

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE HIDRÁULICA DO PROJETO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO DE PETRÓLEO

AUTORES:

Oliveira, L. A., Melo, K. C., Mafra, J.S.G

INSTITUIÇÃO:

INSTITUTO FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE - IFRN

ANÁLISE HIDRÁULICA DO PROJETO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO DE PETRÓLEO

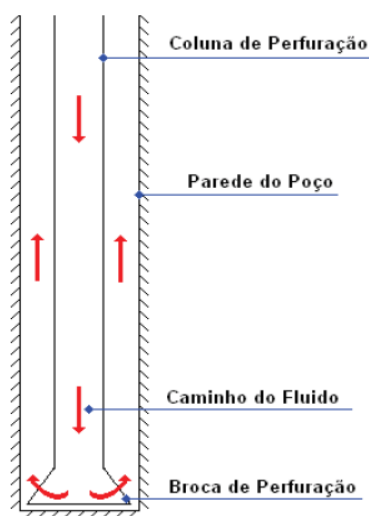
Abstract

In this article, the drilling hydraulics of an oil well project is analyzed. The project consists of the bit, fluid, drill string, casing and directional program. The different drilling fluids used in each phase were prepared at the IFRN Drilling Fluid Laboratory, and their rheology was determined by a concentric cylinder viscometer. For the hydraulic analysis, a computational tool developed at IFRN by Energy Engineering students was used. The main parameters analyzed were the pump pressure, pressures in front of formations and the concentration of cuttings bed. It was concluded that pump pressure increases approximately linearly with the measured depth of the well. The pressure losses inside the drill string were much higher than that of the annular. The bit head loss was predominant, comprising between 70 and 80% of the total head loss. The well cleanliness proved to be strongly dependent on its inclination and pumping flow rate. It was noted that in sections of the well with high inclination and low mud velocity, the cuttings concentration tends to increase. The pressures in front of the formations were analyzed in the context of the well operating window, and no problems related to kicks or fracture formations were found.

Introdução

Realizadas as operações de prospecção de petróleo e confirmada a presença de uma potencial jazida de hidrocarbonetos, a próxima etapa é a perfuração de um poço. Este nada mais é do que um acesso entre a superfície e subsuperfície, que permitirá a retirada dos hidrocarbonetos do reservatório. A perfuração é realizada através de peso e rotação aplicada a uma broca localizada na extremidade inferior de uma coluna de perfuração (THOMAS, 2001). De modo a remover os cascalhos gerados pela degradação da rocha, um fluido ou lama de perfuração é bombeado pelo interior desta coluna, saindo pelos jatos da broca e retornando pelo espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna, como mostra a Figura 1.

Figura 1: Esquema da perfuração de poços.



Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos, e por vezes, até gases. (THOMAS, 2001). Suas principais funções são carrear os cascalhos à superfície, exercer

pressão nas formações de modo a impedir o influxo indesejado de fluidos para o interior do poço (*kick*) e estabilizar suas paredes. Todas estas dependem das características de escoamento deste fluido e das pressões associadas (MITCHEL E MISKA, 2011). As propriedades que o fluido deve possuir dependerá características litológicas e geopressões das formações perfuradas. Durante toda a perfuração, um controle rígido deve ser imposto às pressões em frente as formações. Pressões muito baixas podem ocasionar em *kicks* e no colapso das paredes do poço. Este primeiro, se não controlado, pode vir a se agravar e torna-se um *blow-out*, pondo em risco o meio ambiente e a segurança dos trabalhadores. Já, o colapso das paredes do poço pode prender a coluna de perfuração, retardando seu avanço ou, em alguns casos, acarretar na perda do poço e em prejuízos de milhões de dólares. Por outro lado, pressões muito altas podem fraturar as formações, ocasionando perda de circulação de fluido.

Neste contexto, a hidráulica de perfuração deve ser estudada de maneira rigorosa, uma vez que muito comumente a alteração de um parâmetro operacional afeta de maneira significativa os demais. Por exemplo, para uma efetiva limpeza do poço se faz necessário uma boa eficiência de carreamento de cascalhos, que por sua vez depende da vazão do fluido de perfuração. Desta forma, vazões elevadas são preferíveis. No entanto, deve-se levar em consideração o efeito que isto possui nas perdas de carga do sistema, que irão requerer uma maior pressão de bombeio, podendo fraturar a formação, problema esse bastante comum, principalmente na perfuração de poços direcionais (ROCHA *et al.*, 2011).

