

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



TÍTULO DO TRABALHO:

MODELAGEM GEOLÓGICA 3D E SIMULAÇÃO DE FLUXO DE FLUIDO EM MEIO POROSO
DE UM AFLORAMENTO PERTENCENTE À FORMAÇÃO RIACHUELO – BACIA
SERGIPE/ALAGOAS ANÁLOGO EM RESERVATÓRIO DA FORMAÇÃO QUISSAMÃ –
BACIA DE CAMPOS

AUTORES:

Itson Santos de Souza¹, Gustavo Gonçalves Garcia¹, Mirian Oliveira da Silva¹, Larissa Lima da Rocha¹,
Antônio Jorge Vasconcelos Garcia¹, Marcio Vinicius Santa Dantas¹, Karen
Ariadne Santos Leite¹, Ronice da Paixão Silva Prado¹, Samuel Alécio Silva Tavares Figueredo¹

INSTITUIÇÃO:

¹PROGEOLOGIA/NUPEG, Universidade Federal de Sergipe.

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 8º PDPETRO.

MODELAGEM GEOLÓGICA 3D E SIMULAÇÃO DE FLUXO DE FLUIDO EM MEIO POROSO DE UM AFLORAMENTO PERTENCENTE À FORMAÇÃO RIACHUELO – BACIA SERGIPE/ALAGOAS ANÁLOGO EM RESERVATÓRIO DA FORMAÇÃO QUISSAMÃ – BACIA DE CAMPOS

Abstract

The search for new exploratory frontiers has led to the Brazilian geology to the discovery of new oil reserves. Found in huge quantities in the layers of the pre-salt rocks, these reserves currently require multi-scale characterization studies of the attributes of carbonate rocks, main reservoir rocks of new fields of and Campos Basins. The Sergipe-Alagoas Basin, located in the Northeast of Brazil represent in outcrops, all your carbonate section, thereby being focused constant studies in recent decades. The Formation Riachuelo is characterized by a mixed sedimentation composed of carbonate and siliciclastic rocks, with average thickness of 500 m, reaching locally 1700m. In structural high of the basin, oolitic-oncolytic banks associated with algalic biolite constituting Maruim member, having its largest outcropping section in the Carapeba quarry, interpreted as a succession of lagoons carbonates to the outer edge, a narrow carbonate platform. The objective of the job is from the multi-scale characterization of reservoir (CAMURES) have a better understanding of the spatial distributions of the Permo-porous properties of the potential rocks regarded as analogous reservoir and the distributions of its heterogeneity and the main types of carbonate lithologies, as well as predict their behavior before a production scenario with data from your analogous reservoir. The input data for 3D geological modeling consisted of lithological and Gamma Ray profiles, , facies data and petrography in blade, and point cloud acquired using the Laser Scanner and integrated according to CAMURES methodology, which from that integration can make correlations of surfaces of the studied cycles and stratigraphic framework resulting in a 3D structural, facies and petrophysical model in the software with the dimensions of unit cell size one meter by one with distribution cell (200x100x55) and a total of 1,100 .000,00 (one million one hundred thousand) presenting permo-porous distributions of approximately 3% to 18.5% and 0.0001 to 1.3000 mD. The reservoir and fluid data were obtained from the Quissamã formation of analog reservoir belonging to the Campos Basin, which served as input data to the simulator (TEMPEST-ROXAR). With insertion of data, the 3D model was submitted to a production scenario for 5 years which resulted in a low recovery of the oil due to their low permeability values. Despite of the low recovery factor, the model cans represent faithfully as seen in the outcrop and allowing future work with new strategies for production and / or recovery mechanism and location of wells from the Permo-porous distribution model.

Introdução

De acordo com o relatório da Agência Internacional de Energia (AIE), publicado em fevereiro desse ano, a demanda por petróleo em 2015 irá aumentar entre 75 mil a 1 milhão de barris por dia (bpd) (Eronews, 2015). Com isso, à medida que a procura mundial pelo hidrocarboneto cresce, aumenta também a necessidade contínua da caracterização multi-escalar de reservatórios, essencialmente em rochas carbonáticas, principais rochas reservatórios encontradas nos campos gigantes das camadas do pré-sal vistas, por exemplo, na bacia de campos. Para assim aprimorar a recuperação de petróleo a fim de atender a todas essas crescentes demandas.

