

RESUMO DO PRH 43

UTILIZAÇÃO DA DINÂMICA DE FLUIDOS E DA TEORIA DA PERCOLAÇÃO PARA MODELAGEM DA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS	332
Adam Smith Nunes Costa, Madras Viswanathan Gandhi Mohan, Liacir Dos Santos Lucena	332
ANÁLISE DO ESCOAMENTO MULTIFÁSICO EM BOMBAS CENTRÍFUGAS UTILIZADAS NO MÉTODO DE ELEVAÇÃO POR BCS	335
Aldrey Luis Morais da Silva, Carla Wilza Souza de Paula Maitelli	335
SIMULAÇÃO DO ESCOAMENTO MONOFÁSICO DE FLUIDOS VISCOSOS EM BOMBAS CENTRÍFUGAS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO.....	337
Ana Carla Costa Andrade, Carla Wilza Souza de Paula Maitelli.....	337
MODELAGEM EXPERIMENTAL DA PERDA DE INJETIVIDADE	339
Adriano José do Amaral Mello Bonato, Adriano dos Santos.....	339
MODELAGEM DAS EQUAÇÕES DE FLUXO, BIDIMENSIONAL, PARA RESERVATÓRIOS DE ÓLEO LEVE	341
Bruno Augusto Gomes, Jennys Lourdes Meneses Barillas.....	341
DESENVOLVIMENTO DE UMA TECNOLOGIA PARA CONTROLE DE VELOCIDADE EM PIG'S	343
Ciro Rodolfo Santos Silva, Dr ^a . Carla Wilza Souza de Paula Maitelli	343
SISTEMA ATMOSFÉRICO DE DISPERSÃO DE ÁGUA TRATADA PRODUZIDA	345
Dayana de Lima e Silva, Prof. Dr. Wilaci Eutrópio Fernandes Junior.....	345
AValiação DE METODOLOGIAS DE PREPARO DE AMOSTRAS PARA DETERMINAÇÃO DE METAIS EM PETRÓLEO POR HR CS AAS E ICP-OES..	347
Izabel Kaline Vicente da Silva, Prof. Dr. Djalma Ribeiro da Silva, orientador	347
FORMULAÇÃO DE SISTEMAS DE PASTAS PARA COMPRESSÃO DE CIMENTO UTILIZANDO CINZA DE BIOMASSA	349
Lornna Lylian de Araújo Galvão.....	349



OBTENÇÃO DE SISTEMAS MICROEMULSIONADOS, A BASE DE ÓLEO VEGETAL, PARA APLICAÇÃO COMO FLUIDO DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO 352

 Pollyana da Silva Lima, Vanessa Cristina Santanna 352

RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO POR EMBEBIÇÃO: EFEITO DA MOLHABILIDADE E TIPO DE ROCHA 354

 Tatiana de Andrade Borges, Vanessa Cristina Santanna 354

ESTUDO DE SISTEMAS MULTICOMPONENTES APLICADOS À INJEÇÃO DE VAPOR 356

 Tiago Pinheiro de Carvalho, Wilson da Mata, Jennys Lourdes Meneses Barillas... 356

MODELAGEM MATEMÁTICA E EXPERIMENTAL DA PERDA DE INJETIVIDADE EM POÇOS CANHONEADOS 359

 Vanessa Limeira Azevedo Gomes, Adriano dos Santos 359



UTILIZAÇÃO DA DINÂMICA DE FLUIDOS E DA TEORIA DA PERCOLAÇÃO PARA MODELAGEM DA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS

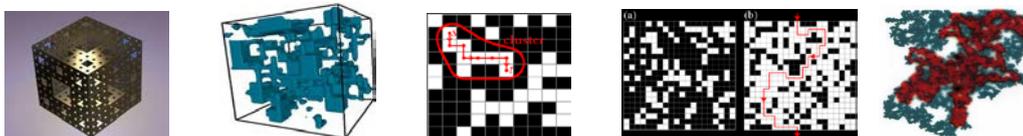
Adam Smith Nunes Costa¹, Madras Viswanathan Gandhi Mohan², Liacir Dos Santos Lucena²

Bolsista MSc PRH-43, ANP. E-mail: adam_costa@hotmail.com. ¹Departamento de Engenharia do Petróleo - UFRN, ²Departamento de Física – UFRN

MOTIVAÇÃO/DESAFIOS: Quando pensamos em efetuar uma perfuração, torcemos para que a operação seja a mais produtiva possível, e sabemos que é através de um conjunto de conhecimentos que são feitas as devidas estimativas das reservas para termos o maior índice de precisão nos fatores de retirada máxima de óleo. Para isso, o conhecimento prévio do reservatório é essencial para o sucesso da operação. Aplicar o estudo da física dos sistemas complexos na indústria do petróleo é bastante motivante, pois as teorias atualmente utilizadas como fluxo nos meios porosos, teoria da Percolação e o estudo dos fractais, nos fornecem estimativas estatísticas bastante precisas quando se quer obter um maior índice de precisão do campo estudado.

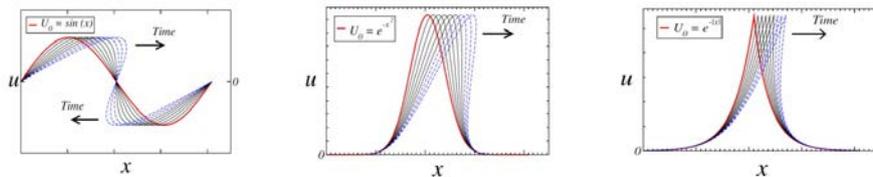
OBJETIVO: Podemos aumentar a eficiência na retirada de óleo de dentro do reservatório quando se conhece a fundo o meio em que o petróleo se encontra. O conhecimento estrutural, os caminhos a serem percorridos pelo óleo e o tamanho dos aglomerados em que o petróleo se encontra nada mais é que um estudo de fluxo nos meios porosos. O que se pretende é buscar estas e outras informações estudando a distribuição do óleo dentro do meio poroso, para que possamos obter o máximo de informações contidas no reservatório, buscando assim um aumento na precisão de fatores importantes como, por exemplo: O local exato da perfuração de um poço, ou de como utilizar com mais eficiência os métodos especiais de recuperação de petróleo em um determinado reservatório, para que possamos aumentar gradativamente os índices de produção e recuperação.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: O conhecimento do comportamento do óleo no meio poroso nos fornece informações importantes do reservatório como o tamanho dos aglomerados que contém o óleo, conexões dos aglomerados, a probabilidade do aglomerado maior permitir a passagem do fluxo de óleo, podendo até prever a caminhada aleatória do petróleo dentro do meio desordenado. Abaixo temos imagens que ilustram e modelam o meio poroso, onde são explicados através da teoria da percolação, fluxo nos meios porosos e fractalidade.

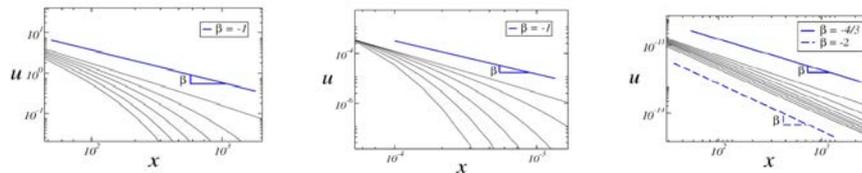


Aqui temos um exemplo de dimensão fractal primeiramente em 3D, simulando um reservatório de petróleo, em seguida temos uma amostra do hidrocarboneto contido nos poros da rede fractal 3D, depois temos uma amostra probabilística de aglomerados que possam ou não conter óleo e logo depois uma simulação da não passagem ou passagem do fluxo, utilizando o modelo de percolação em 2D. É unindo teorias poderosas como a percolação, o estudo dos fractais e a dinâmica dos fluidos, que descrevemos o meio poroso para obter informações mais precisas do reservatório, auxiliando assim na perfuração e na recuperação do óleo.

RESULTADOS OBTIDOS: Sabemos que fluxo no meio poroso na maioria dos casos se comporta de maneira turbulenta devido ao alto grau do número de Reynolds e porosidade. As ondas de fluxo neste regime se comportam como redemoinhos na passagem pelos poros. Utilizando ferramentas computacionais como o XMGRACE e MATLAB, simulamos as ondas turbulentas que apresentam características dinâmicas semelhantes às ondas de fluxo em regime turbulento, onde essas ondas são descritas pela equação de Burger. Escolhemos três tipos de ondas de choque evoluindo no tempo para estudo, onde tais tipos ondas se assemelham perfeitamente as possíveis ondas de fluxo em um regime turbulento. Logo após, aplicamos um FFT (Fast Fourier Transform) em cada onda até o momento crucial de sua quebra 'ondas em preto', onde teremos as caudas de energia da onda no espaço das frequências para as devidas análises espectrais.



As figuras acima simulam ondas de choque no regime turbulento antes do (FFT)



Espectro de energia das respectivas ondas obtidas pelo XMGRACE

Ao observarmos as caudas de energia em escala Log x Log, vimos que os espectros das ondas se comportam como lei de potência, tendo assim uma representação de algo com certo grau de fractalidade, onde os expoentes representam com exatidão a fractalidade do meio. Com isso, já sabemos que o fluxo encontra-se em um meio com uma geometria bastante conhecida, e apresentando características como sendo algo livre de escala, que é algo que apresenta propriedades de lei de potência e que seguem certas características específicas como, por exemplo: Nós de grau alto (Expoente Alto) tendem a se conectar a outros nós de grau alto, como se fosse uma conexão preferencial. É algo que propõe que a probabilidade de um aglomerado grande se conectar a outro é proporcional ao seu grau, e tendo essas informações em mente, conseguimos assim ideias com respeito da geologia do reservatório e suas possíveis interligações, onde neste caso os expoentes serviram como uma espécie de impressão digital do meio em que o fluido se encontra, mostrando assim que o meio apresenta dimensão fractal com interligações geológicas bem determinadas.