Durante a perfuração de um poço, à medida que as fases vão sendo perfuradas, modificações na sua trajetória, no tipo de fluido, tipo de broca e vazão de bombeio influenciam significativamente nos parâmetros operacionais tais como: as pressões em frente as formações, pressão de bombeio e limpeza do poço. Neste trabalho, um projeto de poço de petróleo é analisado no contexto da hidráulica de perfuração. O objetivo é analisar o comportamento dos parâmetros supracitados durante a perfuração de cada fase.

Metodologia

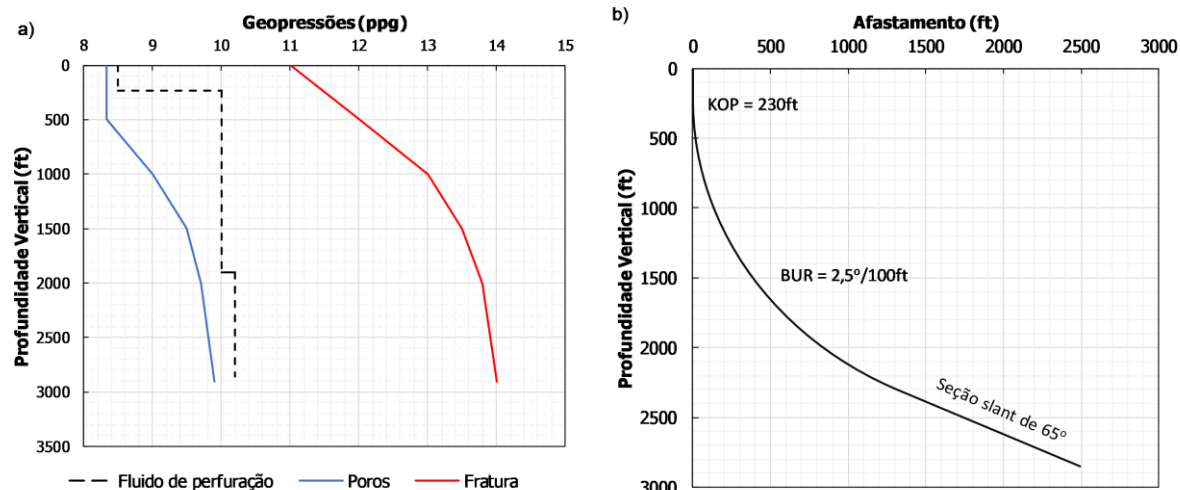
O projeto do poço analisado neste trabalho foi em grande parte baseado no dados dispostos em SANTOS (2014). No entanto, alguns foram adicionados e/ou modificados para permitir a realização da análise de hidráulica. O poço a ser analisado possui trajetória direcional do tipo convencional, e será perfurado em três fases distintas. A Tabela 1 mostra os principais dados associados a cada fase.

Tabela 1: Dados utilizados em cada fase.

	FASE I	FASE II	FASE III
Extensão	0 a 230ft	230 a 985ft	985 a 4120ft
Broca	17 ½"; jatos 3x18	12 ¼"; jatos 3x14	8 ¾"; jatos 3x10
Vazão	650 gpm	550 gpm	280 gpm
Coluna	2 DC's 6 ¾"-3" DP's 4" - 15,70 lb/ft	7 DC's 6 ¾" - 3" 18 HW's 5" DP's 4" - 15.7 lb/ft	4 DC's 6 ¾" - 3" 27 HW's 5" DP's 4" - 15.7 lb/ft
Taxa de Penetração	60 ft/hr	45 ft/hr	30 ft/hr
Lama	$\rho = 8,5$ ppg VP = 8 cP LE = 19,0 lbf/100ft ²	$\rho = 10,0$ ppg VP = 18 cP LE = 4,0 lbf/100ft ²	$\rho = 10,2$ ppg VP = 18 cP LE = 34,0 lbf/100ft ²
Revestimento	-	13 3/8" 54,5 LB/FT @ 230 ft	9 5/8" 36,0 lb/ft @ 985ft

A janela operacional do poço e o programa de fluidos de perfuração estão representados na Figura 2a, e a trajetória direcional do poço na Figura 2b. O poço é perfurado na vertical até 230ft, definindo o KOP (*kick off point*). A partir daí, uma seção de ganho de ângulo será perfurada, com uma *build up rate* (BUR) constante e igual a 2,5°/100ft. Ao atingir a profundidade medida de 2830ft, o poço manterá a inclinação em 65°, caracterizando a seção tangente ou slant.

