

Copyright 2004, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico Científico foi preparado para apresentação no 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, a ser realizado no período de 2 a 5 de outubro de 2005, em Salvador. Este Trabalho Técnico Científico foi selecionado e/ou revisado pela Comissão Científica, para apresentação no Evento. O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho será publicado nos Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA INTERAÇÃO ROCHA-FLUIDO NA ESTABILIDADE DE POÇOS

Olga C. C. García¹, Sergio A. B. Da Fontoura²

¹ PUC-Rio, GTEP - Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo, Rua Marquês de São Vicente, 225 – Gávea Edifício Padre Leonel Franca, 6º andar, olga13@civ.puc-rio.br

² PUC-Rio, GTEP - Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo, Rua Marquês de São Vicente, 225 – Gávea Edifício Padre Leonel Franca, 6º andar, fontoura@civ.puc-rio.br

Resumo – Os problemas na perfuração associados à instabilidade do poço são geralmente agravados quando camadas de folhelho são atravessadas, as quais constituem uma alta porcentagem do total das rochas perfuradas no mundo. O folhelho, quando submetido às tensões in situ, pode atuar como uma membrana semipermeável à passagem de íons através de seus poros. Este comportamento e o desenvolvimento de pressões osmóticas ao redor do poço, desempenham um papel fundamental no balanço das forças que instabilizam a rocha.

Neste trabalho, um modelo computacional baseado na teoria da poroelastoplasticidade com formulação numérica pelo método dos elementos finitos, é utilizado para avaliar a influência da interação rocha-fluido na estabilidade de poços perfurados através de folhelho. Simulações efetuadas para diferentes cenários esclarecem a maneira como o modelo acopla e trata os mecanismos de transporte envolvidos (difusão hidráulica, osmose química, difusão iônica, advecção). Resultados mostram a pressão de poros e a resistência da rocha adversamente afetadas à medida que o folhelho fica exposto ao fluido de perfuração. É discutida a instabilidade do poço segundo os dados obtidos da variação da pressão de poros, tensões efetivas, área plastificada e deslocamento radial do poço

Palavras-Chave: Folhelhos; interação rocha-fluido; estabilidade de poços de petróleo; modelagem numérica

Abstract – Drilling problems associated with wellbore instability are aggravated when shale beddings are drilled, which constitute a high percentage of drilled rocks in the world. Shale in contact with water base mud (WBM), when submitted to the in situ stresses, could have a semipermeable membrane system behavior. This behavior and the osmotic pressure developed around the wellbore have a fundamental role in the force equilibrium that makes the formation unstable.

On this document, a computer model based in the poroelastoplasticity with numerical formulation based on finite element code is applied to estimate the influence of rock-drilling fluid interaction on the stability of borehole drilled through shale. Modeling conditions explains how the model couples and deals with driving forces involved (hydraulic diffusion, chemical osmosis, chemical diffusion, advection). Unfavorable consequences about the pore-pressure and rock strength are showed with the time rock exposure. Wellbore instability is discussed according to pore-pressure, effective stress, plastic zone and radial displacement results obtained in this document.

Keywords: Shales; rock-fluid interactions; wellbore stability; numerical modeling

1. Introdução

Antes da perfuração, as tensões atuantes na formação rochosa estão em um estado de equilíbrio. Logo após a execução do poço, o fluido de perfuração substitui o material escavado e provê suporte à parede, ocorrendo então uma redistribuição de tensões ao redor do poço. Para um tempo qualquer, a instabilidade é controlada pela relação entre o estado de tensões do poço e a resistência da rocha ou pela interação rocha-fluido de perfuração.

Sendo a resistência dos folhelhos diretamente relacionada com a variação da pressão de poros, e considerando que a mudança dela altera o estado das tensões efetivas da formação, o estudo do movimento do fluido nos poros constitui uma ferramenta para entender os mecanismos geradores da instabilidade do poço.

Os problemas na perfuração associados à instabilidade do poço são geralmente agravados quando camadas de folhelho são atravessadas, as quais constituem mais do 75% das rochas perfuradas no mundo. Estes casos de instabilidade têm sido reportados há várias décadas, onde as pesquisas realizadas mostram a relação direta com a quantidade de tempo perdido e custos extras na perfuração.

