

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

SIMULAÇÃO COMPARATIVA ENTRE A INJEÇÃO ÁGUA E DE GÁS EM MODELOS ANÁLOGOS DE RESERVATÓRIOS DA BACIA SERGIPE-ALAGOAS

AUTORES:

Raquel Oliveira Lima¹, Weldson da S. Ramos², Aglaeverton O. Santos³, Antônio Jorge Vasconcellos Garcia⁴, Samuel Alécio S. Figueiredo⁵

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Sergipe, Laboratório PROGEOLOGIA.

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba-PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor (ES) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8ºPDPETRO.

SIMULAÇÃO COMPARATIVA ENTRE A INJEÇÃO ÁGUA E DE GÁS EM MODELOS ANÁLOGOS DE RESERVATÓRIOS DA BACIA SERGIPE-ALAGOAS

Abstract

The definition an appropriate strategy for the production of an oil field is a very important task, because it must allow the field to produce a quantity of hydrocarbons in an efficient manner, so to maximize the performance of the reservoir. The depletion of reservoirs occurs over time when they are under the action of primary production mechanisms. Water injection is the main method used to maintain or increase the pressure levels in the reservoir, and help in displacement of oil through porous due to immiscibility between the two fluids. The gas injection has the purpose increase the secondary pressure forming a gas layer that has the job of serving as a simple mechanical displacement agent. To study the dynamics of fluids in reservoirs in general, recourse to simulation methods for the purpose of obtaining a model of the actual environment equivalent properties as a database using a similar model. The outcrops study performed in Alto-Japoatã/Sergipe shows that one these outcrops (Tatu) has deltaic sandstones belonging to the Feliz Deserto Formation considered potentially analogous producing areas in the same unit at the Furado Field/Alagoas. Tatu outcrop was considered an 'analogous reservoir' to reservoirs of Furado field. Thus, starting from the 3D geological model of this outcrop and field fluid data, Black-oil type flow simulations have been developed. In order to develop a simulation "faithful" to the actual situation in the field is, the outcrop was inserted to a depth 1300 meters. For the development of modeling and simulation we used the software suite of Roxar. The analog reservoir initially produces due to the primary production mechanisms gas in solution and influx of water. The objective of this study was to compare two methods of secondary recovery (water injection and gas injection) to an analog reservoir model of the Sergipe-Alagoas Basin, in order to evaluate which of the methods of recovery offers better recovery factor. The behavior of the "reservoir" was analyzed for a period of ten years of production. At the end of the simulation, we concluded that the secondary recovery method with the highest efficiency and hence higher recovery factor for the analog reservoir was gas injection.

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.

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]. 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. Assim, é possível desenvolver modelos físicos e matemáticos aplicáveis a reservatórios em subsuperfície, minimizando os custos e otimizando a produção.

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. Entretanto, a injeção de água é inadequada para reservatórios heterogêneos ou que apresentam pouca continuidade, pois o efeito da injeção de água pode não se estender ao poço produtor e fazer com que a água escoe por fraturas ou caminhos preferenciais causando uma produção de água elevada desde o início da injeção. A injeção de gás tem por finalidade aumentar a pressão formando uma capa de gás secundária que tem o trabalho de servir como um simples agente mecânico de deslocamento.

Em muitos casos, o esquema de produção é inicialmente previsto com implantação de algum método de recuperação suplementar, 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 recuperação suplementar é selecionar o arranjo/fluido mais adequado para o sistema de injeção. Este arranjo irá depender sobremaneira da distribuição das propriedades permo-porosas mapeadas, através do reconhecimento realizado pela geologia na caracterização e modelagem 3D dos reservatórios.

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. O mapeamento está associado 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 em subsuperfície. Por fim, estes modelos 3D 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 desse modelo, foram utilizados diferentes dados coletados nas etapas de campo em afloramentos no Alto de Japoatã-Sergipe, os quais contem litologias pertencentes à Formação Feliz Deserto. Posteriormente, estes dados foram 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 foi 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, foi tomado como análogo ao afloramento estudado devido à semelhança de litologia entre os mesmos: os arenitos deltaicos da formação Feliz Deserto correspondem a uma zona produtora neste campo. Consequentemente, para aplicação do modelo geológico do afloramento para simular o fluxo de fluidos em condições fieis à situação real em que Furado se encontra, levamos o modelo geológico 3D a profundidade de 1300 metros. Desta forma as propriedades dos fluidos necessárias à simulação de fluxo bem como os parâmetros obtidos das análises PVT são provenientes de reservatórios no Campo de Furado.