Figura 2: a) Janela operacional e programa de fluidos b) trajetória direcional.



Na primeira fase, um fluido convencional é utilizado, tendo como aditivos apenas a bentonita e o óxido de magnésio como alcalinizaste. Para a segunda e terceira fase o fluido escolhido foi o KCL com polímero catiônico, por apresentar propriedades ideais para formações ativas, contendo agentes inibidores de inchamento de folhelhos. A formulação e análise dos fluidos foi realizada de acordo com Santos (2014). Para isto, foram utilizados o agitador Hamilton, o viscosímetro Fann 35A e a balança densimétrica. A Tabela 2 informa a composição utilizada para cada fluido.

Tabela 2: Composição dos fluidos de perfuração. Fonte: SANTOS (2014).

COMPOSIÇÃO	Unidades	FASE I	FASE II	FASE III
Bentonita	lb/bbl	15	0	0
CMC ADS	lb/bbl	-	0,5	2
Óxido de Magnésio	lb/bbl	0,3	0,8	0,8
Amido	lb/bbl	-	4	6
Polímero Catiônico	lb/bbl	-	2	3
KCl	lb/bbl	-	11	18
Goma Xantana	lb/bbl	-	0,5	0,5
Cálcario fino	lb/bbl	-	10	10
Calcita	lb/bbl	-	79,49	75,19

Para as análises de hidráulica, uma ferramenta computacional desenvolvida pelos alunos do IFRN em Excel utilizando recursos do *Visual Basic for Applications* (VBA) foi utilizada. A Figura 3 mostra a tela dos dados de entrada, onde informações a respeito da coluna de perfuração, revestimento, equipamentos de superfície, fluido de perfuração e cascalhos devem ser informados pelo usuário. Em outras telas do programa, também é possível informar a trajetória direcional do poço, assim como a janela operacional a ser considerada.

Figura 3: Tela de Entrada.

Coluna de perfuração						
Descrição	ESPECIFICAÇÃO	L (ft)	OD (in)	ID (in)	W (lb/ft)	L acu. (ft)
Tubos de Perfuração (Drill Pipes)	4" - 15.70 lb/ft	3190.0	4	3.24	15.7	3190.0
Tubos Pesados (Heavy Weights)	5" - 50.16 lb/ft	810.0	5	3	50.16	4000.0
Comandos (Drill Collars)	6 3/4" - 3"	120.0	6.75	3	98	4120.0
Último revestimento descido no poço		L (ft)	OD (in)	ID (in)	W (lb/ft)	
Revestimento (Casing)	9 5/8" 36.0 lb/ft	985.0	9.625	8.921	36	