AGRADECIMENTOS:





REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

STAUFFER, Dietrich; AHARONY, Amnon. Introduction to Percolation Theory. Revised Second Edition. Taylor & Francis, 1994.

HUNT, Allen G. Percolation Theory for Flow in Porous Media Second Edition. Springer, 2005.

P. King, J. S. Andrade Jr., S. V. Buldyrev, N. V. Dokholyan, Y. Lee, S. Havlin, and H. E. Stanley, "Percolation and Oil Recovery." Physica A, 266: 107-114 (1999).

L. R. da Silva, G. Paul, S. Havlin, D. R. Baker and H. E. Stanley "Distribution of Backbone Mass Between Non-Parallel Lines" Physica A 314 140 (2002).

L. R. da Silva, G. Paul, S. Havlin, D. R. Baker and H. E. Stanley "Scaling of Clusters and Backbone Mass Between Two Lines in 3d Percolation" Physica A 318 307 (2003).



ANÁLISE DO ESCOAMENTO MULTIFÁSICO EM BOMBAS CENTRÍFUGAS UTILIZADAS NO MÉTODO DE ELEVAÇÃO POR BCS

Aldrey Luis Morais da Silva¹, Carla Wilza Souza de Paula Maitelli²

Bolsista GRA PRH-43 ANP, Aldreyf1@hotmail.com, ¹Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte-UFRN, ²Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte- UFRN

MOTIVAÇÃO/DESAFIOS: O método de elevação artificial por Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), além de ser viável para a produção em terra (*onshore*) ou marítima (*offshore*), é uma das alternativas mais utilizadas quando ocorrem grandes vazões de líquido na produção de petróleo. Os principais equipamentos do BCS são: o motor de fundo, a bomba centrífuga, o selo, separador de gás, cabos elétricos, caixa de ventilação, variador de frequência e transformadores [1]

A bomba centrífuga componente do sistema será o foco deste trabalho. A bomba centrífuga é o principal componente do sistema Bombeio Centrífugo Submerso e problemas causados pela existência de gás livre dificultam a previsão do comportamento dos fluidos no interior da bomba, podendo gerar danos e posteriormente restringir o funcionamento dos equipamentos como um todo. Por este motivo se faz necessário o estudo da influência do gás no comportamento das bombas centrífugas típicas do BCS.

OBJETIVO: Através de um programa comercial, o ANSYS® CFX®, desenvolver simulações para descrever a influência da existência do gás livre nos canais de um estágio de uma bomba centrífuga típica de sistemas BCS.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: A presença de gás livre nos estágios de uma bomba centrífuga poderá causar prejuízo econômico para a indústria do petróleo, se ocorrer redução na produção de óleo devido a uma redução da altura de elevação gerada pela bomba. Quando os poucos recursos operacionais disponíveis para reduzir os efeitos da presença desse gás, tais como, a redução da pressão na superfície e a alteração da rotação do motor, não surtem efeito, a alternativa seria uma onerosa intervenção no poço para o aprofundamento, ou a troca do conjunto instalado. A intervenção em poços para troca de conjuntos subdimensionados representa custo. Quando os poços forem de completação submarina, em lâmina d'água profunda, o gasto financeiro pode ser muito alto. Portanto, justifica-se a necessidade de desenvolvimento de pesquisas em escoamento bifásico nos impelidores de bombas centrífugas [2].

RESULTADOS OBTIDOS: O primeiro passo das pesquisas foi a criação do modelo tridimensional da bomba (conjunto impelidor-difusor), com as medidas da bomba inseridas no módulo do programa ANSYS® CFX®. Muitos testes foram feitos com o fluido monofásico, isso serviu tanto para testar a própria eficácia do modelo da bomba, bem como para desenvolver alguns artigos. Partes desses resultados estão listadas na Tabela 1 abaixo.

Tabela 1. Valores de altura de elevação da água para o fabricante e o simulador

Nomenclatura	Vazão de cálculo volumétrica (m ³ /d)	Vazão de cálculo Mássica (Kg/s)	Altura de Elevação do fabricante (m)	Altura de Elevação do Simulador (m)
q ₀	600	6,94	12,8	12,05
q ₁	800	9,26	11,8	10,69
q ₂	900	10,41	11,3	9,9
q ₃	1000	11,57	10,8	9,49
q ₄	1200	13,88	9,6	8,5
q ₅	1400	16,20	7,6	6,99

Próximo passo foi o aprofundamento dos estudos sobre o escoamento multifásico, tanto na literatura disponível (livros, teses, artigos e etc.), como nos manuais do Programa Comercial ANSYS® CFX®.

O estudo realizado teve como principal objetivo, mostrar como devem ser utilizados alguns parâmetros que servirão de base para a compreensão desse tipo de fluxo (multifásico) em um estágio da Bomba Centrífuga Submersa. Alguns conceitos estão listados abaixo:

Modelos matemáticos (ex: modelo multifásico Euleriano-Euleriano, modelo multifásico de Rastreamento). Podem-se destacar também outros conceitos importantes, tais como: fração volumétrica de estagnação, velocidade superficial, força de arraste, dentre outros. O conhecimento desses conceitos, parâmetros e equações são de fundamental importância para a criação de uma mistura multifásica, e o posterior desenvolvimento das simulações no ANSYS® CFX®, pois se tem o propósito de obter dados do comportamento do fluido com essas características ao escoar pela BCS (Bomba Centrífuga Submersa).

AGRADECIMENTOS: Este trabalho está sendo desenvolvido no Laboratório de Automação em Petróleo (LAUT/UFRN), com o apoio do Programa de Recursos Humanos (PRH - 43/UFRN), ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), e da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- [1] THOMAS, J. E.; TRIGGIA, A.; CORREIA, C. A.; FILHO, C. V.; XAVIER, J. A. D.; MACHADO, J. C. V.; FILHO, J. E. de S.; PAULA, J. L. de; ROSSI, N. C. M. de; PITOMBO, N. E. S.; GOUVEIA, P. C. V. de M.; CARVALHO, R. de S.; BARAGAN, R. V. Fundamentos da engenharia de petróleo. Segunda edição. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.
- [2] ESTEVAM V. Uma análise fenomenológica da operação de bomba centrífuga com escoamento bifásico. 2002, 297f. Tese (Doutorado), Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo.

SIMULAÇÃO DO ESCOAMENTO MONOFÁSICO DE FLUIDOS VISCOSOS EM BOMBAS CENTRÍFUGAS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

Ana Carla Costa Andrade¹, Carla Wilza Souza de Paula Maitelli¹

Bolsista GRA PRH-43 ANP, ana.carla@chaparral.com.br, ¹Departamento de Engenharia do Petróleo - CT, Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN

MOTIVAÇÃO/DESAFIOS: Uma das diversas técnicas aplicadas aos processos de produção e exploração de petróleo é a elevação artificial, que utiliza equipamentos com o objetivo de promover um aumento na vazão e pressão em poços de óleo e de gás. A escolha do método de elevação depende de uma análise precisa do projeto e de fatores como custos iniciais de instalação, manutenção e condições existentes no campo produtor. Apesar da existência de outros métodos que apresentem baixo custo e fácil manutenção, o método BCS (Bombeio Centrífugo Submerso) mostra-se bastante eficiente quando a finalidade é produzir altas vazões de líquido, tanto em ambientes terrestres como marítimos, em condições adversas de temperatura, existência de gás livre na mistura e fluidos viscosos [2].

A utilização de sistemas operando por BCS vem crescendo ao longo das últimas décadas em função das vazões de produção e das novas tecnologias desenvolvidas para seus equipamentos de subsuperfície e superfície, o que aumentou a confiabilidade do método. Apesar desses fatores, a produção de fluidos viscosos ou muito viscosos pode reduzir o desempenho do sistema. Sendo assim, avaliar o escoamento de fluidos viscosos no interior das bombas centrífugas típicas de sistemas BCS é imprescindível para a previsão de falhas e baixo desempenho na utilização do método de elevação artificial por Bombeio Centrífugo Submerso.

OBJETIVOS: Neste trabalho foram realizadas simulações através de um programa comercial o ANSYS® CFX® 11.0 para descrever a influência da viscosidade do fluido monofásico nos canais de um estágio de uma bomba centrífuga típica de sistemas BCS. Os objetivos da pesquisa são: desenvolvimento de simulações utilizando modelos monofásicos com água, definição do modelo matemático para as equações de conservação no caso de escoamentos viscosos na bomba centrífuga, modelagem e simulações do escoamento viscoso em um estágio da bomba centrífuga e comparação com dados experimentais [1].

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: Por definição, o BCS é um método de elevação artificial em que um motor elétrico de subsuperfície transforma a energia elétrica em mecânica e uma bomba centrífuga de múltiplos estágios sobrepostos converte a energia mecânica do motor em energia cinética, elevando o fluido à superfície. Problemas como viscosidade elevada no interior da bomba afetam seu funcionamento e podem ocasionar falhas e até paradas no sistema. Uma precisa avaliação dos efeitos da viscosidade pode ajudar na prevenção de problemas advindos da redução no desempenho do sistema quando estes trabalham com óleos viscosos ou muito viscosos.

RESULTADOS OBTIDOS: Como resultados finais das simulações, conclui-se que o modelo tridimensional em estudo é adequado para a simulação de uma bomba centrífuga de fluxo misto, tanto para a água como para fluidos viscosos (óleos), pois os resultados foram compatíveis quando comparados com dados experimentais existentes (Figura 01).

