

ESTUDO EXPERIMENTAL DA FORMAÇÃO DE REBOCO EM
FORMAÇÕES NATURALMENTE FRATURADAS

KEVIN ALVES BARTELEGA

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE
LABORATÓRIO DE ENGENHARIA E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

MACAÉ - RJ
DEZEMBRO - 2021

ESTUDO EXPERIMENTAL DA FORMAÇÃO DE REBOCO EM FORMAÇÕES NATURALMENTE FRATURADAS

KEVIN ALVES BARTELEGA

Monografia apresentada ao Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Engenheiro de Exploração e Produção de Petróleo.

Orientador: Prof. Fernando Diogo Siqueira, D.Sc.

MACAÉ - RJ
DEZEMBRO - 2021

ESTUDO EXPERIMENTAL DA FORMAÇÃO DE REBOCO EM FORMAÇÕES NATURALMENTE FRATURADAS

KEVIN ALVES BARTELEGA

Monografia apresentada ao Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Engenheiro de Exploração e Produção de Petróleo.

Aprovada em xx de xxxxxx de 20xx.

Comissão Examinadora:

Prof. (Título, Formação Mais Elevada) - INSTITUIÇÃO/EMPRESA

Prof. (D.Sc, Ciências da Computação) - PURO/UFF

Prof. (Ph.D, Matemática) - LENEP/CCT/UENF

Prof. Fernando Diogo de Siqueira, D.Sc. - LENEP/CCT/UENF - (Orientador)

Dedico essa dissertação ao meu pai...

Agradecimentos

Aos meus pais.

Aos membros da banca, professores.

Aos professores e funcionários do LENEP/CCT/UENF.

Ao CENPES/PETROBRAS pelo fornecimento de material....

Ao comitê gestor do PRH20-ANP-CTPETRO/LENEP/CCT/UENF, 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 pelo fornecimento de bolsa de estudos e taxa de bancada por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCT.

Ao comitê gestor do PRH20-ANP-PETROBRAS/LENEP/CCT/UENF, e a Universidade Petrobras pelo fornecimento de bolsa de estudos e taxa de bancada por meio do PFRH-PETROBRAS, Programa de Formação de Recursos Humanos da Petrobras.

“Os cara é grande mas nois é ruim. Aqui é Brasil.”

Bruno Fratus, medalhista de bronze nado livre 50m, Jogos Olímpicos de Tokyo 2020

Sumário

Lista de Figuras	vi
Lista de Tabelas	vii
Nomenclatura	viii
Alfabeto Latino	viii
Alfabeto Grego	viii
Sub-índices	ix
Super-índices	ix
Símbolos	x
Acrônimos	x
Resumo	xi
Abstract	xii
1 Introdução	1
1.1 Objetivos	4
Referências Bibliográficas	5
Referências	6

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

Nomenclatura

A nomenclatura apresentada em ordem alfabética está dividida em: alfabeto latino, alfabeto grego, sub-índices, super-índices, símbolos e acrônimos.

Alfabeto Latino

<i>A</i>	Área da seção transversal [<i>in</i> ²]
<i>D</i>	Diâmetro do testemunho [<i>in</i>]
<i>d</i>	Diâmetro poro [<i>m</i>]
<i>F</i>	Força [<i>N</i>]
<i>g</i>	Aceleração da gravidade [<i>m/s</i> ²]
<i>h</i>	Altura
<i>k</i>	Permeabilidade [<i>mD</i>]
<i>L</i>	Comprimento do testemunho [<i>cm</i>]
<i>P</i>	Pressão [<i>psia</i>]
<i>q</i>	Vazão [<i>ml/min</i>]
<i>Re</i>	Número de Reynolds [–]
<i>r</i>	Raio da partícula [<i>μm</i>]
<i>T</i>	Torque [<i>N.m</i>]
<i>u</i>	Velocidade Darcy [<i>m/s</i>]
<i>V</i>	Velocidade de filtração [<i>m/s</i>]