A análise integrada da caracterização das diferentes escalas de heterogeneidades utilizada pela metodologia CAMURES (Caracterização Multi-Escalar de Reservatórios)

Figura 1, procura adquirir um melhor entendimento sobre os processos que influenciam nos caminhos preferenciais do fluxo de fluidos afetados pelos processos diagenéticos, como também procura reduzir as incertezas dos modelos a partir da integração dos dados multi-escalar desde o início da fase exploratória (Paim et al., 2003 e Garcia et al., 2003).

As investigações nas diferentes escalas de observação referidas anteriormente fazem uso de dados de sub-superfície e superfície. Os dados de sub-superfície, oferecem informações pontuais ou restritas sobre as heterogeneidades registradas nos intervalos litológicos investigados. Já os dados de superfície como os estudos de afloramento, permitem um melhor entendimento das relações espaciais e do comportamento das heterogeneidades (Paim et al., 2003 e Garcia et al., 2003).



Figura 1 Abordagem metodológica CAMURES modificado de Paim et al., 2003 e Garcia et al., 2003.

Segundo Garcia a aquisição de dados em projetos de caracterização multi-escalar de reservatórios envolvendo o estudo de reservatórios análogos nas escalas de heterogeneidade mega-, macro-, meso- e micro- compreendendo uma rotina de procedimentos que inclui:

- Caracterização e quantificação das mega-, macro- e meso-heterogeneidades, analisando arquitetura deposicional e geometria de litofácies;
- Caracterização e quantificação dos atributos permo-porosos (micro-heterogeneidade) a fim de definir eventuais heterogeneidades diagenéticas e definição de aspectos hidrogeoquímico.
- Aplicação de ferramentas de *software* na modelagem e simulação integrada de reservatório.

As definições do modelo geológico do campo junto com a simulação de fluxo representam uma das mais importantes fases no desenvolvimento do reservatório, visto que, é a partir da descrição tridimensional das suas heterogeneidades, seja em termos da geometria ou das propriedades petrofísicas, que se é possível representar consistentemente todos os dados e informações disponíveis do reservatório, que servirá como base para a tomada de decisões e previsões do desempenho de produção durante o gerenciamento do campo e para eventuais simulações de fluxo (Rosa, 2002).

O avanço das tecnologias aplicadas à Engenharia de Reservatórios elevou o uso de modelos computacionais de simulação, uma vez que técnicas precursoras, como é o caso do *tank model*, não previam adequadamente as variações nos parâmetros do reservatório (rocha e fluido), no espaço e no tempo. Atualmente, a simulação numérica computacional é uma ferramenta essencial nas atividades da Engenharia de Petróleo, tendo várias aplicações, dentre elas está o escoamento de fluidos em meios porosos, através de simuladores de fluxo e de reservatórios (Nascimento, 2010).

A Bacia de Sergipe-Alagoas é uma das bacias da margem continental brasileira do tipo rifte, que está relacionada com a ruptura da margem passiva. Apresenta uma das mais completas sucessões estratigráficas aflorantes, estando representados depósitos de todos os seus estágios evolutivos: sinéclise, pré-rift, rift, transicional e drift (Cretáceo Inferior ao Holoceno). Os limites entre esses estágios foram graduais, refletindo modificações no estilo tectônico predominante que afetou cada uma das sequências sedimentares (Schaler, 1969).

A deposição das litologias do que constitui o Grupo Sergipe corresponde à fase Drifte da bacia, que foi preenchida por sistema marinho transgressivo, o qual se desenvolveu na área de menor sedimentação uma rampa carbonática com bancos de oólitos e oncólitos associados a biolitos algálicos do Membro Maruim Formação Riachuelo, que eram parcialmente dolomitizados, durante os rebaixamentos do nível do mar (Feijó, 1992).

Nesse trabalho objetiva apresentar a partir da caracterização multi-escalar de reservatório (CAMURES) as distribuições espaciais das propriedades permo-porosas das potenciais rochas consideradas como reservatório análogo, bem como das distribuições dos principais tipos de litologias carbonáticas em um Grid 3D produzido no *software* RMS-ROXAR, do afloramento de maior expressão da Formação Riachuelo, mais precisamente Membro Maruim (Albiano) da Bacia Sergipe Alagoas, localizado na Pedreira Carapeba cidade de Laranjeiras/Se, apresentando uma seção vertical de cerca de 27 m de comprimento. Como também a submissão do mesmo a um cenário de produção através do *software* de simulação de fluxo de fluido TEMPEST-ROXAR a partir dos dados de um reservatório análogo pertencente à Formação Quissamã – Bacia de Campos.