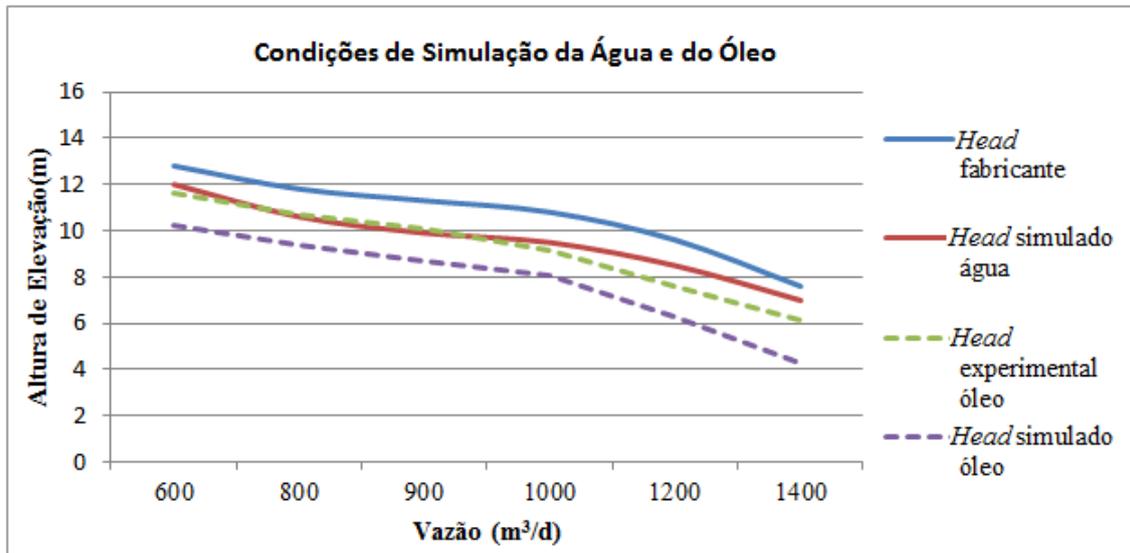


Figura 01: Condições de simulação da água, 3500rpm e 1cp e condições de simulação do óleo, 3500rpm e 60cp.

AGRADECIMENTOS: Este trabalho foi desenvolvido no Laboratório de Automação em Petróleo (LAUT/UFRN), com o apoio do Programa de Recursos Humanos (PRH-ANP 43/UFRN).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- [1] AMARAL, G. D. L. *Modelagem do escoamento monofásico em bomba centrífuga submersa operando com fluidos viscosos*. 2007, 260f. Dissertação (Mestrado), Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo.
- [2] MAITELLI, C. W. S. de P. *Simulação do escoamento monofásico em um estágio de uma bomba centrífuga utilizando técnicas de fluidodinâmica computacional*, 2010, 182 f. Tese (Doutorado), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, UFRN, Natal, RN.

MODELAGEM EXPERIMENTAL DA PERDA DE INJETIVIDADE

Adriano José do Amaral Mello Bonato¹, Adriano dos Santos²

Bolsista MSc PRH-43 ANP, bonatto@yahoo.com. ¹Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, ²Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte

MOTIVAÇÃO/DESAFIOS: Durante a injeção ou reinjeção de água, partículas em suspensão ficam retidas no meio poroso causando dano à formação e perda de injetividade. Em geral, a retenção das partículas ocorre nas proximidades da face de injeção, esse fato ocorre, na maioria dos casos, por exclusão pelo tamanho. A modelagem da filtração e do consequente dano à formação é essencial para o gerenciamento de projetos de injeção de água em reservatórios de petróleo. Assim, modelos matemáticos são estudados para melhor prever a distribuição das partículas ao longo do meio poroso e determinar os parâmetros de ajuste para perda de injetividade. Dentre esses modelos, tem o modelo clássico que consiste em determinar os parâmetros de ajuste (coeficientes de filtração e de dano à formação). A metodologia utilizada na modelagem se deu a partir das equações de conservação de massa, cinética de retenção de partículas, a equação de Darcy modificada e à função dano de formação.

OBJETIVO: Este trabalho teve por objetivo aprimorar a modelagem experimental, incluindo o desenvolvimento de um software para aquisição e tratamentos de dados experimentais, considerando o número variável de medidas de pressão ao longo da amostra. O software foi desenvolvido utilizando a plataforma Labview 2011 e permite a determinação dos parâmetros relevantes para previsão da perda de injetividade em poços injetores de água. Além disso, baseado no modelo tradicional da filtração em meios porosos (incluindo filtração profunda e formação do reboco externo), o software foi aplicado para previsão da perda de injetividade além das propriedades do reboco. Finalmente, os modelos clássicos para o transporte de suspensões e de dano à formação foram verificados.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: Com a determinação dos parâmetros de filtração profunda e de dano à formação é possível o entendimento da perda de injetividade que rege determinado reservatório durante a injeção de água, fornecendo meios de auxiliar com maior precisão no desenvolvimento de um programa para o gerenciamento de injeção de água (tratamentos físicos e químicos da água injeção ou reinjeção, com separação dentro do poço ou no fundo do mar, descarte de resíduos) e o planejamento da estimulação do poço.

RESULTADOS OBTIDOS: No modelo clássico, todos os mecanismos de retenção são representados por apenas um coeficiente de filtração. Também foi mostrado que o perfil de retenção pode influenciar fortemente a perda de injetividade. Entretanto, o modelo clássico apresentou desvios significativos em relação aos dados experimentais estudados. Essas discrepâncias são atribuídas, principalmente, ao mecanismo de exclusão pelo tamanho. De forma geral, quanto mais intenso for o mecanismo de exclusão pelo tamanho, maior a discrepância entre a modelagem clássica e os dados experimentais. Foi desenvolvido um software para aquisição de dados e determinação dos parâmetros da modelagem clássica (método dos três pontos de pressão). Para a validação do software desenvolvido, foram utilizados dados de pressão da literatura para permitir a comparação dos parâmetros λ e β obtidos.

DADOS DE ENTRADA

Co	Q	ϕ	Ko(mD)
6E-5	1,111E-6	0,225	1650,95
w1	w2	Dp(m)	D(m)
0,193554847	0,596774193	1,1E-5	0,025
U(m/s)	Área(m2)	L(m)	
0,00226331	0,000490874	0,062	

COEFICIENTES DETERMINADOS

Coefficientes de Filtração	Coefficientes de dano à formação	Propriedades do Reboco	
$\lambda_1=181,247$	$\beta_1=169,332$	$\phi_{c1}=0,062567$	$kc_1=0,22795$ mD
$\lambda_2=151,599$	$\beta_2=169,344$	$\phi_{c2}=0,063158$	$kc_2=0,23462$ mD
		$\phi_c=0,0631645$	$kc=0,23469$ mD

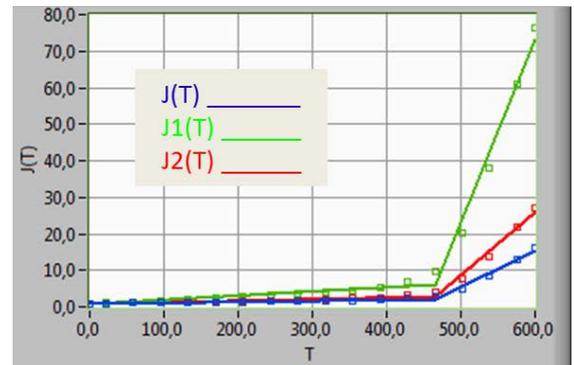


Gráfico 01- Resultados utilizando o programa desenvolvido
 Dados da literatura (Vanden Broek *et. al* 1999)

AGRADECIMENTOS: Programa de Recursos Humanos ANP – PRH-43, PETROBRAS, Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo - PPGCEP, Centro de Pesquisas Petrobras - CENPES.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

Bedrikovetsky P.G., Marchesin, D., Shecaira, F., Serra, A. L. and Resende, E., 2001. Characterization of Deep Bed Filtration System from Laboratory Pressure Drop Measurements, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v.64, No. 3, p.167-177.

HERZIG, J.P.; D. M. LECLERC, and P.LEGOFF Flow of suspension through porous media: Application to deep filtration, *Ind. Eng. Chem. Res.*, n.62, p.129– 157, 1970.

McDowell-Boyer, L. M.; Hunt, J. R. and Sitar, N Particle transport through porous media, *Water Resour. Res.* Vol 22 (13), p.1901-1921, 1986.

MOGHADASI, j; MÜLLER-STEINHAGEN, h; JAMIALAHMADI, m; SHARIF, A. Theoretical and experimental study of particle movement and deposition in porous media during water injection – *Journal of Petroleum Science and Engineering* v.43, p163-181, 2004.

Pang, S., Sharma, M. M., (1997) “A Model for Predicting Injectivity Decline in Water-Injection Wells”. SPEFE

SANTOS, A; BARROS, P.H.L Multiple Particle Retention Mechanisms during Filtration in Porous Media, *Environ. Sci. Technol.*, Vol 44, p.2515-2521, 2010.

Sharma, M. M.; Pang, S.; Wennberg, K. E.; Morgenthaler, L. N Injectivity Decline in Water-Injection Wells: An Offshore Gulf of Mexico Case Study. *SPE Prod. & Facilities*, Vol 15 (1), 2000.

SHECAIRA, F. S., BRANCO, C.C.M, SOUZA, A. L., PINTO, A. C., HOLLEBEN, C. R. C, JOHANN, P. R. S., IOR: The Brazilian Perspective., *SPE 75170*, 2002.

Wennberg, K. I., and Sharma, M.M., 1997. Determination of the filtration coefficient and the transition time for water injection wells, SPE 38181.

MODELAGEM DAS EQUAÇÕES DE FLUXO, BIDIMENSIONAL, PARA RESERVATÓRIOS DE ÓLEO LEVE

Bruno Augusto Gomes¹, Jennys Lourdes Meneses Barillas¹

Bolsista GRA PRH 43 ANP, E-mail brunoag_ufrn@yahoo.com.br, ¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Departamento de Engenharia de Petróleo

MOTIVAÇÃO/DESAFIOS: A simulação numérica de fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo já demonstrou ser um instrumento de extrema importância na avaliação e desenvolvimento de áreas existentes e recém-descobertas. Utilizando modelos matemáticos e computacionais é possível obter informações quanto o comportamento atual e futuro da reserva, em termos de pressão, vazão de produção, ou até mesmo, desenvolver soluções para diversas situações em que os reservatórios podem se encontrar. Com a crescente descoberta de jazidas, com grande potencial de produção, criar uma ferramenta para ajudar na tomada de decisão da escolha da melhor maneira de produção, ou até mesmo na recuperação de óleo, é fundamental para a indústria do petróleo [1].

