

TRATAMENTO DE DADOS PETROFÍSICOS PARA A SIMULAÇÃO DE CAMPOS DE PETRÓLEO

**GUSTAVO SCHAUN BUENO¹; ANA LUIZA GALINDO²; CARLITA FELCHER³;
LUIZA MENDES⁴; VITÓRIA KLEIN⁵; VALMIR FRANCISCO RISSO⁶**

¹*Universidade Federal de Pelotas – gustavobueno1998@gmail.com*

²*Universidade Federal de Pelotas – analuovelar@gmail.com*

³*Universidade Federal de Pelotas – cafelcher@gmail.com*

⁴*Universidade Federal de Pelotas – luiza.mends@hotmail.com*

⁵*Universidade Federal de Pelotas – vitoria_klein@hotmail.com*

⁶*Universidade Federal de Pelotas – vfrisso@gmail.com*

1. INTRODUÇÃO

Prever o comportamento futuro de um projeto é de extrema relevância, ainda mais quando se trata de altos investimentos e grandes riscos como no caso da indústria de óleo e gás.

Desse modo, a engenharia de reservatórios é a principal técnica empregada para analisar, avaliar e estimar um reservatório de petróleo através da interpretação e processamento de dados de exploração do próprio reservatório bem como dos fluidos nele presentes, utilizando estes para a construção de modelos numéricos com a finalidade de reproduzirem a produção passada e prever a produção futura.

Ainda, a partir da simulação numérica e da modelagem do reservatório é possível descrever quantitativamente e qualitativamente as características do reservatório em questão, de forma acurada, para que o projeto final possa ser operado com êxito e com o mínimo de risco. A melhor maneira de se obter boas previsões é se utilizando um modelo de reservatório que represente, de maneira fiel, suas características e por isso a simulação numérica é fundamental, oferecendo todo esse suporte, no gerenciamento e monitoramento do reservatório ao longe da vida produtiva do campo e no qual, os dados são empregados nos simuladores numéricos de fluxo, principal técnica utilizada no estudo do comportando do fluido em reservatórios de petróleo.

Assim como abordado em BUENO et al. (2018), a petrofísica é uma das principais áreas que compõe a engenharia de reservatórios, ela possibilita a quantificação das propriedades de rocha e propriedades de fluido através de análises das amostras e dos perfis dos poços, gerando resultados que levam à proposição de modelos teóricos que podem ser aplicados para descrever o desempenho dos reservatórios.

Os dados provenientes das análises, na maioria das vezes, necessitam ser tratados com a finalidade de melhor representar o reservatório e também para que possam ser inseridos nos simuladores numéricos de fluxo para a construção do modelo.

Neste trabalho serão tratados os dados de propriedades de rocha e propriedades de fluido necessários para a construção do modelo base de simulação do Campo de Namorado e não somente uma interpretação detalhada das propriedades de rocha como abordados por BUENO et al. (2018). Aqui, os dados como pressão capilar, curvas de permeabilidades relativas e PVT serão introduzidos no simulador numérico de fluxo para que posteriormente seja possível a criação do modelo.

Por se tratar da continuação do trabalho de BUENO et al. (2018), a área de estudo também ocorre no Campo de Namorado, que conforme MENESES; ADAMS

(1990) se situa na porção central-norte do *trend* de acumulações petrolíferas da Bacia de Campos. Este campo é considerado o primeiro grande campo da plataforma continental brasileira e o único com uma gigantesca quantidade de dados, sendo o primeiro contendo óleo em reservatórios de arenitos turbidíticos.

2. METODOLOGIA

A construção do modelo base de simulação do Campo de Namorado tem como início o tratamento de dados de propriedades de rocha e de fluido, no qual foram disponibilizados através de relatórios de análises de laboratório pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) por intermédio da Petrobras, obtidos durante a perfuração de poços do campo em estudo.

Deste modo, com os dados petrofísicos das três amostras para análise da compressibilidade, das doze amostras para a pressão capilar, das sete amostras para a permeabilidade relativa do óleo e cinco para permeabilidade relativa do gás além das três amostras para a análise PVT, foi possível ajustá-los para que melhor represente o reservatório em questão. Os ajustes foram feitos utilizando o software Microsoft Excel através de cálculos analíticos, verificando o comportamento das curvas, correlacionando os dados de várias amostras, representando assim o sistema através de interpolações, extrapolações, médias aritméticas, médias geométricas além do cálculo da função *J de Leverett* devido as medições de pressão capilar realizadas com amostras de diferentes permeabilidades oriundas de um mesmo reservatório resultam em diferentes curvas de pressão capilar, com o intuito de calibrar os valores para que posteriormente possam ser utilizados no pré-processador Builder da CMG (*Computer Modelling Group*).