Metodologia

O estudo da área aflorante da pedreira Carapeba consistiu em dados de 5 perfis litofaciológicos levantados na frente principal do afloramento, de onde foram coletadas 217 amostras em campo e confeccionadas 130 lâminas delgadas para estudos petrográficos. Além disso, foram coletados dados de raio gama, Laser Scanner e GPR. A integração desses dados através da metodologia CAMURES permitiu uma análise prévia das tendências de deposição e de variação de níveis de base dos depósitos em análise. Os perfis foram interpretados sob a ótica da estratigrafia de sequência (ES) definindo litologias, estruturas sedimentares, tipos de camadas, geometrias externas e o ambiente deposicional.

A modelagem tridimensional do reservatório consiste em determinar quantitativamente as propriedades do reservatório através do reconhecimento da informação geológica e das incertezas na variabilidade espacial (Lake & Carroll, 1986). Assim, a caracterização e quantificação de um reservatório de petróleo a partir da geração de um modelo geológico conceitual baseiam-se na definição e integração dos modelos estratigráfico, estrutural, litológico e petrofísico, bem como na análise das heterogeneidades do reservatório a partir de modelos determinísticos-estocásticos que permitem inferir a incerteza associada à modelagem. Basicamente seguindo os passos adotados na Figura 2.

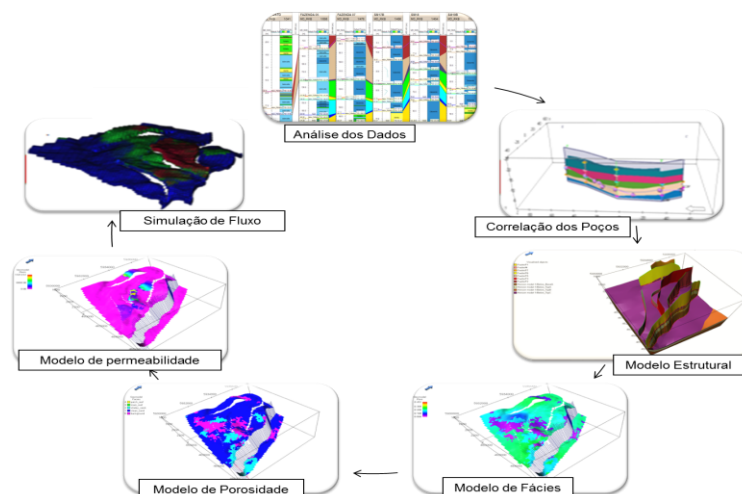


Figura 2 Workflow utilizado na integração dos dados para a modelagem 3D e simulação de fluxo.

Os dados de entrada para a realização da simulação de fluxo como análise PVT (Bo, Bg, razão de solubilidade), viscosidades, densidade, saturação residual, pressão dos poros, pressão de bolha e compressibilidade dos fluidos e rocha foram obtidos através de dados de produção do campo de Polvo, de um reservatório pertencente à formação Quissamã análogo ao afloramento estudado devido às semelhanças geocronológica, deposicional, litológica e estratigráfica. A Figura 3 resume os principais parâmetros de entrada inseridos no wizard do *software* Tempest-ROXAR.