OBJETIVO: Criar uma ferramenta computacional capaz de retratar parâmetros dos reservatórios com qualidade e eficiência.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: A simulação numérica proporcionou a possibilidade de prever o desempenho futuro da jazida, definindo métodos e meios para aumentar, da forma mais econômica possível, sua recuperação final. O estudo da engenharia de reservatório é importante nos dias de hoje, pois é o meio mais comum de prever o fluxo de fluidos em meios porosos. Isso ajuda na caracterização dos reservatórios, na identificação de barreiras e de propriedades próximas aos poços. A análise dos resultados de uma simulação permite definir um plano de desenvolvimento para o reservatório que aperfeiçoe uma função-objetivo econômica ou técnica, o que possibilita também avaliar o comportamento do reservatório com maior confiabilidade [2].

RESULTADOS OBTIDOS: Após desenvolver a matriz de transmissibilidade para o modelo “Black oil”, em uma dimensão, para óleo leve, e construir um programa em FORTRAN para a resolução das equações de transmissibilidade, foi possível realizar uma modelagem de reservatório sintético e homogêneo para análise dos resultados, comparando-os com um programa comercial.

Na Figura 1 que representa a Vazão de óleo versus Tempo entre os dois simuladores, podemos perceber que ocorre uma diferença numérica entre as vazões, porém as curvas simuladas possuem comportamentos similares, divergindo apenas por uma queda de vazão após o segundo ano de simulação do Eclipse que depois se mantém em um patamar constante, assim como no BPRh-43 [3][4].

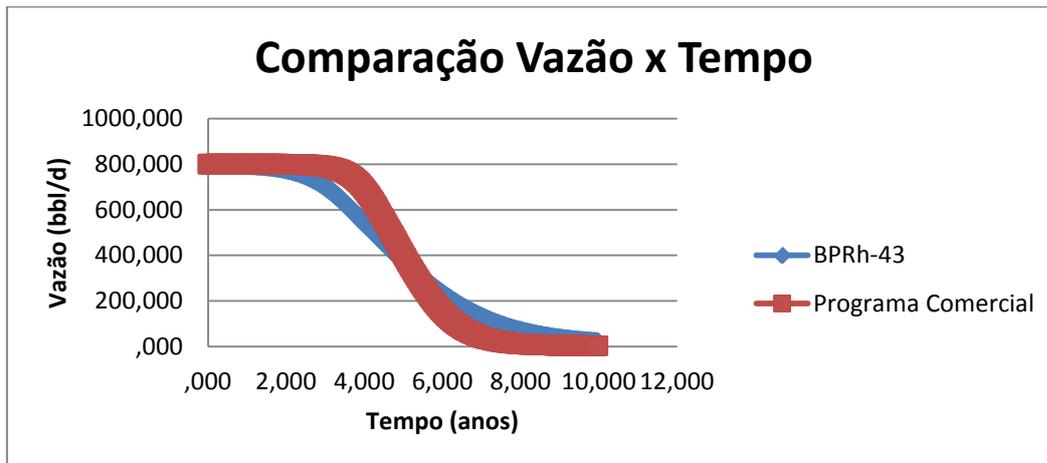


Figura 1 – Comparação de vazão óleo versus tempo

A Figura 2 abaixo compara a coerência dos resultados entre o simulados BPRh-43 e o simulador comercial. A comparação entre as curvas geradas por um simulador comercial e pelo simulador criado denominado BPRh-43 nos mostra uma tendência de comportamento similar, levando-se em consideração a diferença no método de diferenças finitas empregado nos simuladores [3][4].

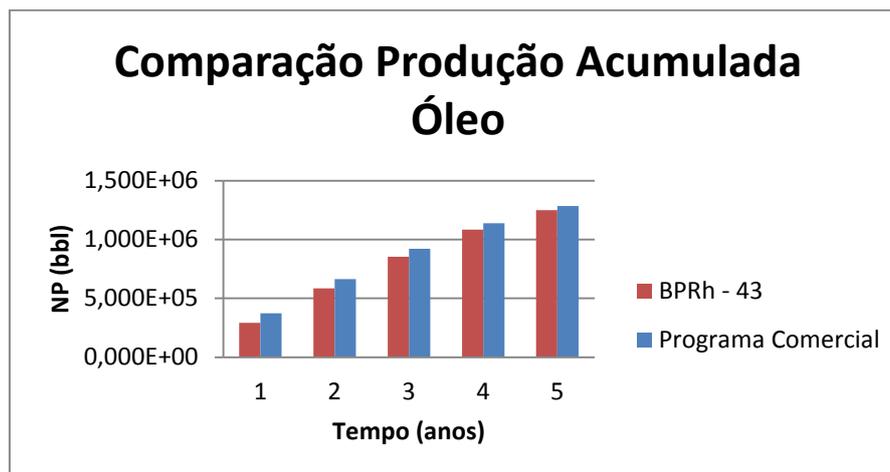


Figura 2 – Comparação de Produção acumulada de óleo

AGRADECIMENTOS: Gostaria de agradecer ao Programa de Recursos Humanos N° 43, a ANP e a Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Muito obrigado!

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- [1] Leitão, H. C.; SCHIOZER, D. J..Ajuste de Histórico Automatizado Através de Otimização Multivariada e Paralelização Externa,1998
- [2] Aziz, K. and Settari, A., 1979, Petroleum Reservoir Simulation, Applied Science Publishers Ltd., London, 476 pp.
- [3] Peaceman, D.W., Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation, Amsterdam, Elsevier Scientific Publishing Company, 1977;
- [4] FEITOSA, G. S., 1987, Um simulador analítico de reservatório, I Encontro Técnico sobre Simulações Matemáticas de Reservatórios, Nova Friburgo, 8-13 November, 11 pp.

DESENVOLVIMENTO DE UMA TECNOLOGIA PARA CONTROLE DE VELOCIDADE EM PIG'S

Ciro Rodolfo Santos Silva¹, Dr^a. Carla Wilza Souza de Paula Maitelli¹

Bolsista GRA PRH-43 ANP, ciorodolfo@gmail.com. ¹Departamento de Engenharia de Petróleo, Centro de Tecnologia, UFRN,

MOTIVAÇÃO/DESAFIOS: Com o aumento cada vez maior da demanda de gás natural, operações de inspeção em gasodutos se fazem necessárias para mantê-los em boas condições de operação. A melhoria na qualidade das ferramentas de inspeção interna tais como PIG instrumentado de alta resolução, tem contribuído para se obter um retrato mais fiel da existência de corrosão, trincas, mossas, defeitos de fabricação, amassamentos, etc. A eficiência e segurança de uma operação com PIG demandam que diversos parâmetros operacionais, tais como pressões máximas e mínimas no duto e velocidade de movimentação do PIG sejam bem avaliados durante a etapa de planejamento e mantidos dentro de determinados limites durante o acompanhamento da operação. O difícil controle da velocidade do PIG no interior do duto sempre foi motivo de preocupação e um desafio a ser vencido pelas empresas que prestam esse serviço, por essa razão iniciou-se um estudo para desenvolver uma ferramenta que pudesse ajudar no controle da velocidade do PIG utilizando uma válvula *by-pass* que restringe a passagem de gás fazendo com o que o diferencial de pressão e consequentemente a velocidade pudessem ser controlados. A pesquisa se dividiu em duas partes, a comprovação que o funcionamento da válvula realmente pudesse controlar a velocidade, e um estudo através de simuladores comerciais para o teste de queda de pressão através de um modelo de válvula apresentado.

OBJETIVO: Desenvolver uma ferramenta que pudesse ajudar no controle da velocidade do PIG utilizando uma válvula *by-pass* que restringe a passagem de gás fazendo com o que o diferencial de pressão e consequentemente a velocidade pudessem ser controlados.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: O PIG é um dispositivo cilíndrico ou esférico concebido e utilizado inicialmente com a finalidade de limpar o interior de dutos. Pode ser desde um simples cilindro em espuma até mesmo um dispositivo mais complexo como uma estrutura metálica de forma cilíndrica, que utiliza disco transversal como guia e vedador. Atualmente os PIG's são utilizados tanto para limpar como para inspecionar o interior do duto. Neste último caso são chamados de PIG's instrumentados, na indústria petrolífera o uso desta tecnologia é praticamente indispensável devido as restrições quanto a integridade dos dutos visando a garantia da melhor eficiência e segurança no processo.

RESULTADOS OBTIDOS: De acordo com os resultados observa-se claramente que o aumento da queda de pressão através da válvula à medida que o percentual de fechamento é aumentado, lembrando-se que a velocidade do PIG é diretamente proporcional ao diferencial de pressão entre ele, é claramente viável o uso da válvula de *by-pass* para controlar a velocidade do PIG. A Tabela 01 mostra as variações de pressões obtidas com diferentes tipos de abertura da válvula *by-pass*.

Tabela 01: Variação de Pressão com diferentes aberturas da válvula de *by-pass*.

<i>Caso</i>	<i>Queda de Pressão (Pa)</i>
100% Aberta	2000
33,33% Fechada	4400
83,33% Fechada	14900
100% Fechada	38400

AGRADECIMENTOS: PRH-43, ANP, UFRN, LAUT/UFRN e a FINEP

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

TOLMASQUIM, Sueli Tiomno. PROJETO E CONTROLE DA OPERAÇÃO DE PASSAGEM DE PIGS EM DUTOS. 2004. 105 f. Tese (Mestrado) - Puc, Rio de Janeiro, 2004.

NIECKELE, A.O., BRAGA, A.M.B., AZEVEDO, L.F.A., Transient Pig Motion through Gas and Liquid Pipelines, *Journal of Energy Resources Technology*, 123, 2001, 260-269.