Assim, após a caracterização e modelagem, foi analisada a dinâmica dos fluídos do “reservatório análogo”, quando este está sujeito a injeção de diferentes fluidos, através da simulação de fluxo utilizando o software TEMPEST, também da empresa Roxar. As simulações foram desenvolvidas utilizando a modelagem matemática *Black-Oil*, consequentemente, não foram consideradas 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” produziu devido aos mecanismos de gás em solução e influxo de água, impondo uma vazão de produção máxima de 630 bbl/dia. A pressão estática inicial foi de 131,5 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 1882 ksm³. A manutenção da pressão do reservatório foi desenvolvida através da injeção de água e de gás. Por fim, o comportamento do reservatório foi analisado para um período de

dez anos, considerando o fator de recuperação dos fluidos e a condição de pressão em que o reservatório se encontra como os parâmetros mais relevantes para a viabilidade do projeto.

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

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

Tabela 1: Dados da malha do modelo de simulação

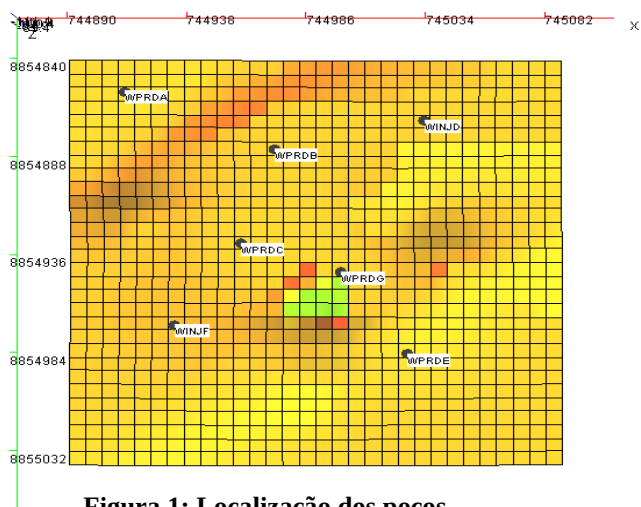


Figura 1: Localização dos poços

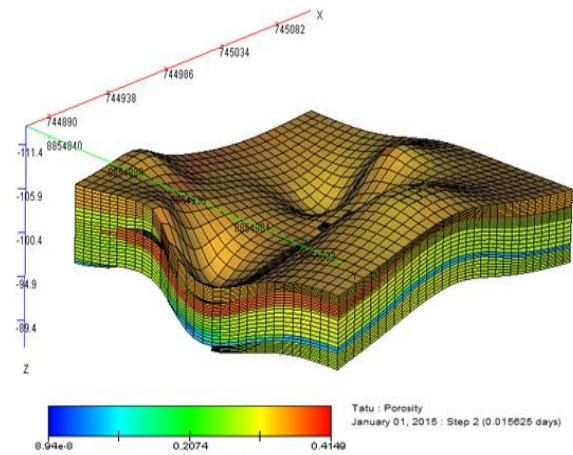


Figura 2: Modelo de Porosidade

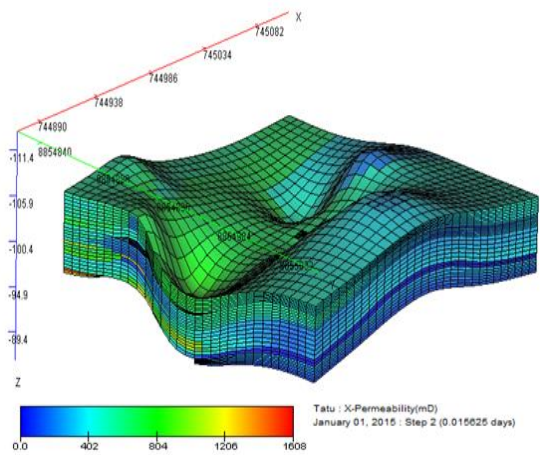
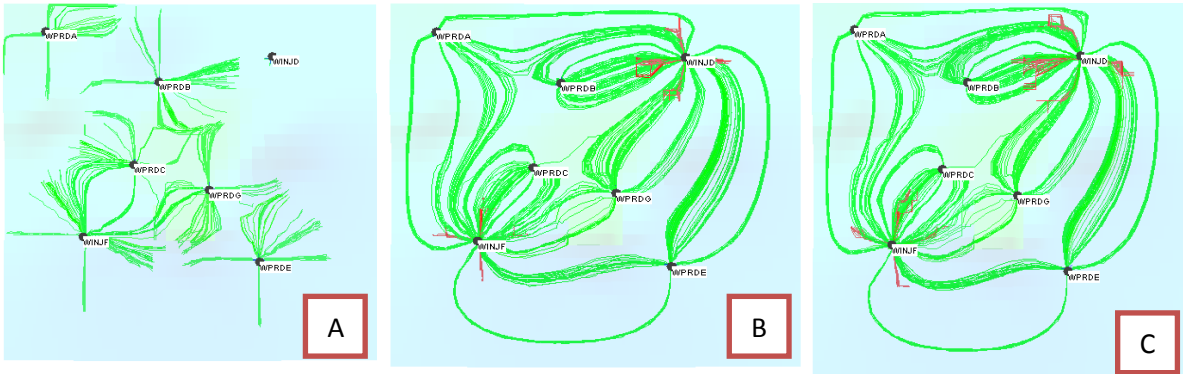


Figura 3: Modelo de Permeabilidade

Resultados e Discussão

- Injeção de gás



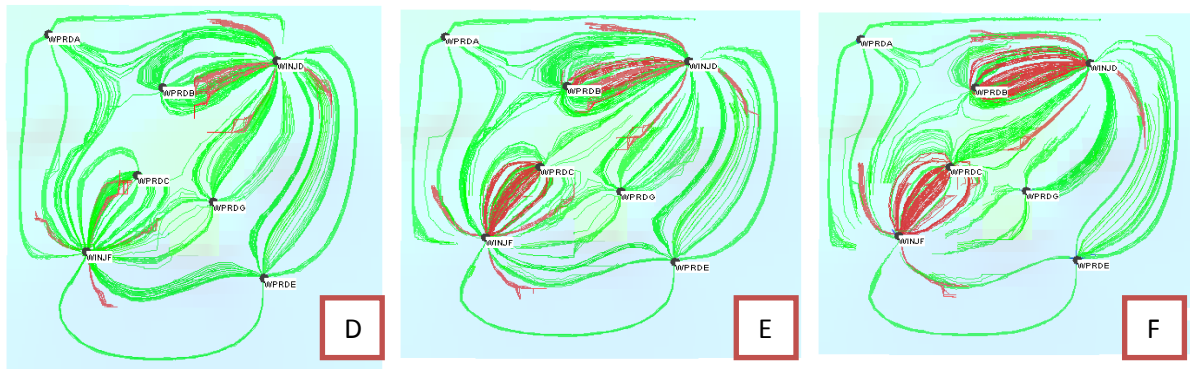


Figura 4: Evolução das linhas de fluxo ao longo dos 10 anos de produção

As linhas de fluxo definem a trajetória ao longo da qual os fluidos se deslocam através do meio poroso. No início da produção, estas linhas apresentavam-se somente em coloração verde (Figura 4.A), indicando a presença de fluxo monofásico, ou seja, a pressão do reservatório encontrava-se acima da pressão de bolha e somente o óleo está fluindo em direção aos poços produtores. No entanto, devido à injeção de gás e a possível queda de pressão no reservatório (caso a injeção não tenha sido capaz de manter a pressão original do reservatório), linhas de fluxo vermelhas (Figura 4. B) começaram a aparecer, indicando a presença de fluxo de gás. Assim, conforme a produção prosseguiu, o fluxo de gás tendeu a aumentar (Figuras 4. C.D.E. F).