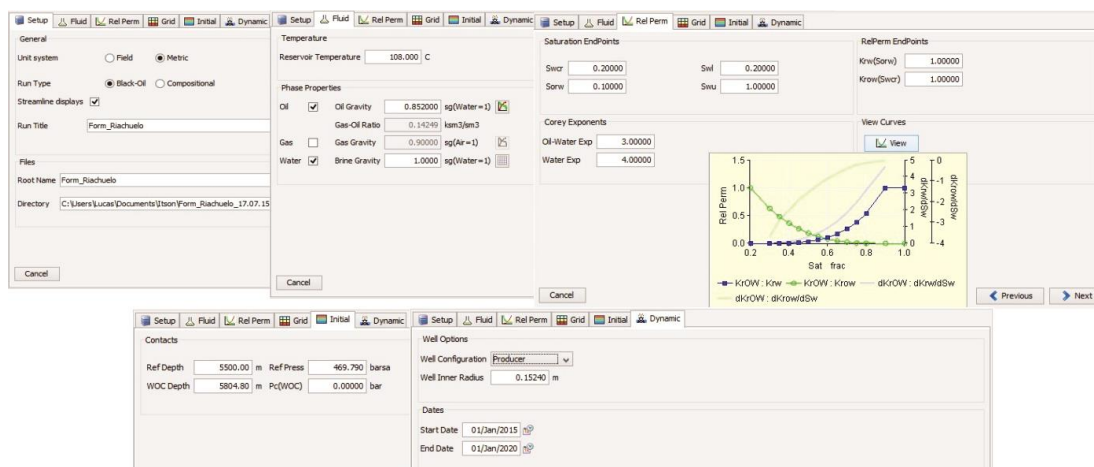


Figura 3 - Dados de entrada para a simulação de fluxo no *software* Tempest

O modelo matemático de simulação utilizado foi o volumétrico, literariamente conhecido *Black Oil*, trata-se de um modelo mais simples de simulação, mas muito eficiente. Modelo que desconsidera transferência de massa entre as fases e que cada uma das várias fases presentes no reservatório seja constituída por uma mistura de apenas três componentes (água, óleo e gás) (Rosa, 2011).

O mecanismo de produção atuante na simulação é o gás em solução (produção devida unicamente pela expansão dos fluidos e compressão dos poros). A produção do óleo realizou-se através do escoada de um único poço produtor vertical (P1PRD) como visto na Figura 7 e Figura 8 por um período de cinco anos (de 2015 a 2020) e uma vazão diária 100 m^3 , inserido e completado nas zonas de melhor permoporosidade do modelo 3D. A pressão e profundidade de referência é respectivamente de

469,79 kgf/cm² e 5500 m e sempre se trabalhou com pressões acima da pressão de saturação a fim de se evitar o aparecimento de gás no escoamento.

Resultados e Discussão

Identificou-se através dos cinco perfis coletados, os limites de ciclos de raseamento (LCR) apresentados na Figura 4, que delimitam linhas de tempo para os depósitos. Estes foram utilizados como marcadores estratigráficos, o que possibilitou a criação das superfícies limítrofes no modelo estrutural 3D. Para a modelagem 3D dessa pedra foram utilizados quatro dos sete ciclos deposicionais interpretados (LCR 4, LCR 5, LCR 6 e LCR 7) resultando em um modelo estrutural apresentado na Figura 5. Os outros três ciclos restantes estão na parte inferior da pedra, e não fazem parte da frente de lava principal modelada.

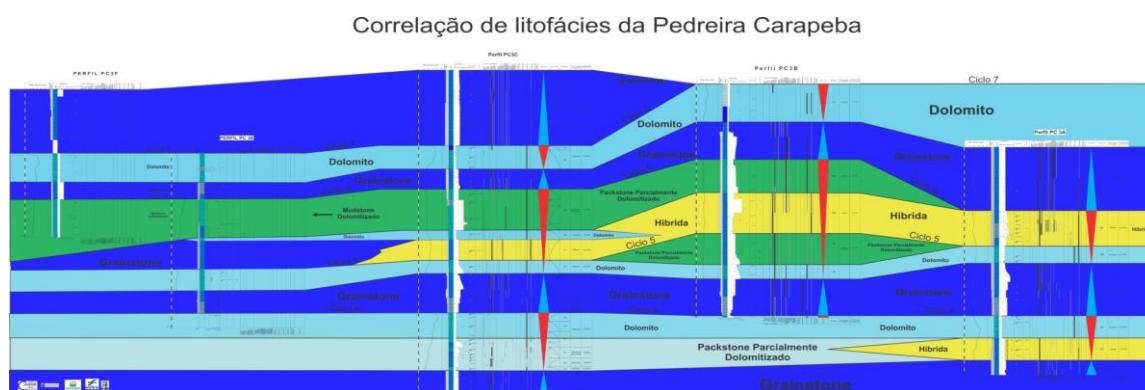


Figura 4 - Correlação dos perfis de campo levantados na Pedreira Carapeba, interpretação geológica utilizada como referência na geração do modelo 3D.

Identificou-se com a análise das lâminas cinco microfácies, classificadas como Dolomito, Wackstone dolomitizado, Packstone dolomitizado, Grainstone e Híbrida. Obteve as distribuições das fácies com base na Correlação Estratigráfica, Distribuições Geométricas horizontais e verticais de fácies interpretadas e rastreadas na nuvem de pontos, Raio gama, e amostragens de rocha, entre outras informações observadas em campo. Com base nessas informações, utilizou-se no *software* para modelar a arquitetura litológica da área estudada a ferramenta “*Facies Modelling: Belts*” que permite a modelagem de fácies estocástica, originalmente designada para modelos de ambientes geológicos transicionais em sistemas deposicionais de progradação e retrogradação, resultando em um modelo faciológico 3D apresentado na Figura 6 com tamanhos de células unitárias de dimensões de 200x100x55 e um total de 1.100.000,00 (um milhão e cem mil) células.