MATHEWS, L., KENNARD, M.: “Velocity Control of Pigs in Gas Pipelines”, *Pipeline Pigging & Integrity Technology*, J. Tiratsoo, ed., 3rd. Scientific Surveys Ltd., PO Box 21, Baconsfield HP9 1NS, Uk, Chapter 1, pp.35-47, 2003.

S.M. HUSSEINALIPOUR, A. ZARIF KHALILI, and A. SALAMI, “Numerical simulation of pig motion through gas pipelines,” presented at 16 th Australasian Fluid Mechanics Conference, Crown Plaza, Gold Coast, Australia, December 2007.

SISTEMA ATMOSFÉRICO DE DISPERSÃO DE ÁGUA TRATADA PRODUZIDA

Dayana de Lima e Silva¹, Prof. Dr. Wilaci Eutrópio Fernandes Junior¹

Bolsista GRA PRH-43 ANP, E-mail dayana@ufrnet.br, ¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Departamento de Engenharia de Petróleo

MOTIVAÇÃO/DESAFIOS: A produção de água é realidade inerente à produção do petróleo sendo, em muitos casos, de volume muito maior que o do óleo produzido. Geralmente o destino dado às águas produzidas, após tratamento, é o da reinjeção nos poços, descarte para os mananciais ou reuso industrial. Existem casos em que os destinos atualmente empregados não podem ser utilizados, seja por alto custo, por impossibilidade de recebimento do local de destino ou por não haver facilidades ainda desenvolvidas. Essa realidade motivou esse trabalho para o emprego de um sistema de dispersão atmosférico da água produzida aumentando as possibilidades de descarte desta água, proporcionando maior produção do petróleo ou redução de perdas a ela associadas.

OBJETIVO: O objetivo deste trabalho é estudar as possibilidades de um atomizador para dispersar água produzida tratada de reservatórios de petróleo a fim de descartá-la em meio atmosférico atendendo a legislação vigente e com base em fundamentos físicos e matemáticos de dispersão. Isso impulsionado pela necessidade de novas técnicas e novos fins para a água produzida tratada de reservatórios de petróleo, em curto prazo e a médio-longo prazo visando os campos do pré-sal.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: Em virtude dos grandes volumes de água produzida e da necessidade de novos meios de um descarte seguro, esse projeto se mostra exequível no âmbito industrial. Em relação às possibilidades operacionais, o projeto é viável economicamente em virtude dos baixos custos de implantação, transporte e manutenção, além de necessitar de pressões bastante inferiores às de injeção, reduzindo o custo de energia elétrica e de não exigir perfurações de poços. Como benefícios sócio-econômico-ambientais têm-se: Melhoria do micro-clima da região em torno do sistema de dispersão; Ganho social; Antecipar os resultados de produção de poços com alto BS&W e distante das facilidades de produção (não necessita de perfurar poços de injeção); Antecipação de receita; Possibilita operar em paralelo com sistemas hoje implantados; Aumenta a flexibilidade operacional. O sistema utiliza a energia eólica para promover a dispersão atmosférica e o transporte da água produzida.

RESULTADOS OBTIDOS: É preciso restringir os domínios do descarte a fim de adequá-lo as condições ambientais vigentes e à modelagem matemática. Em virtude das extensões, o sistema de dispersão proposto se enquadra na Microescala conforme a Tabela 1.

Tabela 1 - Extensões das escalas de movimento

		Escalas		
		Sinótica	Mesoescala	Microescala
Extensões	Horizontal	100 km a 300 km	Até 1 km	100 m a 500 m
	Vertical	14 km	100 km	10 m

345



As dimensões referidas na Tabela 1 para a microescala, consideram os movimentos resultantes dos efeitos aerodinâmicos das edificações, da rugosidade das superfícies e da cobertura vegetal. Nesta, quaisquer pequenos obstáculos interferem na trajetória da dispersão.

O modelo teórico numérico (pluma gaussiana) baseou-se na poluição atmosférica sendo por isso, uma investigação mais abrangente para o melhoramento do sistema.

AGRADECIMENTOS: A Universidade Federal do Rio Grande do Norte pela estrutura física e pelo corpo docente qualificado. Ao PRH-ANP 43 pelo suporte financeiro e oportunidades acadêmicas e de vida oferecidos. A Petrobras pelo incentivo e apoio ao curso de Engenharia de Petróleo. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e ao Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás (PRH-ANP/MCT) pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

BOÇON, F.T. - Modelagem matemática do escoamento e da dispersão de poluentes na microescala atmosférica - Tese de doutorado – UFSC - Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica - Área de Concentração: Ciências térmicas – 1998 - Florianópolis - SC, Brasil.

DOURADO, H.O. - Dissertação de Mestrado: Estudo da dispersão de gases odorantes ao redor de obstáculos através do modelo de pluma flutuante – 2007.

HENRY, J.G e Heinke, G.W. - Ingeniería Ambiental: Prentice Hall, México, 1999.

LISBOA, H. M. - Controle da Poluição Atmosférica; 2010.



AVALIAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PREPARO DE AMOSTRAS PARA DETERMINAÇÃO DE METAIS EM PETRÓLEO POR HR CS AAS E ICP-OES

Izabel Kaline Vicente da Silva¹, Prof. Dr. Djalma Ribeiro da Silva, orientador¹

Bolsista MSc PRH-43 ANP, E-mail: izabel_quimica@hotmail.com, ¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Petróleo

MOTIVAÇÃO/DESAFIOS: O petróleo consiste, basicamente, de uma mistura de hidrocarbonetos (parafínicos, naftênicos e aromáticos), porém, elementos metálicos e metalóides também podem compor essa matriz, principalmente na forma de compostos organometálicos ou na forma de dispersão de colóides inorgânicos. O teor de metais de um petróleo influencia na qualidade de todos os produtos refinados, já que, a presença de elementos metálicos é geralmente indesejável e também influencia no seu preço. Por essa razão e devido à reconhecida toxicidade de algum desses elementos traço, suas concentrações devem ser monitoradas regularmente no petróleo e nos produtos refinados. Muitos métodos têm sido desenvolvidos para determinação desses metais em petróleo.

OBJETIVO: O objetivo desse trabalho é avaliar comparativamente três metodologias de preparo de amostra, para posterior determinação de metais traço em petróleo por espectrometria de absorção atômica de alta resolução com fonte contínua (HR CS AAS) e espectrometria de emissão ótica com plasma indutivamente acoplado (ICP-OES).

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: A presença de metais no petróleo e em seus derivados, mesmo em nível de traços, podem acarretar sérios problemas a indústria e ao meio ambiente. Além de poluentes, podem influenciar em compostos, reduzindo a sua estabilidade, eficiência e envenenando catalisadores irreversivelmente. A determinação de metais traço torna-se difícil neste tipo de amostra, devido a matriz complexa e a baixa concentração desses elementos. Com isso, várias metodologias estão sendo aplicadas para o preparo de amostras antes de serem analisadas. A espectrometria de absorção atômica (AAS) tem sido uma das técnicas mais empregadas para o controle de elementos traço nesse tipo de amostra, devido a sua sensibilidade e seletividade, no entanto a ocorrência de interferências sempre foi um limitante quanto a forma de introdução da amostra. A espectrometria de absorção atômica de alta resolução com fonte contínua (HR CS AAS) surge como uma técnica nova que com seu superior sistema de correção de fundo possibilita diferentes preparos de amostras inclusive a análise direta da amostra sólida, requerendo pequenos volumes de amostra, diminuindo a possibilidade de contaminação, geração de menos resíduos contribuindo com a química verde. No entanto a análise direta de sólidos não é um procedimento trivial requerendo um amostrador de amostras sólidas e um eficiente sistema de correção de fundo. Preparos de amostras alternativos que visem permitir a minimização da influência de propriedades como viscosidade e tensão superficial do petróleo permitem a introdução de amostras de petróleo em diversos equipamentos que comumente trabalham com amostras líquidas, como forno de grafite e mesmo o ICP-OES. As microemulsões surgem como um interessante método de preparo de amostra por ser um método rápido de preparo de amostra. A digestão ácida é o método de preparo de amostra mais amplamente explorado em química analítica, no entanto a digestão efetiva de amostras complexas como petróleo sempre representam um desafio ao analista.

RESULTADOS OBTIDOS: Digestão ácida assistida por microondas foi o primeiro método de abertura de amostra avaliado. O processo de otimização da melhor condição de digestão foi otimizado de forma multivariada.

Foram realizados diferentes planejamentos experimentais para otimização do método utilizado para abertura das amostras usando digestão ácida. Para esse ensaio foi utilizado um espectrômetro de emissão ótica com plasma indutivamente acoplado (ICP-OES), da Thermo, operado na visão radial. Os analitos monitorados foram: V, Zn, Cu, Ni, Ca, Fe e C.

O primeiro planejamento realizado considerou a influência de 4 fatores no processo de digestão: Volume de ácido nítrico (mL), volume de peróxido de hidrogênio (mL), potência (W) e tempo de reação (min). Para ambos analitos o fator volume de ácido nítrico não foi significativo, sendo este fator mantido em 4 mL, conforme ponto central do planejamento para todos ensaios posteriores. Os outros três fatores (volume de peróxido, potência e tempo) foram, distintamente para os analitos, significativos, assim como a interação entre eles. Um segundo planejamento fatorial tipo Box Behnken, para os três fatores (volume de peróxido, potência e tempo). Superfícies de máximo foram obtidas. A condição ótima para abertura de amostra por digestão ácida assistida por microondas foi: tempo de 7 min, volume de H₂O₂ de 7 mL e Potência de 700W, conforme pode-se observar na Figura 1. Condições estas que foram utilizadas na determinação desses elementos por ICP-OES.

