram resultados muito próximos em termos de produção acumulada de óleo e recuperação final. No entanto, a malha de injeção five-spot invertida apresentou uma recuperação de água muito elevada (75,8%) para os primeiros cinco anos de produção deste reservatório, sendo assim pouco rentável.

Logo, considerando a produção acumulada e o fator de recuperação do óleo, gás e da água como os parâmetros

mais relevantes para a viabilidade do projeto, a malha de injeção *five-spot* apresentou-se como a mais viável dentre as analisadas. No entanto, é necessário desenvolver uma análise econômica para a definição da atratividade do projeto, porém, não está no escopo deste estudo.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à FAPESP/PETROBRAS, em particular, ao Laboratório PROGEOLOGIA na pessoa do Prof. Drº Antônio Jorge Garcia, através do Projeto Modelagem Geológica e Simulação de Fluxo em Reservatórios Análogos a Bacia Sergipe-Alagoas pelo apoio recebido.

Este trabalho é fruto da integração de dados de uma equipe multidisciplinar de Caracterização Multiescalar de Reservatórios (CAMURES), a qual não poderia deixar de agradecer.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GARCIA, A. J. V.; PEREIRA, F. C.; ARAÚJO, W. B.; ROCHA, L. M.; FIGUEIREDO, S. A. S.; DANTAS, M. V.S.; WEIDMANN, G. B. **Caracterização Multiescalar de Reservatórios e Modelagem de Reservatórios Clásticos da Formação Feliz Deserto**. Relatório Final Interno de Sub-Projeto, Aracaju/SE, 2011.

ROSA, A. J. **Engenharia de Reservatórios**. Interciência, 2006.

SOUSA, M.C ; FÁVERA, D.C.J ; MEDEIROS, M.A.M ; MENEZES, L.T.P. **Levantamento GPR em Cordões Litorâneos para o Estudo de Reservatórios Análogos**. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás., Salvador/2005.