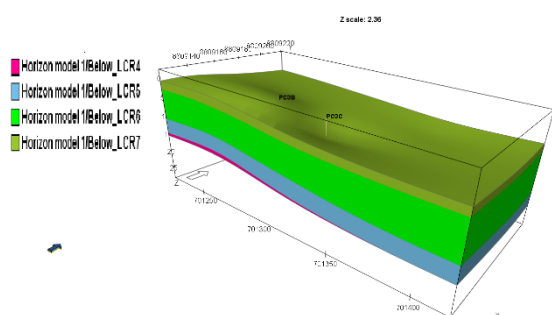


Figura 5 - Representação do arcabouço estrutural 3D da Pedreira Carapeba no RMS.

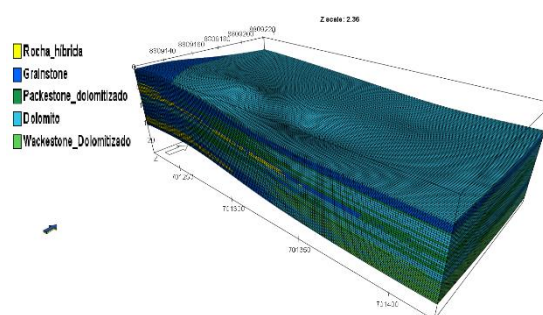


Figura 6 - Modelo de fácies da pedra Carapeba no RMS.

A resolução vertical do modelo possibilitou modelar a variação das propriedades dos reservatórios dentro dos corpos de fácies individuais. Portanto, a modelagem da porosidade foi condicionada as fácies. A interpolação fez-se seguindo as camadas dentro de cada zona. Os packstones parcialmente dolomitizados apresentam a melhor qualidade de reservatório, o grau de porosidade é maior, e os tipos mais dominantes são intergranular, móldica e em fratura, apresentando uma média de porosidade de 15,77%, já os dolomititos têm menor grau de porosidade e exibem as porosidades do tipo móldica, vugular e em fratura. Pela análise do modelo 3D de porosidade percebe-se a variação lateral dos valores de porosidade dentro das camadas modeladas, mesmo considerando sua ocorrência em cada fácies. Porém, ao tratar-se de reservatórios de hidrocarbonetos, estes também precisam apresentar boa permeabilidade, o que não ocorre nestas amostras da pedreira Carapeba, estando todas classificadas como baixa. Isto acontece devido à falta de conectividade dos poros.

O modelo 3D gerado para a porosidade e permeabilidade na pedreira Carapeba utilizou o algoritmo estocástico *Simulation*, disponível no *software* RMS. Os valores de porosidade e permeabilidade estão distribuídos de acordo com cada fácies modelada como mostrada na Figura 7 e Figura 8 e apresentaram uma distribuição de porosidade de 3% a 18,5% e permeabilidade de 0,001mD a 1,300 mD. Após o final da modelagem foi importado os grids de permo-porosidade para o *software* Tempest para serem submetidos ao processo de simulação fluxo de fluido (Figura 9).

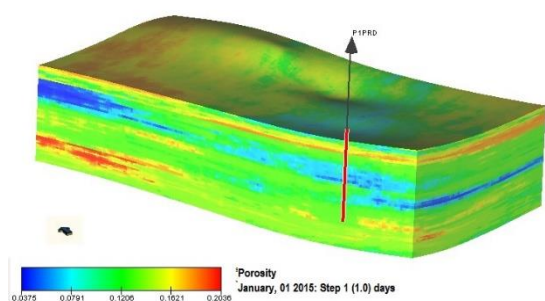


Figura 7 – Distribuição da porosidade no modelo 3D da Pedreira Carapeba no Tempest.

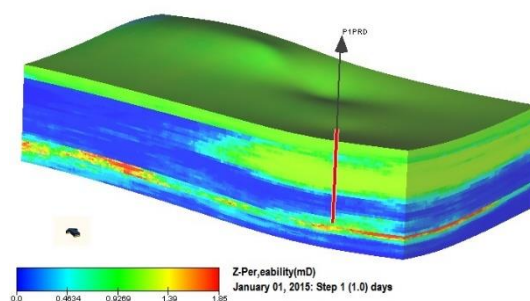


Figura 8 – Distribuição da permeabilidade no modelo 3D da Pedreira Carapeba no Tempest.