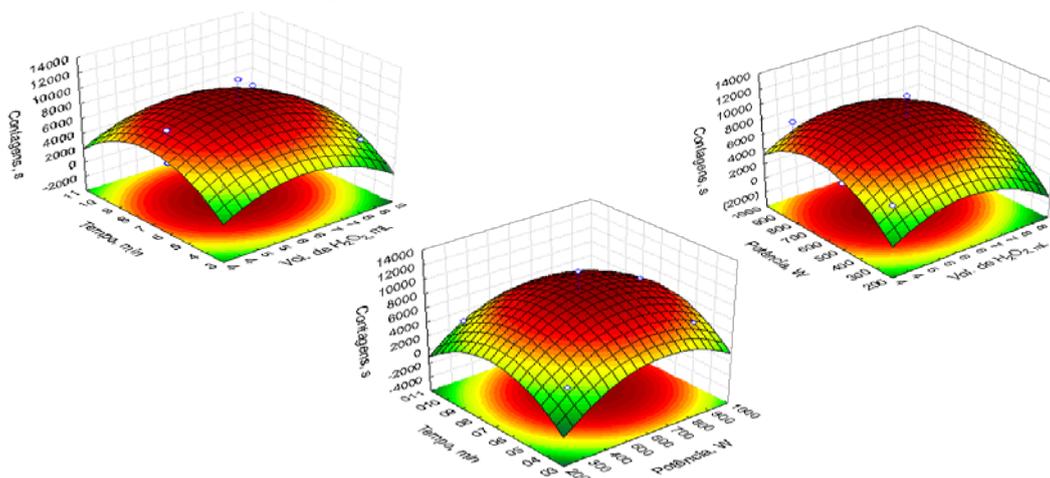


Figura 1. Superfícies de resposta obtidas para o C pelo planejamento Box Behnken para otimização do processo de digestão de amostra de petróleo auxiliado por microondas.

AGRADECIMENTOS: A Universidade Federal do Rio Grande do Norte, ao PRH-ANP 43, a Petrobras, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e ao Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

ASTM D7691 - 11 Método de Teste Padrão para Análise multielementar de óleos crus utilizando plasma indutivamente acoplado espectrometria de emissão atômica (ICP-AES). <http://www.astm.org/Standards/D7691.htm>, acessado em 16 de agosto de 2012 as 15h04min.

DALEMOUNT, E. O Petróleo. 2.ed. SÃO PAULO. Difusão Europeia do Livro, 1961.

DAMIN, I. C. F.; Desenvolvimento de métodos analíticos para determinação de níquel e vanádio em petróleo por Espectrometria de absorção atômica em forno de Grafite. Porto Alegre – RS 2005.

FORMULAÇÃO DE SISTEMAS DE PASTAS PARA COMPRESSÃO DE CIMENTO UTILIZANDO CINZA DE BIOMASSA

Lornna Lylian de Araújo Galvão¹

Bolsista MSc PRH-43 ANP, lornnalylian@yahoo.com.br, ¹Programa Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo – PPGCEP, Centro de Ciências Exatas e da Terra – CCET, Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN

MOTIVAÇÃO/DESAFIOS: Estudos recentes têm comprovado que cinzas de biomassa, em particular, as geradas pela indústria sucroalcooleira apresentam atividade pozolânica e podem substituir o cimento em diversas aplicações, contribuindo para a redução de seu consumo e, conseqüentemente, do impacto ambiental causado pela produção desse material.

OBJETIVO: O objetivo deste trabalho é avaliar o comportamento da cinza de biomassa da cana-de-açúcar adicionada em substituição parcial ao cimento Portland Classe Especial nas concentrações de 10, 20 e 40% BWOC (*by weight of cement*) visando preservar as propriedades do estado fresco das pastas para cimentação de poços petrolíferos.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: Substituições de até 40% BWOC na cimentação de poços petrolíferos são possíveis, e contribuem para a diminuição do consumo de cimento pela indústria do petróleo e gás natural no Brasil, tornando-se vantajoso tanto do ponto de vista econômico como, principalmente, ambiental.

RESULTADOS OBTIDOS: Os resultados de reologia, tempo de espessamento e estabilidade mostraram que a adição de 40% da cinza de biomassa nas pastas de cimento preserva as propriedades fundamentais das mesmas, possibilitando a substituição do cimento pela cinza.

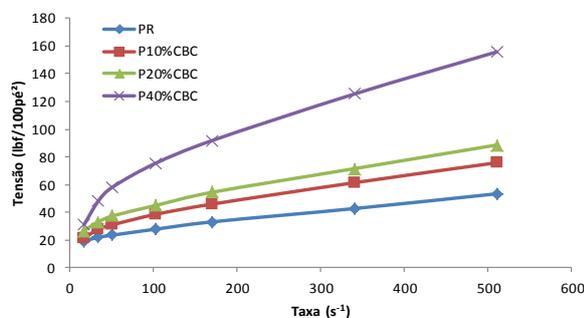


Figura 1: Reologia de pastas com diferentes concentrações de cinza

Observa-se que houve um aumento gradativo da viscosidade aparente das pastas com adição da cinza (CBC) em relação à pasta de referência (PR). A pasta com 40% de cinza (P40%CBC) apresentou diferença significativa. O aumento da viscosidade pode estar relacionado com o tamanho das partículas de cinza, inferior ao do cimento Portland. Isto aumenta a absorção de água do sistema, contribuindo para o aumento dos valores de viscosidade.

Nas Tabelas 1 e 2 são apresentados os resultados obtidos nos testes de estabilidade. Na Tabela 2, pode-se observar uma redução no rebaixamento do topo com a adição da cinza do bagaço da cana em relação à pasta de referência (PR). Não houve rebaixamento na pasta contendo 40% de cinza (CBC).

Os resultados dos pesos específicos das seções da pasta com 40% de cinza (CBC), apresentados na Tabela 2, mostram uma diferença menor que 0,5 lb/gal entre as seções (fundo para o topo), portanto, se esta pasta for utilizada em poços de petróleo, não haverá rebaixamento na parte superior do poço, resultando em homogeneidade ao longo do trecho cimentado. Desta forma, a bainha de cimento apresentaria seções com características e propriedades adequadas para aplicação.

Tabela 1: Rebaixamento médio do topo

Pastas	Rebaixamento médio (mm)
PR	4,68
P10%CBC	4,33
P20%CBC	4,20
P40%CBC	0

Tabela 2: Peso específico das seções da pasta contendo 40% de cinza (CBC)

Seções	ρ (lb/gal)
Topo	15,83
Interm. I	15,93
Interm. II	16,04
Fundo	16,10

De acordo com os resultados apresentados na figura 2 percebe-se que com o incremento da concentração de cinza, os valores de consistência inicial (entre 0-15 min) não foram elevados. Não houve, também, diferença significativa no tempo de pega das pastas. Entretanto, os resultados mostram que a pasta contendo 40% de cinza (CBC) tem tempo de bombeabilidade semelhante ao da pasta de referência (PR).

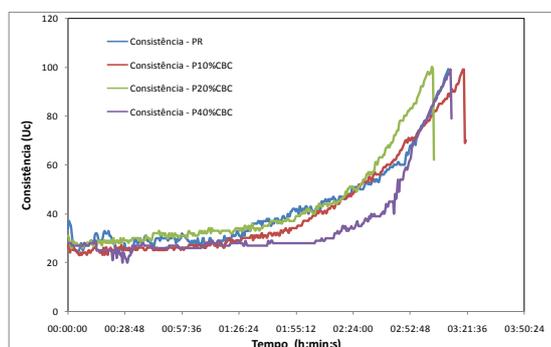


Figura 2. Curvas de tempo de espessamento

AGRADECIMENTOS: Agradeço o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP, do Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT e do Programa de Recursos Humanos da ANP.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

ANJOS, M. A. S. D. Adição do resíduo de biomassa da cana-de-açúcar em pastas para cimentação de poços petrolíferos produtores de óleos pesados. 2009. 172f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Materiais), Universidade Federal do Rio Grande do Norte.



FIESP/CIESP. Ampliação da Oferta de Energia Através da Biomassa. São Paulo, 2001.

PAULA, M. O. D. Potencial da cinza do bagaço da cana-de-açúcar como material de substituição parcial de cimento Portland. 2009. 77f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola), Universidade Federal de Viçosa, Viçosa.

SNELLINGS R.; MERTENS, E. G.; ELSSEN, A, J. Calorimetric Evolution of the Early Pozzolanic Reaction of Natural Zeolites. Journal of Thermal Analysis and Calorimetry, v. 101, p. 97–105, 2010.



OBTENÇÃO DE SISTEMAS MICROEMULSIONADOS, A BASE DE ÓLEO VEGETAL, PARA APLICAÇÃO COMO FLUIDO DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Pollyana da Silva Lima¹, Vanessa Cristina Santanna¹

Bolsista GRA PRH-43 ANP, polynha2002@yahoo.com.br,¹Departamento de Engenharia de Petróleo, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte

MOTIVAÇÃO/DESAFIOS: A utilização de sistemas microemulsionados, como fluidos de perfuração de poços de petróleo, produzidos a base de óleo vegetal, agregando valor a este óleo, ecologicamente correto, motiva a realização deste trabalho. Outro fator relevante que justifica a realização do mesmo é com relação ao benefício que trará para a indústria do petróleo, visto que estudos sobre fluidos de perfuração a base de microemulsão (sistema de alta estabilidade) ainda são pouco conhecidos.

OBJETIVO: Este projeto tem como objetivo obter e estudar as propriedades reológicas de microemulsões para caracterizá-las como fluidos de perfuração, utilizando para isso sistemas microemulsionados de baixo custo, a partir de óleos vegetais.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: Os fluidos de perfuração apresentam funções indispensáveis à perfuração de poços de petróleo e a escolha destes fluidos influencia consideravelmente no custo dessa operação. Caso as suas propriedades não satisfaçam as necessidades da perfuração, podem ocorrer diversos problemas inerentes, além de tornar a operação mais longa, o que representa aumento dos custos. Assim, a obtenção de um fluido mais eficiente, ou seja, mais estável e com propriedades melhoradas, através da escolha da composição e do tipo de aditivo adequados, pode ser responsável pela melhoria significativa da operação de perfuração poços de petróleo.