É geralmente aceito que o dano da formação argilosa é causado principalmente pela interação rocha-fluido de perfuração, devido à mudança na composição química do fluido nos poros provocada pelo filtrado. O folhelho, quando submetido às tensões *in situ*, pode atuar como um sistema de membrana semipermeável (barreira que permite o transporte de alguns componentes de uma solução e não de outros). O efeito membrana e o conseqüente desenvolvimento de pressões osmóticas ao redor do poço desempenham um papel fundamental no balanço das forças que instabilizam a rocha. A opção mais efetiva para resolver os problemas de instabilidade e dano à formação é projetar um fluido de perfuração quimicamente compatível com a formação (Azizi et al., 1998). Daí a importância de avaliar a influência do sal na interação rocha-fluido a fim de esclarecer a extensão do seu efeito em folhelhos.

2. Modelagem da Estabilidade de Poços em Folhelhos

A avaliação da estabilidade de um poço representa um problema de mecânica de rochas clássico: predição da resposta da rocha frente a um carregamento mecânico. Alguns eventos especiais fazem a avaliação da estabilidade particularmente problemática (variações das tensões da formação, profundidade, propriedades do material das formações, peso e composição química do fluido de perfuração entre outros). Conseqüentemente, sem importar o grau de complexidade do modelo, a realidade não pode ser descrita fielmente. Porém, a modelagem baseada em algumas suposições ideais pode estabelecer limites que relacionados às condições práticas constituem um critério de estabilidade.

2.1. Escolha do Modelo

A maneira particular com que cada modelo aborda a temática relacionada com a interação rocha-fluido constitui um conjunto de diversas respostas, as quais convergem em uma interpretação: a distribuição de tensões ao redor do poço, quando a interação físico-química entre a rocha e o fluido é levada em conta, é função do tipo de solução empregada e do tempo de exposição da rocha ao fluido de perfuração.

Nos modelos existentes, observa-se que os efeitos da composição química do fluido de perfuração nos problemas de estabilidade do poço em folhelhos pode ter pelo menos duas causas: *i)* o contraste na atividade química, a qual induz a uma mudança na pressão de poros e nas tensões efetivas na região perto da parede do poço, e *ii)* uma deformação induzida pela troca de íons na microestrutura do folhelho, o qual traz mudanças no estado de tensões naquela região.

A proposta deste trabalho visa avaliar a influência da interação rocha-fluido na estabilidade de poços perfurados em folhelho com fluidos de perfuração base água, usando o modelo apresentado por Frydman e Fontoura (1999).

3. Descrição do Modelo Computacional

Nesta seção a formulação matemática é apresentada. A rocha é modelada como um material poroso em que se admite as deformações dos grãos conforme Detournay e Cheng (1993). O critério de ruptura adotado é o de Mohr-Coulomb. A formulação considera o acoplamento hidro-mecânico do problema e o método dos elementos finitos é usado na solução do problema. O modelo aqui apresentado foi desenvolvido para a geometria de poço, com o propósito de ilustrar as conseqüências na estabilidade.

3.1. Comportamento Mecânico da Rocha

Neste trabalho é assumido que o comportamento mecânico da rocha é controlado pelas tensões efetivas. A convenção adotada arbitra tensões de tração como positivas. A definição de tensão efetiva é dada pela Eq. (1), que para um comportamento não-linear é escrita conforme Carrol (1979):

$$d\sigma = d\sigma' - \left(\mathbf{m} - \frac{\mathbf{D}_T \mathbf{m}}{3K_T} \right) dp \quad (1)$$

onde, para o caso 3D, $d\sigma$ e $d\sigma'$, são vetores 6x1, que descrevem as tensões totais e efetivas respectivamente, $\mathbf{D}_T$ é a matriz constitutiva tangente que relaciona tensões efetivas às deformações, K_T é o módulo de compressão volumétrica tangente da fase sólida, $\mathbf{m}$ é um vetor 6x1 que contém elementos iguais a um para tensões normais, e zero para tensões cisalhantes, dp representa a pressão de poros. A Eq. (1) reflete a forma generalizada da constante de Biot (1941) na sua forma vetorial. A relação constitutiva entre as deformações e as tensões efetivas é dada pela Eq. (2):

$$d\sigma = \mathbf{D}_T d\varepsilon - \left(\mathbf{m} - \frac{\mathbf{D}_T \mathbf{m}}{3K_T} \right) dp \quad (2)$$