Os resultados obtidos através da simulação de fluxo estão resumidos na Tabela 1, em termos de volume de óleo *in place* (VOIP), produção acumulada de óleo e água e fator de recuperação. De um volume total de 28,87 Ksm³ de óleo pode-se apenas retirar 0,32 Ksm³ de óleo produzido em cinco anos e não teve produção de água conata.

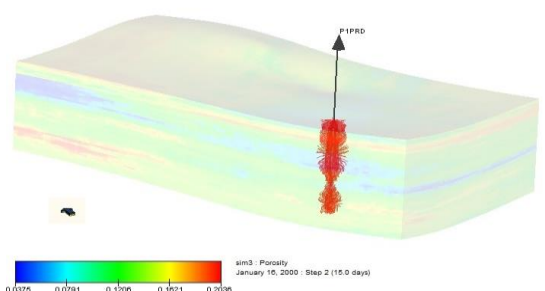


Figura 9 - Linhas de fluxos na região do poço P1PRD

Tabela 1 – Resultados da simulação de fluxo de fluido

Volumes	Óleo (Ksm ³)	Água (Ksm ³)
Original	28,867573	7,978856
Produzido	0,320357	0,0
Fator de Recuperação	0,65%	0%

Conclusões

Apesar do baixo fator de recuperação, obtidos através dos resultados da simulação de fluxo apresentado na Tabela 1, afetada principalmente pelos pequenos valores de permeabilidade do modelo geológico 3D, demonstrando ser, a área aflorante modelada da pedreira Carapeba um reservatório análogo não convencional além de ser não comercial por apresentar baixo volume de óleo *in place* e baixo volume de produção acumulada. No entanto, o modelo geológico 3D da pedreira, após a integração dos dados de diferentes escalas a partir da metodologia de caracterização multi-escalar de reservatório (CAMURES), pode representar fielmente todas as distribuições das heterogeneidades faciológicas e permoporosas da área de estudo, para o ambiente deposicional transicional de rampa carbonática no qual está inserida a pedreira Carapeba, os padrões de distribuição da permeabilidade e a sucessão de fácies com diferentes características deposicionais identificadas na petrografia e petrofísica foram satisfatórios.

O trabalho também possibilitou a idealização de novos projetos, como a análise e modelagem diagenética da área em estudo para obter uma melhor compreensão dos processos de formação do sistema permoporoso e sua distribuição no modelo geológico 3D, acoplagem de módulos geomecânicos para simulação de fluxo, aplicação de outros tipos de simulação (composicional ou térmico), implementação de novas estratégias de locação dos poços e de mecanismo de produção e/ou recuperação secundária, ajuste de histórico para a validação modelo geológico 3D.

Agradecimentos

PROGEOLOGIA/NUPEG, PETROBRAS, Universidade Federal de Sergipe.

Referências Bibliográficas

FEIJÓ, F.J. 1992. *Sequências continentais das fases pré-rifte e rift da Sub-bacia de Alagoas Central*. Porto Alegre, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Dissertação de Mestrado, 165 p. 124

GARCIA, A. J. V.; NOWATSKI, A. C.; TOMÉ, M. E., PEREIRA DA SILVA; ET ALL. (2008). *PROJETO CAMURES—Caracterização Multiescalar de Reservatórios com foco na qualidade de reservatório na região do Alto de Aracaju, Bacia Sergipe-Alagoas*. UFS/FAPES/Petrobras, Relatório Interno de Projeto, Aracaju, SE, Brasil.

<http://pt.euronews.com/tag/iea/> Acessado em 25/06/2015 as 16h e 32 min

NASCIMENTO, E. DUARTE; 2010, *Estudo paramétrico para modelagem e simulação computacional de reservatórios carbonáticos em sub-sal*. Dissertação M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

P.S.G. Paim, U.F. Faccini & R.G. Netto (2003); *Geometria, Arquitetura e heterogeneidades de corpos sedimentares (Geoarq) – Estudo de Casos*; Unisinos; São Leopoldo; RS; Brasil.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato De Souza. *Previsão de Comportamento de Reservatórios de Petróleo*; Métodos analíticos. 1.ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2002.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato De Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. 1.ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2011. 808p.

SCHALLER, H. 1969. *Revisão estratigráfica da Bacia de Sergipe/Alagoas*. Boletim Técnico da Petrobras. v. 12 (1): 21-86.