Com o auxílio deste pré-processador, foi possível dar entrada com os dados no simulador numérico de fluxo CMG IMEX e assim obter o modelo base de simulação do Campo de Namorado.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os dados de compressibilidade já foram discutidos de forma mais detalhada e sucinta por BUENO et al. (2018) e por isso, neste trabalho, não serão abordados. Todavia, foram utilizados para a criação do modelo de simulação.

Com os dados de saturação de água e pressão capilar das amostras do campo, foi possível observar o comportamento dos dados e observou-se a necessidade de efetuar o cálculo da função *J de Leverett*, definida em ROSA et al. (2011), para reduzir a dispersão dos valores. Através do cálculo da média geométrica, se identificou o comportamento geral das amostras para construir uma curva única de pressão capilar que represente a média do comportamento do reservatório.

Para as curvas de permeabilidade relativa não foi diferente, a partir da interpretação das amostras, foi observado a necessidade de corrigir as saturações iniciais de água e com isso os dados foram interpolados para que fosse possível construir uma média geométrica das amostras. A próxima etapa foi relacionar estes dados de K_{rw} e K_{row} obtidos com a saturação de água da pressão capilar. Para tanto, foi considerado o primeiro valor de S_w da pressão capilar, como sendo o valor da saturação de água inicial. A etapa seguinte foi unificar os valores de pressão capilar com os valores de K_{rw} e K_{row} obtendo-se assim os valores médios das propriedades, como resultado na Figura 1.

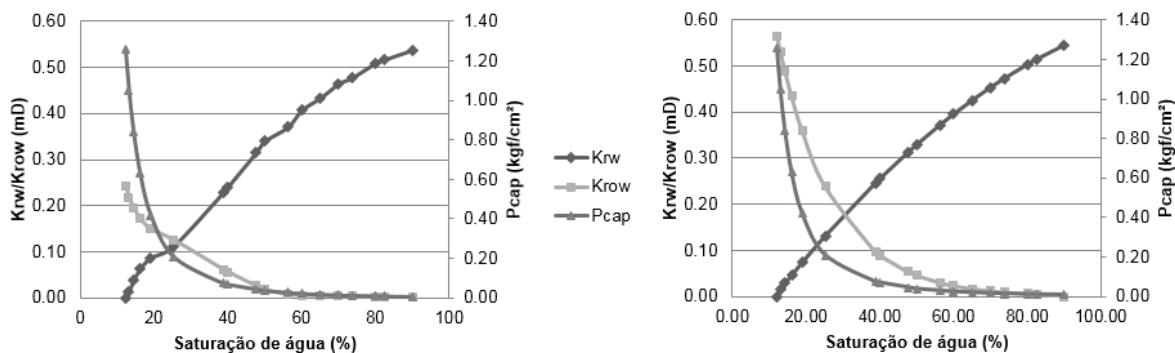


Figura 1: Comparação das curvas de permeabilidade relativa do óleo antes (esquerda) e depois de ajustadas (direita).

Os processos realizados para a obtenção dos resultados de permeabilidade relativa da fase água-óleo é o mesmo realizado para a fase gás-óleo.

Com os dados de PVT das amostras disponibilizadas, foi possível analisar dados como fator volume de formação do óleo e do gás, razão de solubilidade e a viscosidade do óleo e do gás. Com a média das amostras, obteve-se uma tabela final com a média dos dados de PVT. O Bo mostra um comportamento crescente e em seguida decrescente, isso ocorre devido à perda de pressão no reservatório. O ponto onde o Bo começa a decrescer é identificado como sendo o valor de pressão de bolha, neste caso o valor encontrado para a pressão de bolha foi de 211 kgf/cm².

Por fim, com todos os dados petrofísicos tratados, foi construído o modelo base de simulação do Campo de Namorado que pode ser observado na Figura 2.

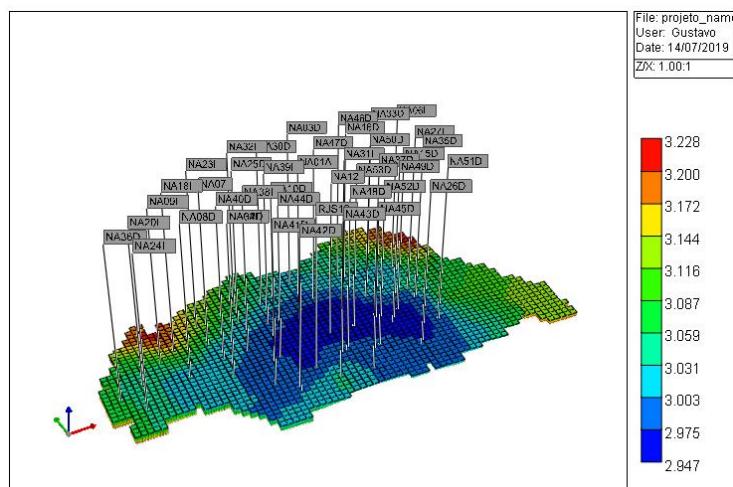


Figura 2: Modelo base de simulação do Campo de Namorado.