A seguir, são apresentados alguns parâmetros que foram analisados durante as iterações feitas pelo software TEMPEST e também logo após a obtenção dos resultados. Estes parâmetros nos fornecem características sobre a condição de pressão em que o reservatório se encontrava, além das informações dos fluidos que estavam em produção.

- ❖ **Draw Down:** O diferencial de pressão existente entre o reservatório e o fundo poço se manteve constante durante os 10 anos de produção para os poços A, C e E (Figura 5). Isso significa que, estes poços foram capazes de produzir a vazão desejada durante esse período apenas com o $\Delta P_{\text{inicial}}$. Já os poços B e C, após seis anos de produção, necessitaram de um $\Delta P > \Delta P_{\text{inicial}}$ para manter a vazão de produção constante, assim, ocorreu um aumento do draw down. Ainda vale ressaltar que, o poço A, por estar locado em umas das regiões mais permeáveis do “reservatório”, necessitou de um draw down menor que os demais poços para produzir a mesma vazão, já que uma maior permeabilidade implica numa menor perda de carga, e consequentemente a pressão necessária para produzir os fluidos também é menor.

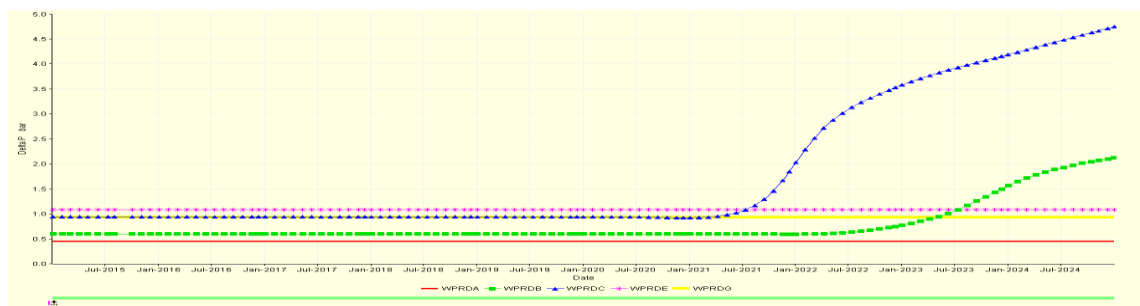


Figura 5: Variação do draw down com o tempo de produção

- ❖ **Razão Gás-óleo (GOR):** Conforme a Figura 6, os poços A, E e G apresentaram GOR constante. Isso significa que, para estes poços, o gás não formou uma fase contínua a qual pudesse fluir junto ao óleo. Já os poços B e C, apresentaram um crescimento acelerado do GOR após 6,5 anos de produção, aproximadamente. Esse comportamento da GOR é devido ao maior diferencial de pressão a que estes poços estavam submetidos, conforme mostrado na Figura 5, possibilitando

que uma maior quantidade de gás estivesse em solução favorecendo a produção do mesmo já que este apresenta maior mobilidade que o óleo por ser menos viscoso.

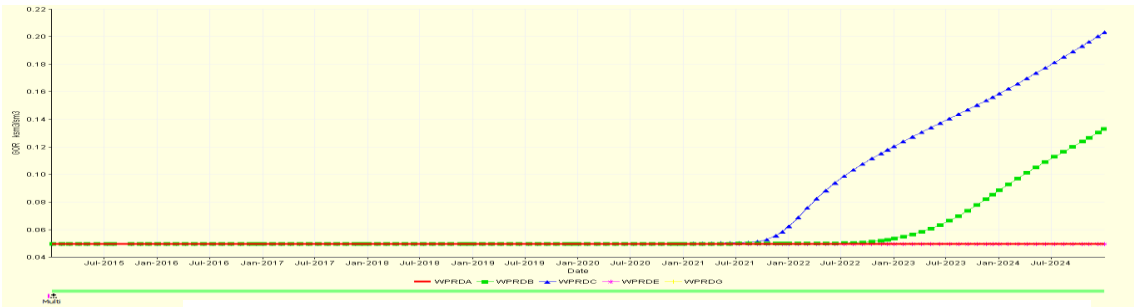


Figura 6: Variação da razão Gás-óleo com o tempo de produção

Finalmente, os volumes de fluidos recuperados para este arranjo de produção são mostrados na tabela abaixo.