Alfabeto Grego

α	Fator de forma [–]
γ	Tensão de cisalhamento [Pa]
ε	Espessura da fratura [μm]
η, κ	Índice de consistência do fluido [$Pa.s^{(1-n)}$]
μ	Viscosidade [cP]
ρ	Massa específica da partícula [g/cm^3]
τ	Taxa de cisalhamento [$Pa.m^{-1}$]
ϕ	Porosidade [–]
λ	Garganta de poro [μm]
f	Fator de fricção [–]

Sub-índices

c	Reboco
D	Arrasto
eq	Equivalente
eff	Efetiva
G	Gravitacional
f	Fratura
P	Permeante
p, p	Fator de forma/ plástica
m	Matriz
mp	Máximo diâmetro do poro
mf	Matriz/fratura
R	Testemunho
s	Partícula
W	Espessura
w	Fluido

Super-índices

n	Índice de comportamento do fluido [–]
-----	---------------------------------------

Símbolos

∂	Derivada parcial
d	Derivada total
Δ	Delta
∇	Gradiente

Acrônimos

API	<i>American Petroleum Institute</i> (instituto de petróleo americano)
ECD	<i>Equivalent Circulation Density</i> (densidade equivalente de circulação)
HPHT	<i>High Temperature High Pressure</i> (alta temperatura alta pressão)
IPT	<i>Ideal Packing Theory</i> (teoria do empacotamento ideal)
LCM	<i>Lost Circulation Material</i> (material controladore de perda de circulação)
OBM	<i>Oil Based Mud</i> (fluido base óleo)
PPA	<i>Particle Plugging Apparatus</i> (aparato de plugue de partículas)
PPT	<i>Permeability plugging test</i> (teste de permeabilidade de plugue)
PSD	<i>Particle Size Distribution</i> (distribuição do tamanho de partículas)
ROP	<i>Rate of Penetration</i> (taxa de penetração da broca)
SBM	<i>Synthetic Based Mud</i> (fluido base sintético)
WBM	<i>Water Based Mud</i> (fluido base água)
WSM	<i>Wellbore Strengthening Material</i> (material de fortalecimento de poço)

Resumo

Um dos desafios encontrados pela equipe de perfuração de poços é o monitoramento e controle da perda de fluido (filtrado) de perfuração ocorrida durante o trabalho. Diretamente relacionado a isso está o processo de formação do reboco que ocorre na parede do poço. Basicamente, ele é uma camada fina de baixíssima permeabilidade constituído por parte dos componentes do fluido de perfuração e que se forma dado o influxo deste fluido pela rocha.

Devido à grande discussão na literatura, o processo de formação de reboco em formações rochosas bem consolidadas bem como a perda de fluido típica esperada em uma perfuração neste cenário são previsíveis com razoável confiança. No entanto, este mesmo desafio em formações naturalmente fraturadas ainda requer estudos mais concisos e detalhados.

Neste trabalho foi estendida uma metodologia experimental que analisa qualitativamente a perda de fluido de perfuração base água com partículas de carbonato de cálcio com 4 diferentes distribuições do tamanho (micronizado, fino, intermediário e médio), aplicadas como materiais controladores de perda de circulação em injeção de fluxo transversal em testemunhos de rochas sintéticas e naturais com fraturas de abertura variando entre 50 e 750 μm . Através dessa metodologia foi possível comparar a influência das diferentes distribuições do tamanho de partículas e das aberturas de fratura na dinâmica de perda de fluido em testemunhos fraturados. Além disso, modelou-se o processo de formação do reboco por meio de um balanço de torques para um melhor entendimento de como se dá seu crescimento. Por fim, foi feita a avaliação dos critérios de seleção de partículas para obstrução das fraturas.

Palavras chave: Fratura, LCM, filtração, reboco, perda de fluido.