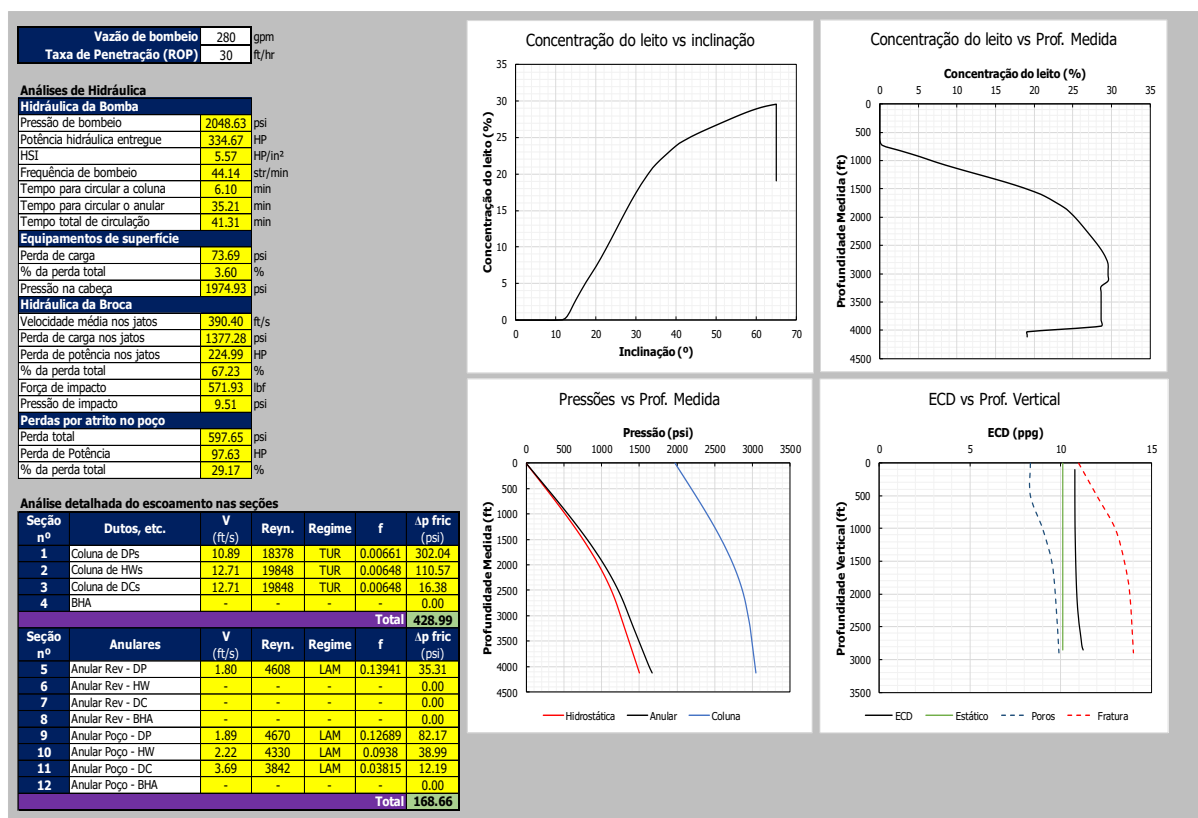
Acessórios				Dados da Broca		
Descrição	L (ft)	Δp (psi)	OD in	L acu. ft	Jatos n°	Diam. 1/32"
BHA	0.00	0.00	0.00	4120.0	1	10
					2	10
					3	10
					4	0
					5	0
					TFA	0.2301 in ²
					Broca	8.75 in
					Cd	0.95

Equipamentos de Superfície		
Descrição	L (ft)	ID (in)
Tubo Bengala	40	3
Mangueiras de lama	45	2
Swivel	4	2
Kelly	40	2 1/4

Fluido de Perfuração	
θ_{300}	θ_{600}
Leitura do viscosímetro	52 70
☒ Bingham ☐ Potência	VP LE
	(cp) (lb/100ft ²)
Parâmetros reológicos	18.00 34.000
Massa específica	10.1 lbm/gal
Correlações para fator de atrito	
Colebrook	
Blausius	
Swamee e Jain	
Transporte de Cascalhos	
Diâmetro Médio (D_{50})	0.25 in
Massa específica	21.6 lbm/gal
Correlação:	1 - Larsen et al.

Já a Figura 4 mostra a Tela de Análise, onde após informados o valor da vazão de bombeio e taxa de penetração da broca, a ferramenta computacional disponibiliza diversos cálculos de hidráulica e também constrói gráficos de parâmetros operacionais importantes, como pressões em frente as formações e concentração de cascalhos.

Figura 4: Tela de Análise.



