UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

BRUNO MARCO DE OLIVEIRA SILVEIRA

Invasão de fluidos de perfuração e fluxo reverso de óleo em reservatórios de arenito e de carbonato

CAMPINAS, 2012

Este exemplar corresponde à redação final da dissertação defendida por Bruno Marco de Oliveira Silveira aprovada pela Comissão julgadora em 27/92/20120.

ano

Dra Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Invasão de fluidos de perfuração e fluxo reverso de óleo em reservatórios de arenito e de carbonato

Autor: Bruno Marco de Oliveira Silveira Orientador: Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo Área de Concentração: Reservatórios e Gestão

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à Comissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

> Campinas, 2012 SP – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

٦

Si39i	Silveira, Bruno Marco de Oliveira Invasão de fluidos de perfuração e fluxo reverso de óleo em reservatórios de arenito e de carbonato / Bruno Marco de Oliveira SilveiraCampinas, SP: [s.n.], 2012.
	Orientador: Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.
	 Fenômeno de transporte. 2. Petrofísica. 3. Materiais porosos. 4. Escoamento de fluidos. 5. Polímero. I. Moreno, Rosângela Barros Zanoni Lopes. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Invasion of drilling fluids and oil backflow in sandstone and carbonate reservoirs
Palavras-chave em Inglês: Transport phenomenon, Petrophysics, Porous materials, Fluid flow, Polymer
Área de concentração: Reservatórios e Gestão
Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo
Banca examinadora: Denis José Schiozer, André Leibsohn Martins
Data da defesa: 27-02-2012
Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Invasão de fluidos de perfuração e fluxo reverso de óleo em reservatórios de arenito e de carbonato

Autor: Bruno Marco de Oliveira Silveira Orientador: Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno DEP/FEM/UNICAMP Prof. Dr. Denis José Schiozer DEP/FEM/UNICAMP

Prof. Dr. André Leibsohn Martins Petróleo Brasileiro S. A. - PETROBRAS

Co CC

Campinas, 27 de Fevereiro de 2012.

DEDICATÓRIA

Aos meus pais Osvaldo de Souza Silveira e Nair de Oliveira Silveira.

Aos familiares e amigos sempre presentes.

A todos que apoiaram e contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por estar sempre presente em todos os momentos da minha vida.

A minha família, pelo apoio e incentivo com meus estudos.

Especialmente à Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno, por sua amizade, dedicação e contribuição no planejamento, execução e conclusão deste trabalho.

A todos os professores e funcionários da Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM), Departamento de Engenharia de Petróleo (DEP) e do Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) que contribuíram direta e indiretamente para a realização deste trabalho.

À Agência Nacional do Petróleo (ANP) pela bolsa de estudos concedida.

E à Petrobras pelo financiamento do projeto.

"A dúvida é o principio da sabedoria". Aristóteles

RESUMO

SILVEIRA, Bruno Marco de Oliveira. Invasão de fluidos de perfuração e fluxo reverso de óleo em reservatórios de arenito e de carbonato. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 84 p. Dissertação de Mestrado.

As recentes descobertas do pré-sal no Brasil trouxeram novos desafios para as atividades de explotação de petróleo. Perfuração em formações carbonáticas apresentam grandes diferenças em relação a perfurações em rochas areníticas. Enquanto arenitos são mais homogeneos, rochas carbonáticas podem apresentar significativas variações em relação ao tamanho e à distribuição de poros, refletindo na produtividade de formação, como também na operação e manutenção de produção.

A produtividade dos poços é avaliada logo após a perfuração dos mesmos, uma vez que danos à formação produtora podem alterar suas características originais. Diante disso, fluidos especificamente formulados para perfurar o reservatório, conhecidos como fluidos *drill-in*, vem sendo estudados com vistas à otimização da perfuração e à minimização de dano. Estes fluidos são desenvolvidos de acordo com as características do reservatório a ser perfurado e testes em laboratórios são necessários para que se possa adequar a formulação do fluido de perfuração com o menor custo, além de avaliar a invasão na rocha e verificar o possível dano residual para os fluidos candidatos.

Este trabalho visa a comparação da invasão de fluidos *drill-in* e fluxo reverso de óleo em amostras de carbonatos e de arenitos de forma a avaliar a influência do tipo de rocha no dano à formação e sua interação com o fluido de perfuração testado.

Os testes foram realizados usando dois aparatos experimentais diferentes, um para amostras com cerca de 7 cm de comprimento e outro para amostras medindo cerca de 30 cm, ambas com diâmetro de aproximadamente 3,7 cm. Os ensaios foram executados em amostras de carbonato e de arenito com permeabilidades absolutas ao gás semelhantes e submetendo-as ao respectivo protocolo de teste, cujas etapas incluíam a preparação das amostras, a caracterização de escoamento multifásico, a invasão com fluido de perfuração e o fluxo reverso de óleo. A invasão foi induzida por meio de um diferencial de pressão positivo através das amostras saturadas com óleo na condição de água conata, simulando o reservatório. O fluxo reverso ou deslocamento de óleo no sentido oposto ao de invasão representou a produção de óleo bem como a limpeza natural do reservatório.