As equações de equilíbrio relacionando as tensões totais com as forças de corpo ($\mathbf{b}$) são dadas pela Eq. (3):

$$\sum_j \frac{\partial \sigma_{ij}}{\partial x_j} + b_i = 0 \quad (3)$$

3.2. Fluxo de Fluido Através de um Meio Poroso

O fluxo de fluido através de um meio poroso obedece a lei de Darcy que é dada pela Eq. (4):

$$\mathbf{q} = -\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla (p + \rho g h) \quad (4)$$

onde $\mathbf{q}$ é o vetor de descarga específica, $\mathbf{k}$ é o tensor de permeabilidade intrínseca, μ é viscosidade dinâmica do fluido, p é a pressão de poros, ρ é a massa específica do fluido, g é aceleração da gravidade e h é a elevação em relação ao nível de referência na direção de g .

Considerando fluxo monofásico através dos poros da rocha, e que estes estão totalmente saturados, isto é, o volume de poros é igual ao volume de fluido, a equação de balanço de massa no espaço tridimensional é dada por:

$$\nabla^T (\rho \mathbf{q}) + \frac{\partial m}{\partial t} = 0 \quad (5)$$

onde $\partial m / \partial t$ representa o ganho de massa de fluido num esqueleto infinitesimal do meio poroso.

3.3. Equações de Transporte

A rocha saturada pode ser tomada como uma matriz sólida e vazios. A princípio, o espaço vazio está completamente preenchido pelo fluido o qual pode se movimentar livremente através dos poros conectados, ou porosidade efetiva (Coussy, 1995). Por outro lado, o folhelho tem uma componente de espaço de poros fechados que impede a passagem da água, e que corresponde às moléculas do fluido atraídas pela superfície sólida.

As equações de transporte de fluido completas são obtidas adicionando as componentes de advecção e difusão para o transporte de soluto; e a equação de Darcy e fluxo osmótico químico para o transporte de fluido:

$$\mathbf{j}_f = -\rho \left[\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla (p + \rho g h) \right] + \rho_w \left[\frac{\mathbf{k}}{\mu} \frac{RT}{M_s} n_i \nabla C \right] \quad (6)$$

$$\mathbf{j} = C \mathbf{q} - \mathbf{D} \nabla C \quad (7)$$

Na Eq. (6), $\mathbf{j}_f$ representa o vetor de fluxo de massa de fluido que corresponde à massa de fluido percorrendo por unidade de volume através de uma área unitária. O primeiro termo corresponde à lei de Darcy, que descreve o fluxo de fluido considerando o efeito do gradiente da pressão de poro, onde g é a aceleração da gravidade, p a pressão de poro, $\mathbf{k}$ o tensor de permeabilidade intrínseca do meio poroso e h a elevação do ponto com respeito a um nível de referência (na direção de g). A segunda componente refere-se ao efeito osmótico, e corresponde ao movimento do solvente na direção do aumento da concentração. Aqui T é a temperatura absoluta, R a constante dos gases ($R = 8,314 \text{ J K}^{-1} \text{ mol}^{-1}$), C é a concentração de massa absoluta, M_s a massa molar do soluto, n_i o número de partículas formadas após dissociação do sal. Na Eq. (7), o vetor de densidade de fluxo de massa do sal fluindo por unidade de tempo esta representado por $\mathbf{j}$, $\mathbf{q}$ é a velocidade de percolação de Darcy e $\mathbf{D}$ é o tensor de difusividade que no programa contém termos de dispersão e difusão.