RESULTADOS OBTIDOS: Foram testadas algumas formulações de fluido compostas por: água, óleo de pinho (óleo vegetal), tensoativos aniônicos e álcool (etanol e isoamílico), com microemulsões de O/A (5 - 10% óleo) e A/O (55 - 60% óleo). No entanto, com a metodologia que estávamos utilizando para a preparação do fluido, foi observado que os fluidos testados não apresentaram boa capacidade de sustentação da baritina. Então, mudamos a metodologia para a preparação do fluido. Na nova metodologia adicionamos, primeiramente, o viscosificante (goma xantana, bentonita e CMC) à água e deixamos em hidratação por um período de 24 horas. Em seguida, são adicionados os outros constituintes do fluido. Estamos repetindo a análise reológica com as mesmas composições de fluido que tínhamos testado anteriormente e verificamos o aumento da capacidade dos fluidos de manter a baritina em suspensão. Nos ensaios reológicos com as formulações apresentadas na Tabela 1, é possível verificar que os fluidos de perfuração a base de microemulsão apresentam valores de viscosidade plástica dentro do desejado, porém os valores de limite de escoamento não foram satisfatórios.

Tabela 1: Valores de viscosidade plástica e limite de escoamento de fluidos de perfuração a base de microemulsão.

Fluido a base de microemulsão (composição)	Viscosificante	Viscosidade Plástica (cP)	Limite de escoamento (Pa)
O/A: 10% óleo de pinho + 65% água + 25% etanol/OMS + viscosificante + baritina	Bentonita	28,66	0,9462
	CMC	28,66	0,9462
	Goma Xantana	31,71	0,8688
O/A: 5% óleo de pinho + 65% água + 30% iso-amílico/OMS + viscosificante + baritina	CMC	25,85	0,2748
	Goma Xantana	28,29	0,8335
	Bentonita	26,93	0,2888
A/O: 15% água + 60% óleo de pinho + 25% iso-amílico/sabão base + viscosificante + baritina	CMC	28,36	0,2987
	Goma Xantana	28,05	0,7303
	Bentonita	15,41	2,345
A/O: 25% água + 55% óleo de pinho + 20% etanol/sabão base + viscosificante + baritina	CMC	27,42	0,3103
	Goma Xantana	27,12	0,1938
	Bentonita	30,51	0,3328

Entretanto, foram iniciados novos testes utilizando-se outro tipo de óleo vegetal que apresente ponto de fulgor mais adequado, pois para um fluido de perfuração a base de óleo é necessário que o mesmo apresente um ponto de fulgor mínimo de 82°C. Como o ponto de fulgor do óleo de pinho é 65°C, estamos utilizando, no momento, óleo de soja que tem ponto de fulgor igual a 350°C. No entanto, com o óleo de soja, as regiões de microemulsão obtidas em diagramas de fases foram muito pequenas, impossibilitando a escolha de uma formulação para os ensaios reológicos. Daí, precisaremos testar outros óleos vegetais com ponto de fulgor maior que 82 °C. Também modificaremos a fase aquosa do fluido de perfuração para solução salina, com o objetivo de adequar o fluido às perfurações de formações argilosas.

AGRADECIMENTOS: Ao programa de Recursos Humanos da ANP (PRH-43), estruturado através de uma parceria entre a ANP e a UFRN, que vem auxiliando o desenvolvimento dos conhecimentos relativos à indústria de Petróleo e Gás.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- [1] Friberg, S.E., Bothorel, P. Microemulsions: Structure and Dynamics. CRC Press, Boca Raton, 1987.
- [2] Machado, J. C. V. Reologia e escoamento de fluidos - Ênfase na Indústria de Petróleo. Interciência, 2002.
- [3] Mittal, K.L. Solution chemistry of surfactants. v. 1, 1 ed., New York: Plenum Press, 1979.
- [4] Robb, I.D. Microemulsions. New York: Plenum Press, 1981.

RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO POR EMBEBIÇÃO: EFEITO DA MOLHABILIDADE E TIPO DE ROCHA

Tatiana de Andrade Borges¹, Vanessa Cristina Santanna¹

Bolsita GRA PRH43-ANP, tathyborges@hotmail.com, ¹Departamento de Engenharia do Petróleo, Centro de Tecnologia- CT, Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN

MOTIVAÇÃO/DESAFIOS: A recente descoberta dos promissores reservatórios localizados na reserva de grandes dimensões conhecida como pré-sal, representa um novo potencial petrolífero para o país e trás em particular para a comunidade científica, novos desafios tecnológicos. Análises preliminares indicam que o petróleo do pré-sal encontra-se em reservatórios carbonáticos, com condições de molhabilidade diferentes das usualmente consideradas em reservatórios siliciclásticos, fortemente molháveis a água [1]. A molhabilidade da rocha influi decisivamente na produção e recuperação de petróleo e, conseqüentemente, na economicidade dos projetos. Isso ocorre tanto em reservatórios carbonáticos de baixa permeabilidade como em reservatórios carbonáticos estratificados, reservatórios naturalmente fraturados, muito heterogêneos e complexos, e até mesmo em reservatórios areníticos de alta permeabilidade [2]. Diversos pesquisadores nos últimos setenta anos vêm estudando os efeitos da molhabilidade e uso dos tensoativos na produção e recuperação de petróleo. No entanto, por vários motivos, há ainda muitas lacunas de conhecimento a respeito desse tema. Em suma, o trabalho em questão vem somar-se às pesquisas relacionadas à molhabilidade e uso de tensoativos na recuperação avançada de petróleo, contribuindo principalmente, com dados característicos das rochas carbonáticas, de extrema importância para esse novo cenário.

OBJETIVO: Avaliar os impactos que a molhabilidade e heterogeneidade de rochas reservatórios (areníticos e carbonáticos) podem ocasionar na recuperação de óleo, através da injeção de tensoativos em solução, em um sistema de embebição Amott.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: As companhias petrolíferas realizam investimentos exorbitantes em tecnologias de exploração e produção para atender à ascendente demanda energética mundial. Curiosamente, o fator de recuperação de petróleo nos reservatórios assume, em média, baixos índices.

Nesse contexto, ao longo da vida produtiva de poços de petróleo, geralmente, são empregadas algumas intervenções com o objetivo de manter ou melhorar sua produtividade, surgindo a necessidade do desenvolvimento de tecnologias que permitam melhorar o escoamento e reduzir os custos de operação para, assim, viabilizar a produção de óleo no reservatório. O desenvolvimento desse trabalho visa aumentar o fator de recuperação do petróleo residual e isso representa um benefício econômico para a indústria. Analisando a situação desse ponto de vista, é importante não só explorar e encontrar mais reservatórios de óleo, mas, também, aumentar a eficiência da exploração daqueles que já foram descobertos.

RESULTADOS OBTIDOS: A fim de verificar a influência da molhabilidade e de diferentes classes de tensoativos na recuperação de óleo, inicialmente utilizou-se um plugue de rocha consolidado, originário da Formação Botucatu, com as seguintes dimensões: diâmetro - 3,97 cm e comprimento - 4,21 cm, com porosidade de 22% e volume poroso de 11 ml, previamente calcinado a 700°C durante 6 horas. Esse foi saturado com 10,8 ml de óleo bruto (Bacia Potiguar)

354

diluído em 5% de xileno, à vazão constante e temperatura ambiente. Em seguida, o plugue foi colocado em uma célula para realização da recuperação avançada, por meio de embebição espontânea, através de uma solução de tensoativo comercial não iônico na concentração de 0,0049 mg/L, 500% acima da c.m.c (Figura 1). Essa propriedade representa um efeito significativo na recuperação.



Figura 1: Célula de embebição.

Esse ensaio ainda encontra-se em realização, visto que ainda dispõe de óleo para ser recuperado (gotas de óleo na superfície da rocha – conforme observado na Figura). Novos ensaios serão iniciados em paralelo a esse ensaio, utilizando-se outras soluções e condições de rocha, visando avaliar eficiência desses sistemas na molhabilidade e na recuperação do óleo.

AGRADECIMENTOS: PRH – 43/ANP, Cenpes - Petrobras, UFRN e Laboratório de Tecnologia de Tensoativos - LTT.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- [1] FAERSTEIN, M. “Impactos da molhabilidade da rocha na produção e recuperação de petróleo”. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. COPPE/UFRJ, 2010.
- [2] CRAIG, F.F. Jr.: “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”, Monograph series, SPE, Richardson, TX, 1971.

ESTUDO DE SISTEMAS MULTICOMPONENTES APLICADOS À INJEÇÃO DE VAPOR

Tiago Pinheiro de Carvalho¹, Wilson da Mata², Jennys Lourdes Meneses Barillas³

Bolsista DSc PRH-43 ANP, tiagofis@yahoo.com.br. ¹Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, ²Departamento de Engenharia Elétrica – PPGEQ, Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), ³Departamento de Engenharia Química – PPGEQ, Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)

MOTIVAÇÃO/DESAFIOS: No Rio Grande do Norte existem muitos reservatórios de óleos pesados que utilizam como método de recuperação, a injeção de vapor. A maior parte dos estudos de recuperação avançada de óleo, envolvendo injeção de vapor, despreza o fenômeno da destilação do óleo. No deslocamento de um óleo volátil por vapor, a alta temperatura, as frações mais leves do óleo residual podem ser vaporizadas. Essas frações se condensam quando em contato com a formação mais fria, formando um solvente ou banco miscível à frente da zona de vapor. Uma simulação da injeção de vapor que leve em conta esse fenômeno, pode apresentar resultados mais próximos da realidade do reservatório, no início da produção.

OBJETIVO: Modelar, através do programa computacional WinProp, diferentes sistemas multicomponentes e “Black-oil” que se adéquem a uma caracterização PVT de um óleo; modelar e simular um reservatório com características do Nordeste brasileiro aplicando a injeção cíclica e contínua de vapor em sistemas multicomponentes.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: No Nordeste brasileiro existem reservatórios de óleos pesados que utilizam como método de recuperação, a injeção de vapor. Com o melhoramento dos métodos de injeção de vapor, é possível fazer um melhor ajuste histórico, conhecer melhor o reservatório, apurar melhor os dados de reservatórios, permitindo assim um fator de recuperação mais próximo da realidade.