Resultados e Discussão

A Tabela 3 mostra valores de pressão de bombeio e perdas de carga calculados no fim da perfuração de cada fase:

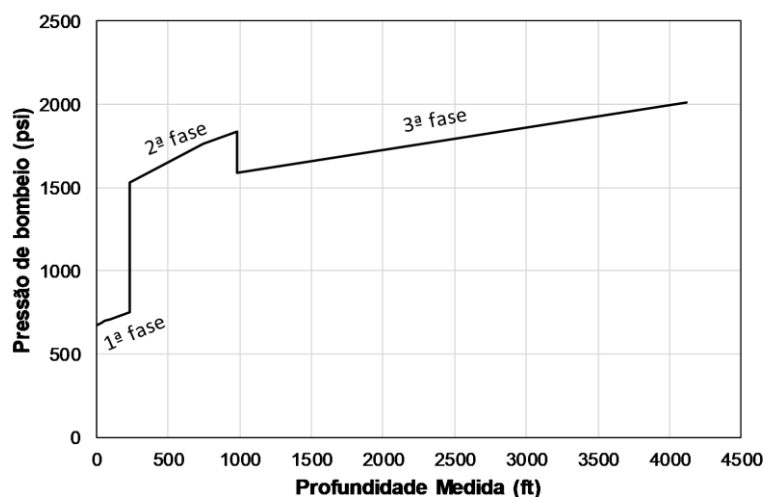
Tabela 3: Comportamento da pressão de bombeio e perdas de carga no final de cada fase.

Fase	p_{bomba} (psi)	Δp_{broca} (psi)	Δp_{atrito} (psi)	Δp_{sup} (psi)
I	753,46	595,03	80,23	78,20
II	1837,58	1369,62	410,07	57,89
III	2008,94	1390,92	600,85	17,17

Como pode ser observado, à medida que a profundidade do poço aumenta e as fases vão sendo perfuradas, a tendência é de aumento da pressão de bombeio. Isto se dá basicamente devido a dois mecanismos: aumento da perda de carga nos jatos da broca e das perdas por atrito. Embora a vazão da lama diminua a cada fase perfurada (ver Tabela 1), a redução dos diâmetros dos jatos da broca e o aumento da profundidade medida do poço explicam este comportamento. A perda de carga nos equipamentos de superfície, no entanto, tende a diminuir. Observa-se que a perda de carga da broca prepondera sobre as demais em todas as fases, variando entre cerca de 70 e 80% da pressão de bombeio.

A Figura 5 mostra o comportamento da pressão de bombeio em função da profundidade medida do poço.

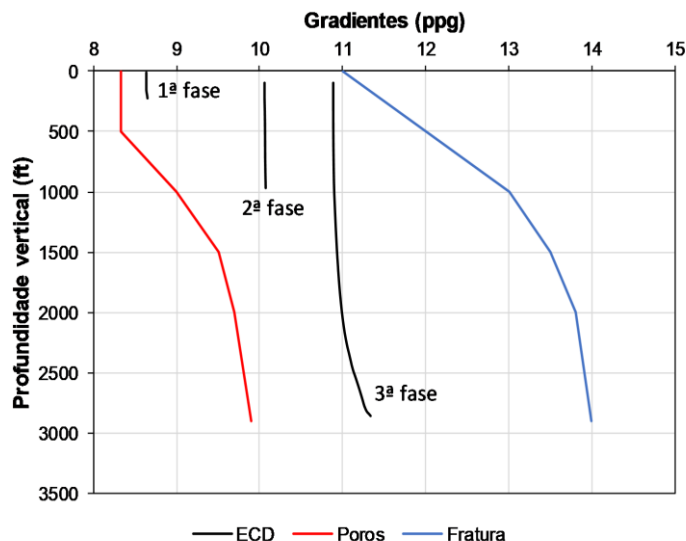
Figura 5: Pressão de bombeio em função da profundidade medida.



Percebe-se que, em cada fase, este parâmetro cresce de maneira linear. Isto deve-se basicamente ao fato de que a única perda de carga que é dependente da extensão do poço são as perdas por atrito. De fato, esta dependência é do tipo linear. Pequenas variações na inclinação das retas que compõe a Fase 1 e a Fase 2 devem-se as diferentes características geométricas (diâmetros externo e interno) que compõe a coluna de perfuração, que vão sendo descidas gradativamente no interior do poço a medida que este é perfurado.