3.4. Equação de Continuidade de Massa do Sal

A equação de continuidade de massa do soluto é obtida através da conservação de massa do sal sobre um volume elementar representativo como uma extensão da segunda lei de Fick. Na Eq. 8, $\mathbf{j}_r$ representa o fluxo de massa de soluto, o qual, devido à fase sólida estar se movimentando, aparece em função da massa da partícula e de sua velocidade:

$$\mathbf{j}_r = \mathbf{q} C - \mathbf{D} \nabla C + \eta \mathbf{v}_s C \quad (8)$$

com $\mathbf{v}_s$ como sendo a velocidade da fase sólida, relacionada com a deformação na forma:

$$\nabla^T \mathbf{v}_s = \mathbf{m}^T \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} \quad (9)$$

As reações e/ou adsorção no folhelho estão consideradas através do fator de retardamento R_d , o qual representa a diminuição da velocidade do soluto devido à adsorção de íons, e é dependente do tipo de soluto, tipo de rocha e os seus constituintes, além da composição química do fluido nos poros. Este termo produz um efeito que equivale à redução da velocidade do fluido no meio poroso. Assim, a equação de continuidade é formulada como:

$$\frac{\partial(\phi C)}{\partial t} = -\frac{1}{R_d} \nabla^T (C \mathbf{q}) + \frac{1}{R_d} \nabla^T (\mathbf{D} \nabla C) - \frac{1}{R_d} \phi \mathbf{m}^T \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} \quad (10)$$

4. Resultados Obtidos

As simulações executadas têm como objetivo esclarecer o efeito da interação físico-química da rocha com o fluido de perfuração na estabilidade de poços ao longo do tempo. As condições adotadas pretendem reproduzir casos encontrados na prática, usando para o folhelho dados representativos para o material descrito nos capítulos anteriores.

No total foram efetuadas 38 simulações, cujos resultados são apresentados através de curvas que mostram a mudança do estado de tensões, pressão de poros, deslocamento radial e nível de plastificação do poço ao longo do tempo.

4.1. Exemplos Selecionados

O primeiro cenário aparece ilustrado na Figura 1 e os dados da rocha e o fluido utilizado na Tabela 1.

Tabela 1. Dados usados na modelagem

Material	Propriedades drenadas	Módulo de Young (E)	MPa	1850
		Poisson (ν)		0,22
	Propriedades de resistência	Compressão	MPa	50
		Tração	MPa	5
		Ângulo de atrito (ϕ)	^(o)	30
		Ângulo de dilatação (ψ)	^(o)	15
		Módulo de rigidez dos grãos	MPa	36000
		Porosidade (η)		0,3
Dados físico-químicos	Tipo de solução	CaCl ₂		
	Massa molar	Solvente (água)	Kg/mol	0,01802
		Soluto	Kg/mol	0,11098
	Coeficiente de dispersão	Difusão da solução livre (D_o)	m ² /s	1,34E-09
		Difusão efetiva (D_e)	m ² /s	1,34E-10
		Tortuosidade (τ_o)		0,1
		Dispersividade longitudinal	m	0,0015
		Dispersividade transversal	m	0,00015

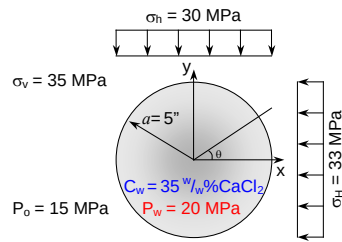
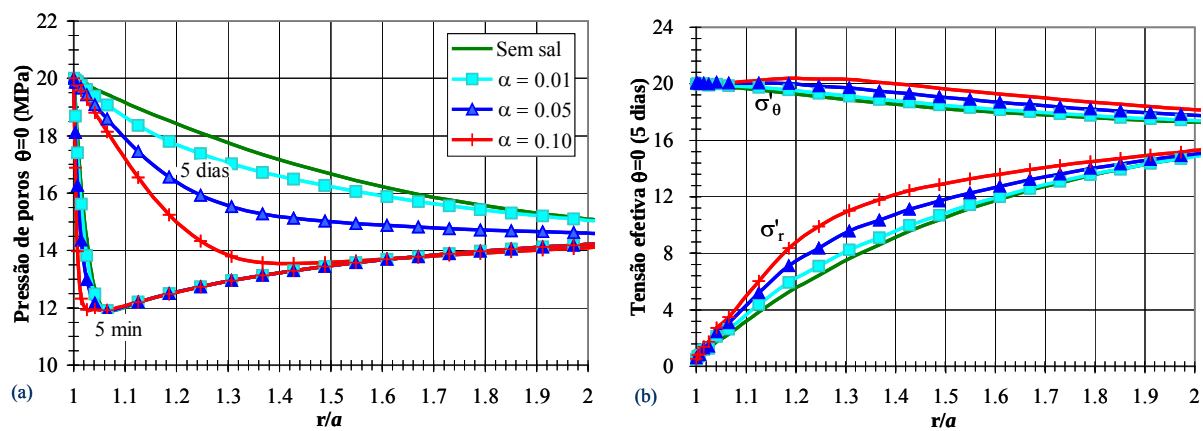
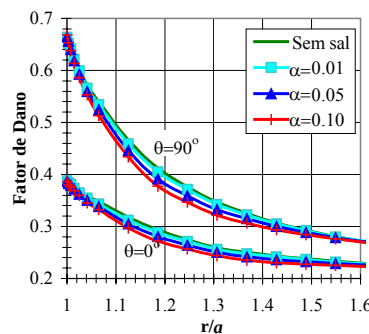