RESULTADOS OBTIDOS: Os parâmetros que mais influenciaram na produção de óleo e fator de recuperação foi a vazão de injeção, a qualidade e a temperatura do vapor, conforme a figura 1.

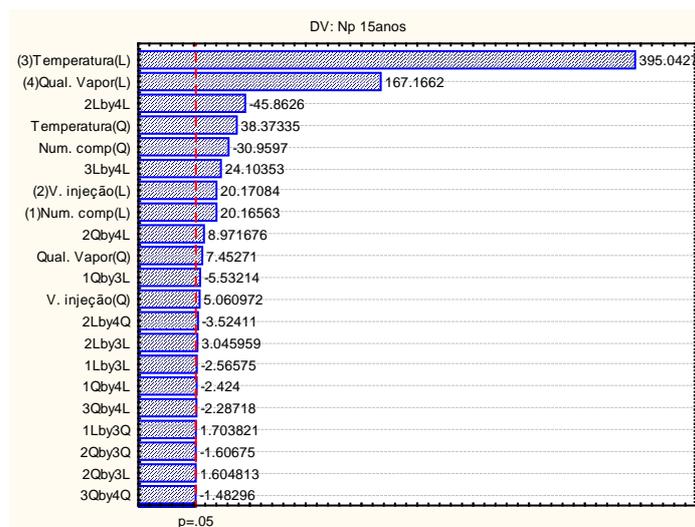


Figura 1 – Diagrama de Pareto para uma produção acumulada durante 15 anos. Com relação ao tempo gasto nas simulações, foi constatado que quanto maior o número de componentes, maior é o tempo gasto na simulação, mas a diferença na produção acumulada de óleo não é muito grande. A tabela 1 mostra o tempo de simulação de cada “Lumping” do sistema 03 em relação ao modelo “Black-oil” e as produções acumulada de óleo.

Tabela 1 - Tempo de simulação e produção acumulada de óleo para cada agrupamento do sistema 03.

Agrupamentos	Tempo de simulação	Óleo recuperado em 15 anos (m ³ std)
“Black-Oil”	T	43564
"Lumping 01"	1,71 x T	42576
"Lumping C40"	4,89 x T	44226

A tabela 2 mostra os valores dos pesos moleculares para os diferentes modelos de agrupamento de componentes do sistema 03 no início e no final da produção, para que se tenha uma idéia do óleo restante no reservatório.

Tabela 2 - Peso molecular do óleo no início e no final da produção nos três agrupamentos do sistema 03.

Agrupamento	PM Inicial	PM Final
Lumping 01	453,1 kg/kg mol	479,1 kg/kg mol
Black-oil	451,19 kg/kg mol	478,79 kg/kg mol
Lumping C40	452,1 kg/kg mol	478,98 kg/kg mol

Como se pode observar, o peso molecular no final da produção é maior nos três casos analisados. Isso mostra que ao final da vida produtiva do reservatório, o volume de óleo restante corresponde às frações mais pesadas do óleo estudado.



AGRADECIMENTOS: A UFRN, ao Departamento De Engenharia de Petróleo, ao PPGCEP, ao LEAP, ao PRH-43 ANP, a FINEP, aos Professores Wilson da Mata e Tarcilio Viana, a professora Jennys Barillas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

AZIZ K., RAMESH A. B., WOO P. T., *Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison of Steam Injection Simulators*, SPE, 13510, 1987.

FAROUQ ALI S. M. *Heavy Oil-evermore Mobile*. *Journal of Petroleum Science & Engineering*. 37, 5-9, 2003.

GREEN, D. W.; WILLHITE G. P. *Enhanced Oil Recovery*, USA: SPE textbook series, 1998.

LACERDA J. A. *Curso de métodos Térmicos Analíticos*. E e P – RNCE/GERETV-II, Natal, 2000.

ROSA A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.



MODELAGEM MATEMÁTICA E EXPERIMENTAL DA PERDA DE INJETIVIDADE EM POÇOS CANHONEADOS

Vanessa Limeira Azevedo Gomes¹, Adriano dos Santos²

Bolsista DSc PRH-43 ANP, vanessa.limeira@yahoo.com.br, ¹Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, ²Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

MOTIVAÇÃO/DESAFIOS: A injeção ou reinjeção de água em reservatórios de petróleo é um dos métodos de recuperação mais utilizados na indústria do petróleo, pois é o mais viável economicamente e eficaz no desenvolvimento de reservatórios de petróleo devido a sua simplicidade operacional e as características favoráveis ao deslocamento do óleo através do meio poroso na direção dos poços produtores. No entanto, associado ao processo de injeção de água em poços injetores está a perda de injetividade, causada pela retenção de partículas sólidas e/ou líquidas em suspensão na água injetada ou reinjetada. Assim, durante o desenvolvimento de projetos na área de gerenciamento de água para etapa de produção de petróleo deve-se, entre outras atividades, estudar o fenômeno da perda de injetividade de poços injetores. Este estudo compreende a modelagem teórica (modelos analíticos) e experimental (testes laboratoriais) da perda de injetividade. Os modelos matemáticos são importantes, pois permitem o entendimento da perda de injetividade durante a injeção de água, conhecimento este que é essencial para realizar um programa otimizado de gerenciamento de água.

OBJETIVO: Dessa forma, o objetivo do trabalho foi desenvolver um simulador baseado na teoria clássica da filtração em meios porosos, incluindo filtração profunda e formação do reboco externo, além dos parâmetros relacionados à geometria do canhoneado, para estimar a perda de injetividade em poços canhoneados.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: O desenvolvimento do simulador permite o entendimento da perda de injetividade durante a injeção de água, podendo auxiliar no desenvolvimento de um programa otimizado de gerenciamento de injeção de água (filtração da água e tratamento químico, opções de reinjeção de água com separação dentro do poço ou no fundo do mar, descarte de resíduos) e o planejamento da estimulação do poço.

RESULTADOS OBTIDOS: O modelo para estimar a perda de injetividade em poços canhoneados é baseado em uma solução analítica da distribuição de pressão do fluxo para um canhoneado simples. O túnel canhoneado é representado por um esferóide prolato. Assim, o sistema de coordenadas aplicado foi o esferoidal prolato (w, v, γ) . O meio poroso é homogêneo e isotrópico e o fluido é incompressível. O fluxo no meio poroso é governado pela Equação de Darcy Modificada em combinação com a Equação da continuidade. A Equação de Darcy modificada permite estimar a variação de pressão ao longo do meio poroso, considerando a vazão injetada constante e, a partir desta, sua impedância. A impedância é definida como sendo o inverso da injetividade normalizada pela injetividade inicial. As soluções para o transporte e captura de partículas foram obtidas pelas Equações de conservação de massa e cinética de retenção, além da função dano à formação. A função dano à formação mostra como as partículas retidas ao longo do meio poroso afetam a permeabilidade local. A partir dessas Equações obtemos os parâmetros de ajuste do modelo (coeficientes de filtração e de dano à formação). Além disso, o modelo considerou o dano durante a filtração profunda e durante a

formação do reboco externo. Em geral, assume-se que antes do tempo de transição ocorre somente filtração profunda e após esse tempo, todas as partículas injetadas ficam retidas no reboco externo. As fórmulas matemáticas foram implementadas no aplicativo *Mathcad*. Como resultado, o simulador permitiu estimar a perda de injetividade durante a injeção de água (Figura 1) e apresentou bom ajuste aos dados de campo (ver Tabela 1), podendo ser utilizado para auxiliar no planejamento de estimulações de poços injetores.

Tabela 1. Dados de Entrada para o Poço 1.

Dados	Poço 1
Porosidade (%)	0,22
Permeabilidade (mD)	40
Espessura do Reservatório (m)	15
Raio do Poço (cm)	11
Distância entre Poços (m)	500
Densidade do Canhoneado (Jatos/m)	13,1
Ângulo de fase (°)	180
Raio do canhoneado (cm)	1,27
Comprimento do túnel canhoneado (cm)	50,8
Vazão de Injeção (m ³ /dia)	2000
Concentração das Partículas Injetadas (ppm)	1
Diâmetro das Partículas (µm)	5

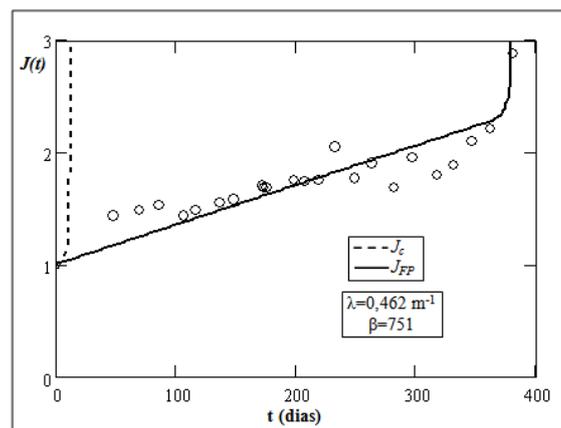


Figura 1. Previsão da Impedância para o Poço 1, antes da primeira acidificação.

AGRADECIMENTOS: Programa de Recursos Humanos ANP – PRH-43, PETROBRAS, Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo - PPGCEP, Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- [1] HAGOORT, J. An analytical model for predicting the productivity of perforated wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 56, p. 199-218, 2007.
- [2] PANG, S. e SHARMA, M.M. Evaluating the Performance of Open-Hole, Perforated and Fractured Water Injection Wells, SPE 30127 presented at the 1995 - SPE European Formation Damage Control Conference held in the Hague, The Netherlands, 1995.
- [3] SCHECHTER, R. S., 1992. *Oil Well Stimulation*. Prentice Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, pp. 212-231.