Como resultado da simulação, a Figura 3 apresenta as curvas de pressão média do reservatório e as produções acumuladas de óleo, gás e água onde é possível observar os volumes *in-place* do modelo, sendo de 116.760.000 m³ de óleo e 101.870.000 m³ de gás. Foram utilizados como estratégia de exploração 45 poços, sendo 33 produtores e 12 injetores. Todos os poços começaram a produzir na mesma camada e iniciaram sua produção simultaneamente, ou seja, no tempo zero. Mesmo assim foi possível obter uma produção de óleo significativamente alta, de 36.776.300 m³, resultando em um fator de recuperação de 31,49%.

A pressão do reservatório se manteve acima da pressão de bolha no primeiro ano de simulação, entretanto a partir deste período ela começou a cair abaixo da

pressão de bolha e se manteve significativamente constante em aproximadamente 130 kg/cm² até o final da simulação.

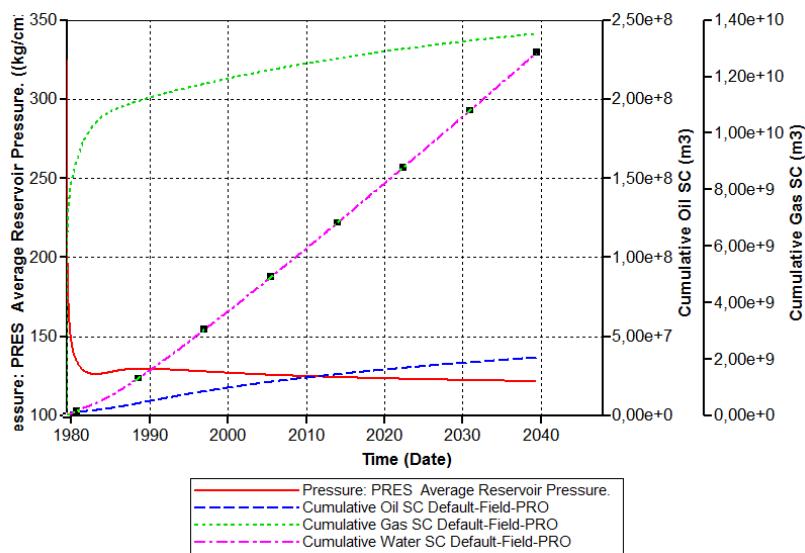


Figura 3: Pressão média e acumulações de fluidos como resultado da simulação.

Durante os 60 anos de simulação, iniciando em 1979 e terminando em 2039, as condições dos poços foram as mesmas. Todos os poços produtores operaram com vazão máxima de 1000 m³/dia e uma pressão de fundo do poço (BHP) de 100 kg/cm². Para os poços injetores de água foi considerado uma vazão de injeção de 1000 m³/dia e uma pressão de injeção de 400 kg/cm².

4. CONCLUSÕES

A simulação numérica de reservatórios é a principal ferramenta para um planejamento prévio de um campo de petróleo e por isso é muito relevante que se faça o tratamento dos dados petrofísicos antes de iniciar a simulação, pois qualquer erro nessa análise pode alterar significativamente a previsão futura de produção do campo. O modelo de simulação gerado será aperfeiçoado em trabalhos futuros, a fim calibrar e ajustar os dados de produção e prever de forma confiável a produção futura do campo, para isso serão utilizados dados do histórico de produção e de canhoneio dos poços existentes.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BUENO, G.S.; OLLERMANN, C.G.; DA COSTA, L.P.; DA SILVA, J.W. Propriedades petrofísicas de rochas petrolíferas do campo de namorado. In: **XXVII CONGRESSO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA**, 1., Pelotas, 2018. **Anais...** Pelotas: Pró-Reitoria de Pesquisa, Pós-Graduação e Inovação, 2018. p.3.

ROSA, A.J., CARVALHO, R.S., XAVIER, J.A.D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciênciac, 2011.

MENESES, S. X.; ADAMS, T. Ocorrência de resistividades anômalas no campo de namorado, bacia de campos. **Boletim de geociências da petrobras**. Rio de Janeiro, v.4, n.1, p. 183-188, 1990.