Abstract

One of the challenges faced by the well drilling team is monitoring and control of drilling fluid (filtrate) loss that occurs during work. Directly related to it, there is the process of mudcake formation that occurs on the well wall. Basically, it is a thin layer of very low permeability consisting of part of the drilling fluid components that is formed during drilling due to the influx of this fluid.

Due to the wide discussion in the literature, the process of mudcake formation in consolidated rock formations as well as the typical fluid loss expected from drilling a well in this scenario are predictable with reasonable confidence. However, this same challenge in naturally fractured formations still requires more concise and detailed studies.

In this work, an experimental methodology was extended to qualitatively analyze the loss of water-based drilling fluid with calcium carbonate particles with 4 different particle size distributions (micronized, fine, intermediate, and medium), in cross flow injection in synthetic and natural rock cores with fracture openings ranging from 50 to 750 μm . Through this methodology it was possible to compare the influence of different particle size distributions and fracture openings on the drilling fluid loss dynamics in fractured cores. In addition, mudcake formation was modeled by means of a torque balance for a better understanding of its growth. Finally, it was made an evaluation of the particle size selection criteria for fracture obstruction.

Keywords: Fracture, LCM, filtration, mud cake, fluid loss.

1 Introdução

Há diversas etapas desde exploração, perfuração, exploração até produção de reservas de petróleo. Através da perfuração do poço pioneiro é possível certificar a existência ou não de hidrocarbonetos nas formações rochosas, e uma vez comprovada a viabilidade econômica desta reserva, são realizadas novas perfurações (Bourgoyne Jr. *et al.*, 1986).

A perfuração é normalmente realizada de forma *overbalanced*, processo no qual a pressão dentro do poço exercida pelo peso do fluido de perfuração é mais alta que a pressão do reservatório. Esta forma apresenta benefícios, como a prevenção de *kicks* e *blowouts*, no entanto, causa alguns prejuízos, como a invasão de fluidos que leva a danos à formação (ROSA *et al.*,).

Para tentar minimizar esses danos, a preparação dos fluidos de perfuração possui um papel decisivo. Além das diversas funções e propriedades que lhes são designadas, tais como lubrificar e resfriar a broca, transportar os detritos pelo espaço anular até a superfície; a adição de material particulado tem ajudado a diminuir o fenômeno da filtração. Isso se traduz em termos práticos pela formação de um reboco de baixa permeabilidade na parede do poço (CAENN *et al.*, 2011).

Para o reboco ser formado de forma eficiente, é necessário o ajuste adequado de diversos parâmetros como: a velocidade do fluxo, a distribuição de tamanho de partículas adicionadas ao fluido, adição de polímeros, a reologia do fluido, a permeabilidade do reservatório, o controle de espessura do reboco, controle de invasão de partículas, entre outros (CAENN *et al.*, 2011; JIAO; SHARMA, 1992; WALDMANN, 2014).

Por mais eficiente que o reboco seja ele não se torna impermeável. Na maioria dos casos o reboco formado para de crescer, lhe proporcionando uma espessura fixa e uma baixa permeabilidade se comparada com a permeabilidade do reservatório. Esta película funciona como um filtro que deixa passar apenas o filtrado do fluido de perfuração com uma vazão constante. O filtrado assim invade continuamente o reservatório enquanto houver exposição ao fluxo (Dake, 2014,).

Com a preocupação de minimizar a perda de filtrado e o dano à formação bem como respeitar as normas e políticas ambientais, os fluidos de perfuração sofreram e vêm sofrendo alterações em relação a composição e aditivos. Os mais utilizados são os fluidos base água e base óleo (sintético), no entanto, cada um possui suas características que limitam sua utilização em determinado cenário, devido a questões ambientais, no caso do fluido base óleo, ou devido suas limitações operacionais, no caso do fluido base água. Desta forma, novas formulações de fluido com diferentes bases estão sendo estudadas para tentar suprir tanto as limitações ambientais, quanto as limitações operacionais. Há diversos resultados que mostraram que a glicerina pode ser a revolução na formulação de fluido de perfuração, apresentando tanto as vantagens de um fluido base água e óleo (Malgaresi, 2015, ; CUNHA *et al.*,)

Saindo um pouco do fenômeno da perda de filtrado, dada a heterogeneidade dos reservatórios nas bacias brasileiras (CALÇADA *et al.*, 2015), um outro gargalo que se propõe a resolver é a perda de circulação de fluido através das fraturas encontradas no reservatórios (Morais, 2020,).