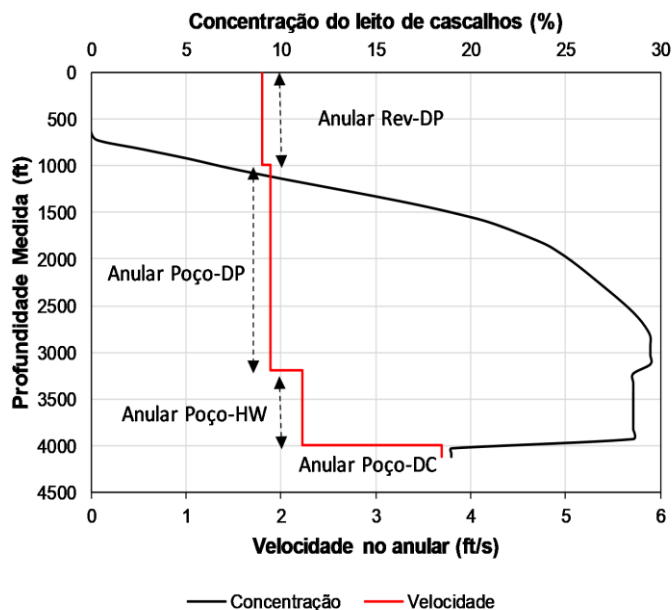
A Figura 6 mostra o comportamento da Equivalent Circulation Density (ECD) durante a perfuração de cada fase. É notório que à medida que o poço se torna mais profundo, a ECD tende a aumentar. Isto deve-se basicamente a dois mecanismos: aumenta da massa específica da lama (ver Tabela 1) e aumento das perdas por atrito. Note o desvio da vertical observado na ECD para a terceira fase, que se acentua com a profundidade devido ao aumento das perdas de carga. Conclui-se que durante a perfuração não ocorrerá problemas associados a kicks ou fratura das formações, mantendo assim a integridade do poço e a segurança da operação.

Figura 6: ECDs.



Por fim, a Figura 7 mostra o perfil de concentração de cascalho e da velocidade no anular ao longo da profundidade medida do poço para a Fase 3.

Figura 7: Concentração de cascalho e velocidade no anular para a Fase 3.



Como pode ser visto, para profundidades inferiores a cerca de 700ft, o fluido consegue carrear todo o cascalho, e nenhum leito é formado. No entanto, a medida que a profundidade aumenta (e com ela inclinação), parte do cascalho é depositado nas partes mais baixas do poço, e a concentração de cascalho aumentar até atingir cerca de 28% em aproximadamente 2800ft. Este valor elevado pode requerer rotação da coluna para melhoria da limpeza do poço. Note que para profundidades maiores que 2800ft, a concentração de cascalho reduz bruscamente. A razão por trás disto deve-se ao aumento da velocidade do fluido no espaço anular poço-HW e poço-DC, o que melhora a capacidade de limpeza do poço pelo fluido de perfuração. Este efeito deve-se exclusivamente a variação da velocidade do fluido, uma vez que a inclinação do poço mantém-se constante e igual a 65° neste trecho.

Conclusões

Neste trabalho, foi possível concluir que para o projeto analisado, a perda de carga associada aos jatos da broca foi dominante, compreendendo entre 70 e 80% da perda de carga total. As pressões em frente as formações foram analisadas em termos da ECD, e nenhum problema relacionado às geopressões foi identificado. Foi possível notar um elevado valor de concentração de leito de cascalho na última fase (valor máximo próximo de 30%) no espaço anular poço-DP e poço-HW, indicando a necessidade da melhoria da limpeza do poço nestas seções.

Agradecimentos

Ao Instituto Federal do Rio Grande do Norte – Campus Central pelo apoio financeiro e pelo uso de suas instalações físicas.

Referências Bibliográficas

SANTOS, Tatiane de Gois. **Estudo e realização de projeto de perfuração até a completação com estimulação por faturamento hidráulico em poços de petróleo**. 2004. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

ROCHA, Luiz Alberto Santos et al. **Perfuração direcional**. 3. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

THOMAS, J. E., organizador. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, PETROBRAS, 2001.

DARLEY, H.C.H.; GRAY, G.R.. **Composition and Properties of drilling and Completion Fluids**, 6. ed. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1998.

COMMITTEE, ASME Shale Shaker. **Drilling Fluids Processing Handbook**. 1. ed. Gulf Professional 2004.