Figura 1 - Configuração de carregamento, poço vertical

A Fig. (2a) mostra o perfil de pressão de poros obtido para $\theta = 0^\circ$. A mínima pressão de poros obtida no curto prazo ($t = 5$ min), para os coeficientes de reflexão simulados, permanece constante (12 MPa), e existe um afastamento da curva de pressão de poros da parede do poço à medida que o α diminui. Consequentemente, a menor pressão de poros que a rocha conseguiria desenvolver na região de $\theta = 0^\circ$ estaria condicionada pelo alívio de tensões devido à perfuração. Este fato também influencia nas tensões efetivas, as quais mostram um aumento com o incremento deste coeficiente (Fig. 2b).

Figura 2 - Distribuição de pressão de poros e tensões efetivas para $\theta = 0^\circ$

A perfuração de um poço de petróleo provoca mudanças do estado de tensões pré-existente, o qual pode gerar um dano mecânico permanente. O fator de dano estima a área plastificada ao redor do poço, a qual é determinada através da relação fator de dano $= \tau_{atuante} / \tau_{ruptura}$. Devido às diferenças na difusão da pressão de poros para cada α adotado, esta relação mostrada é modificada. A melhoria do efeito membrana (dada pelo aumento do parâmetro α), diminui o valor desta relação ao redor do poço como mostrado na Fig. (3).

Figura 3 - Relação $(\tau_{atuante} / \tau_{ruptura})$ para $t = 5$ dias

Os resultados de deslocamento radial apresentam uma taxa maior nas primeiras 12 horas, e nenhuma influência do efeito membrana para este tempo, nas duas regiões mostradas na Fig. (4a) e (4b). Os deslocamentos da parede obtidos neste caso são de uma ordem maior devido à condição de anisotropia. Observa-se que após o fechamento instantâneo inicial, o poço sofre uma diminuição do raio que ocorre onde σ_H encontra-se atuando ($\theta = 0^\circ$) e um alargamento do poço em $\theta = 90^\circ$, onde a tensão atuando é a horizontal menor.

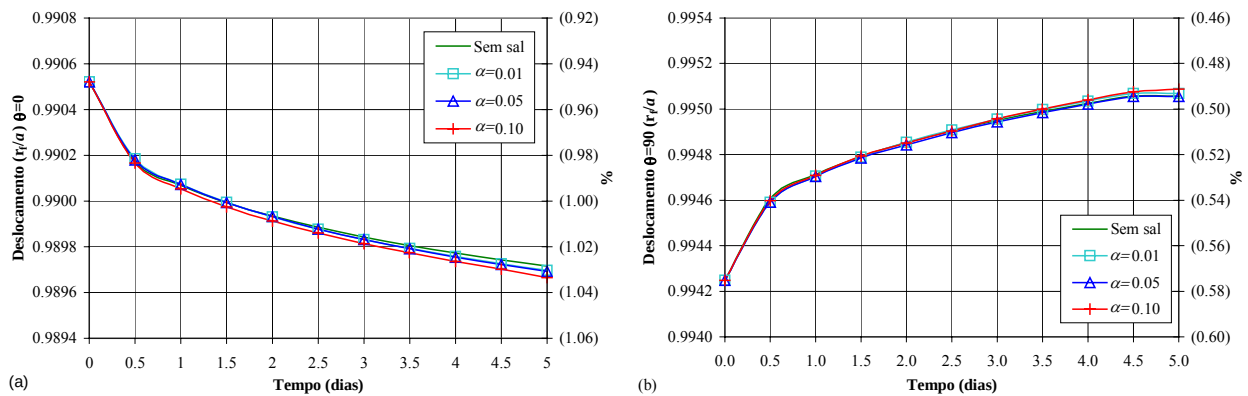


Figura 4 - Deslocamento radial da parede do poço para (a) $\theta = 0^\circ$, (b) $\theta = 90^\circ$