Reservatórios de petróleo que contém fraturas naturais cujo efeito positivo no escoamento de fluidos é significativo são denominados reservatórios naturalmente fraturados. Nesta categoria se encontram cerca de 20% das reservas mundiais de petróleo (EZEAKACHA; SALEHI, 2019).

Diferente do que ocorre nos sistemas convencionais de formações areníticas, o comportamento do escoamento em reservatórios naturalmente fraturados ainda é pouco compreendido e apresenta complexidades devido a interação entre a matriz porosa e as fraturas. Fraturas são estruturas tridimensionais, nas quais uma das dimensões (espessura) é, em geral, muito inferior às demais, porém, uma vez que estas se apresentam na forma de uma malha suficientemente interligada, configuram trajetórias de altíssima permeabilidade com ordem de grandeza bem maior que a da matriz (Morais, 2020,).

Soluções práticas foram recomendadas para evitar perdas de fluido baseadas em dados de perda de lama. Elas identificam e caracterizam as fraturas condutivas que se interceptam no poço e fornecem parâmetros necessários para controlar a perda de circulação. Entretanto, independente do tipo de tratamento, um tempo significativo de sonda pode ser perdido e algumas soluções podem complicar o projeto de poço. Dessa maneira, manter a estabilidade dele é uma tarefa importante durante a perfuração em zonas fraturadas por motivos de segurança e econômicos.

Os problemas de estabilidade do poço associados à perfuração nessas zonas estão relacionados à natureza das fraturas pré-existent (naturais) e induzidas pela perfuração. Assim, várias técnicas preventivas e corretivas já foram desenvolvidas. A primeira medida a ser tomada é o ajuste das propriedades do fluido para diminuir a densidade equivalente de circulação e consequentemente reduzir o volume perdido dele. A segunda medida é o uso de materiais controladores de perda de circulação (LCM, do inglês, *lost circulation materials*) no fluido, os quais aumentam a rigidez da formação e consequentemente sua estabilidade. Esses aditivos também controlam a perda pela obstrução de canais de poros e fraturas (EZEAKACHA; SALEHI, 2019; ALSABA *et al.*, 2014; Morais, 2020,).

Diante da complexidade dos reservatórios fraturados e das perdas bilionárias anuais que a indústria sofre, existe a necessidade de se compreender os fenômenos que ocorrem durante a perfuração deles. Nesse sentido, este trabalho realizou um estudo experimental para reduzir a perda de fluido de perfuração e filtrado pela otimização de formulações de fluidos existentes através da simulação da dinâmica de fechamento de fraturas e criação de reboco.

Apresenta-se a seguir a organização do documento. Esta dissertação foi dividida em seis capítulos, mais “Referências Bibliográficas”.

O Capítulo 1, “Introdução”, apresenta uma introdução sobre o tema abordado, bem os objetivos que compõe esta dissertação.

O Capítulo 2, “Referências Bibliográficas”, apresentará uma revisão bibliográfica sobre os assuntos relevantes ao trabalho.

O Capítulo 3, “Metodologia”, apresenta a metodologia experimental utilizada e elaborada para os testes de injeção de fluido de perfuração, modelos matemáticos e equipamentos.

O Capítulo 4, “Resultados”, apresenta os resultados obtidos na caracterização dos fluidos de perfuração e na metodologia elaborada para injeção de fluidos bem como a elaboração das análises.