Tabela 2: Volumes de Fluidos

Volume de Fluidos	Óleo (Ksm³)	Gás (Msm³)	Água (Ksm³)
Original	1882	93	1002
Produzido	365	20	0,041
FR final	21,4%	22,2%	0,0%

Assim, analisando todos os parâmetros acima e os volume de fluidos recuperados, podemos concluir que a injeção de gás apresentou-se como uma opção bastante interessante, tanto economicamente quanto para o reservatório. Foi possível produzir com um draw down relativamente pequeno, chegando a ser constante em três dos cinco poços produtores, evitando, por exemplo, produção de areia. Além disso, não ocorreu produção de água eliminando os gastos com tratamento e descarte deste efluente.

- Injeção de água

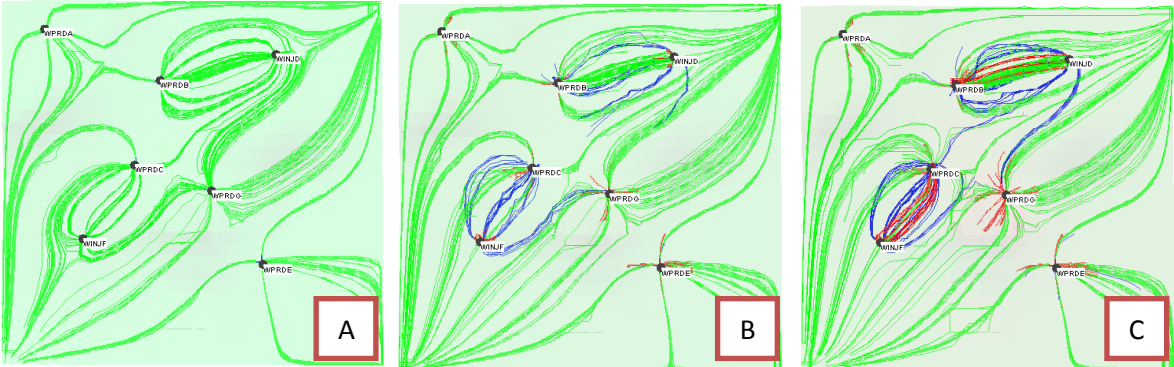




Figura 7: Evolução das linhas de fluxo ao longo dos 10 anos de produção

No início da produção, estas linhas apresentavam-se somente em coloração verde (Figura 7. A), indicando a presença de fluxo monofásico. No entanto, devido à injeção de água e a queda de pressão no reservatório de modo a atingir a pressão de saturação, linhas de fluxo vermelhas e azuis começaram a aparecer (Figuras 7. B.C.D.E. F), indicando a presença de fluxo de gás e água, respectivamente. Assim, conforme a produção prosseguiu o fluxo de água e principalmente de gás tendeu a aumentar.

- ❖ **Draw Down:** Este parâmetro apresentou crescimento contínuo. Isso significa que, para que estes poços fossem capazes de manter a vazão de produção desejada foram necessários diferenciais de pressão cada vez maiores (Figura 8). Este aumento do draw down sugere que a injeção de água não está sendo efetiva e pode ocasionar a produção de finos, causando danos ao reservatório. Ainda vale ressaltar que, o poço A, por estar locado em umas das regiões mais permeáveis do “reservatório”, necessitou de um crescimento menor do draw down que os demais poços para produzir a mesma vazão.