4. Conclusões

Os resultados das simulações relacionadas neste trabalho sugerem que uma redução da atividade (ou aumento da salinidade) do fluido de perfuração através do incremento da salinidade, pode resultar em uma remoção aparente da água da formação. O conceito de eficiência de membrana, vem sendo, em essência, um fator de correção: um meio para indicar a natureza imperfeita do folhelho como membrana. A concentração do sal e a eficácia do efeito membrana, estariam traduzidas como uma redução da hidratação da rocha e da pressão de poros nas proximidades do poço, aumentando as tensões efetivas e melhorando a estabilidade.

Tanto o mecanismo de osmose química, quanto o processo de transporte iônico, estão controlados por processos de difusão, o qual implica que o seu impacto na estabilidade do poço muda gradualmente com o tempo. Com uma combinação apropriada do tipo de sal e a concentração, ambos efeitos podem ser utilizados para controlar a instabilidade química do poço.

Conclui-se a existência de uma faixa de valores de eficiência de membrana e concentração do fluido de perfuração dentro da qual, o poço experimenta condições benéficas de pressão de poros, tensão e/ou deslocamento. Fora destes limites, a estabilidade do poço pode resultar afetada pelo incremento de deformações e desenvolvimento de tensões que aumentam a área danificada, entre outros. Por conseguinte, é possível controlar parâmetros que permitam reduzir o transporte de fluido e a taxa de difusão de pressão, e otimizem o mecanismo de estabilização temporário dado pela interação da rocha com o fluido de perfuração.

5. Agradecimentos

O primeiro autor agradece o apoio financeiro concedido pela Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e Agência Nacional do Petróleo (ANP) durante o período de desenvolvimento deste trabalho na forma de bolsa de mestrado.

6. Referências

- AZIZI, T.; CHEN, H.; RAHMAN, S. S. **Management of Wellbore Instability and Formation Damage by Improved Drilling Mud**. SPE/IADC 47786, SPE/IADC Drilling Conference, Indonesia, 1998.
- COUSSY, O. **Mechanics of Porous Continua**. John Wiley & Sons, 1995.
- FJÆR, E.; HOLT, R. M.; SØNSTEBØ, E. F. **Mud Chemistry Effects on Time-Delayed Borehole Stability Problems in Shales**. SPE/ISRM 78163, Rock Mechanics Conference, Texas, 2002.
- FRYDMAN, M.; DA FONTOURA, S. A. B. **Borehole Stability Simulator – Numerical Poroelastic Formulation (BOSS-NPF) Version 2.0 User's Manual**. Drilling through Shales - Joint Industry Project, PUC-Rio, 1999.
- GHASSEMI, A.; DIEK, A. **A Chemo-Poroelastic Solution for Stress and Poropressure Distribution around a Wellbore in Transversally Isotropic Shale**. SPE/ISRM 78162, Rock Mechanics Conference, Texas, 2002.
- LOMBA, R.; SHARMA, M. M.; CHENEVERT, M. E. **Electrochemical Aspects of Wellbore Stability: Ionic Transport Through Confined Shales**. Int. J. of Rock Mech. & Min. Sci. Vol. 35 Nos 4 –5, 1998.
- MODY, F. K.; HALE, A. H. **A Borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry in Drilling Fluid Shale Interaction**. SPE/IADC 25728, SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 1993.
- TAN, C. P.; WU, BAILIN; MODY, K.; TARE, U. A. **Development and Laboratory Verification of High Membrane Efficiency Water-Based Drilling Fluids with Oil-Based Drilling Fluid-Like Performance in Shale Stabilization**. SPE/ISRM 78159 Rock mechanics Conference, Texas, 2002.