O Capítulo 5, “Conclusões”, mostra as conclusões obtidas no trabalho realizado e as recomendações para trabalhos futuros.

1.1 Objetivos

Esta dissertação foi inserida em um projeto do Laboratório de Fluidos do LENEP/UENF com a Petrobras. A motivação surgiu em conjunto com a Dissertação de Mestrado do aluno Caio Moraes (Moraes, 2020,), e pelo trabalho em equipe na Dissertação de Mestrado do Aluno Daniel Fernandes. A análise envolve o fechamento ou não da fratura, eficiência e estabilização de reboco, invasão de filtrado de fluido de perfuração e dano à formação.

O objetivo principal é analisar a dinâmica de formação de reboco em fraturas baseando-se na relação de tamanho das partículas de carbonato de cálcio adicionadas ao fluido e a espessura das fraturas. A análise envolveu o tempo necessário para formação e estabilização do reboco e consequentemente para a obstrução da fratura, bem como o volume total perdido de fluido. Para atingir os objetivos propostos, foram realizadas as seguintes etapas:

- Desenvolver uma metodologia de fraturamento de carbonatos em que seja possível ter o controle da espessura das fraturas;
- Desenvolver e estender uma metodologia de injeção em fluxo transversal de fluido de perfuração apresentada por (Malgaresi, 2015, ; Moraes, 2020,) em testemunhos fraturados de rochas sintéticas e naturais que faça previsão qualitativa de invasão de filtrado tal como ocorre na perfuração de poços;
- Comparar qualitativamente a influência de diferentes distribuições de tamanho de partículas de carbonato de cálcio nas formulações de fluido de perfuração, validá-los com modelos disponíveis na literatura, e verificar a performance dessas diferentes composições.

Referências

ALSABA, M.; NYGAARD, R.; HARELAND, G.; CONTRERAS, O. Review of lost circulation materials and treatments with an updated classification. In: . Houston, Texas: Fluids Technical Conference and Exhibition, 2014.

Bourgoyne Jr., A. T.; MILHEIM, K. K.; CHENEVERT, M. M.; Young Jr., F. S. *Applied drilling engineering*. First printing,. [S.I.]: Society of Petroleum Engineers, 1986. (SPE textbook series 2).

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. *Composition and properties of drilling and completion fluids*. [S.I.]: Gulf Professional Pub, 2011.

CALÇADA, L. A.; Duque Neto, O.; MAGALHÃES, S. C.; SCHEID, C. M.; Borges Filho, M. N.; WALDMANN, A. T. A. Evaluation of suspension flow and particulate materials for control of fluid losses in drilling operation. Elsevier BV, v. 131, p. 1–10, jul. 2015.

CUNHA, R. R.; CRUZ, G. F.; CORREA, C. C. Preliminary study on the use of glycerin from biodiesel production as a base for petroleum base oil refining fluids. Macae, p. 82.

Dake, 2014, L. P. *Reservoir engineering fundamentals*. [S.I.]: Elsevier. 464p p.

EZEAKACHA, P.; SALEHI, S. Experimental and statistical investigation of drilling fluid loss in porous media: Part 2 (fractures). Elsevier BV, v. 65, p. 257–266, maio 2019.

JIAO, D.; SHARMA, M. Formation damage due to static and dynamic filtration of water-based muds. In: . [S.I.]: Society of Petroleum Engineers, 1992.

Malgaresi, 2015, G. S. Methodology for analyzing drilling fluid filtrate loss in transverse flow.

Morais, 2020, C. A. Experimental study of drilling fluid loss in naturally fractured formations.

ROSA, A.; CARVALHO, R.; XAVIER, D. Petroleum reservoir engineering. p. 808p.

WALDMANN, T. Efforts to control fluid losses in offshore drilling. American Association of Drilling Engineers - AADE, Texas Houston, abr. 2014.