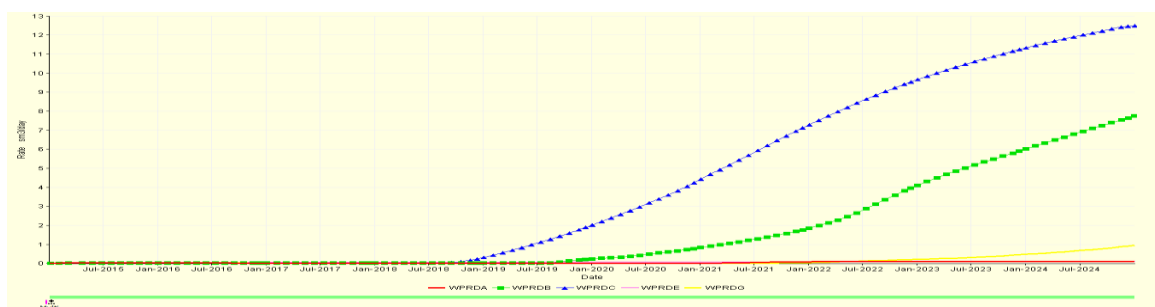


Figura 8: Variação do draw down com o tempo de produção

- ❖ **Taxa de produção de água:** A produção de água aumentou bastante a partir de 2019 (Figura 9). Este aumento se deve ao fato do modelo geológico ser bastante heterogêneo, tanto estruturalmente como petrofisicamente. O efeito da injeção de água não se estendeu ao poço produtor e fez com que a água escoasse por caminhos preferenciais causando uma produção de água elevada. Além disso, a produção de água foi maior nos poços B e C devido a maior proximidade entre estes e os poços injetores.

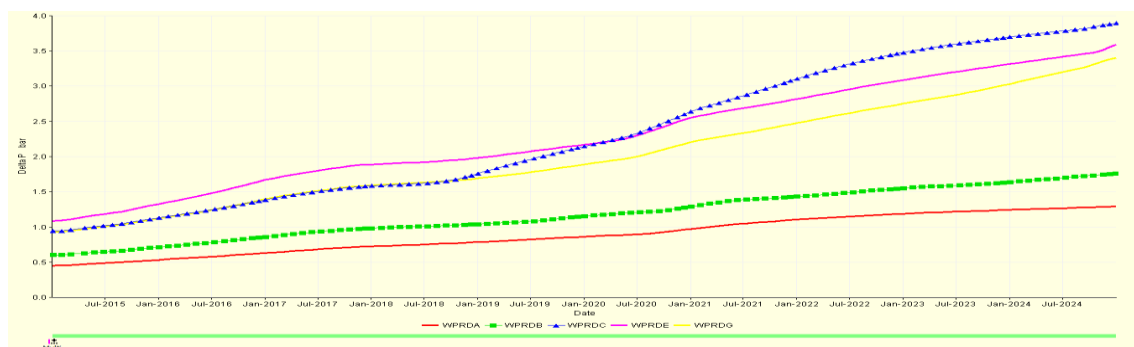


Figura 9: Taxa de produção de água

Finalmente, os volumes de fluidos recuperados para este arranjo de produção são mostrados na tabela abaixo.

Tabela 3: Volumes de Fluidos

Volume de Fluidos	Óleo (Ksm³)	Gás (Msm³)	Água (Ksm³)
Original	1882	93	1002
Produzido	365	15	22
FR final	19,4%	16,6%	2,2%

Assim, analisando os volumes de fluidos recuperados, podemos concluir que a injeção de água apresentou resultados muito próximos aos da injeção de gás. Entretanto, durante a escolha do método de recuperação secundária mais adequado vários aspectos devem ser levados em consideração. Na injeção de água, para que estes fluidos fossem produzidos foram necessários diferenciais de pressão cada vez maiores. Apesar do software não prever a produção de areia, estamos cientes que este aumento do draw down ocasiona uma maior instabilidade nas proximidades do poço e pode levar a produção de finos, ocasionando problemas nos equipamentos. Além disso, ocorreu a produção de água implicando em gastos com tratamento e descarte deste efluente.

Conclusões

De acordo com o arranjo de poços proposto os resultados permitiram concluir que o melhor método de recuperação secundária foi a injeção de gás. Além desse método ter recuperado um volume de óleo significativo, a água não chegou aos poços produtores durante os 10 anos de produção e foi possível manter a vazão de produção constante para draw downs relativamente pequenos. Cabe ressaltar que, para outras estratégias de locação de poços esses resultados podem variar.

Agradecimentos

Os autores agradecem à FAPES/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.

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.

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.

MEZZONO, C. C. *Seleção de Projetos de Desenvolvimento Integrada a Análise de Risco*. Tese de Doutorado. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2005.