Durante a caracterização foi possível observar que as amostras de carbonatos utilizadas são menos molháveis à água em comparação aos arenitos. Com os resultados obtidos com o aparato utilizado para as amostras mais longas, foi possível identificar o deslocamento da frente de fluido invasor por meio dos pontos de medida de pressão distribuídos ao longo da amostra. A dinâmica de escoamento apontou que a invasão do fluido de perfuração foi mais rápida para as amostras de carbonatos em comparação com as amostras de arenito. Na etapa de fluxo reverso, pode-se observar que as amostras de carbonato apresentaram um retorno de produtividade maior e mais rápido relativamente aos arenitos.

Palavras-Chave: Arenito, Carbonato, Fluido Drill-in, Dano de formação, Fluxo reverso

ABSTRACT

Silveira, Bruno Marco de Oliveira. Invasion of drilling fluids and oil backflow in sandstone and carbonate reservoirs. Campinas, Faculty of Mechanical Engineering, State University of Campinas, 2012. 84 p. Master's Thesis.

The recent pre-salt discoveries in Brazil have brought new challenges to oil exploitation activities. Drilling in carbonate formations differs widely of drilling in sandstone rocks. While sandstones are more homogeneous, carbonate rocks are characterized by a large range of size and distribution of pores, which reflects in the reservoir productivity, as well as in the operation activities and production maintenance.

The productivity and changes of original reservoir's characteristics due to formation damage are evaluated after drilling. Then fore, drilling fluids specifically designed to cross payzone, known as drill-in fluids, have been studied aiming at drilling optimization and damage minimizing. These fluids are developed according to the drilled reservoir characteristics and laboratory tests are performed to obtain proper drilling fluids formulations as fluid invasion and clean up are evaluated.

The objective of this work is to compare drill-in fluids invasion (water-based polymer fluid) and backflow of oil in carbonates and sandstones samples to assess the rock type influence in damage formation and their interaction with the tested drilling fluid.

Tests were run using two different apparatus, one for samples ~7,0 cm long and another for samples ~30 cm long, both with ~3,7 cm diameter. Lab tests were performed using carbonate and sandstone samples, with similar absolute permeability. These samples were submitted to a proper test protocol, that includes samples preparation, multiphase flow characterization, invasion and backflow processes. Damage formation was induced by injecting drill-in fluid with a positive differential pressure through samples saturated with oil and connate water, simulating the

reservoir. Oil displaced in the opposite flow direction was performed to simulated natural cleanup or oil production.

During the samples characterization, it was possible to observe that tested carbonate samples were less water wet than sandstones ones. From the results obtained with the apparatus used with longer samples, it was possible to identify the drill-in fluid displacement through pressure observation points distributed throughout the sample. The flow dynamics pointed out that the drilling fluid invasion was faster for carbonate samples comparing to sandstone samples. However, in backflow stage, a higher and faster productivity restoration was observed for carbonate samples than for sandstone ones.

Key Words: Sandstone, Carbonate, Drill-in Fluids, Damage Formation, Backflow

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS xvii		
LISTA DE TABELAS xix		
LISTA DE NOMENCLATURAS xxi		
1. INTRODUÇÃO 1		
1.1. Motivação 1		
1.2. Objetivos		
1.3. Organização do trabalho 2		
2. CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 3		
2.1. Tecnologia de fluidos de perfuração 3		
2.2. Fluidos para perfurar o reservatório (Fluidos <i>Drill-in</i>)5		
2.3. Aditivos poliméricos		
2.4. Reologia de fluidos e fatores intervenientes		
2.5. Propriedades de rochas e de fluidos15		
2.5.1. Porosidade e permeabilidades efetivas e relativas		
2.5.2. Molhabilidade		
2.6. Rochas carbonáticas		
2.7. Dano à formação 27		
3. Metodologia		
3.1. Amostras de rocha utilizadas 35		
3.2. Preparação dos fluidos de perfuração (soluções poliméricas)		
3.3. Reologia dos fluidos		

R	REFERÊNCIAS	. 79
5.	. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	. 77
	4.3. Comparação entre amostras com alta permeabilidade (Carbonatos e Arenitos)	. 68
	4.2. Comparação entre amostras com permeabilidade intermediária (Carbonatos e Arenitos)) 58
	4.1. Comparação entre amostras com baixa permeabilidade (Carbonatos e Arenitos)	. 51
4	. RESULTADOS E DISCUSSÕES	. 51
	3.4.2. Protocolo para amostras com cerca de 35 cm de comprimento	. 45
	3.4.1. Protocolo para amostras com cerca de 7cm de comprimento	. 40
	3.4. Protocolo de testes	. 39

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Curvas de fluxo características os modelos reológicos. A \rightarrow Newtoniano; $B \rightarrow Binghaniano ou plástico ideal; C \rightarrow Pseudoplástico; D \rightarrow Dilatante; E \rightarrow Pseudoplástico com$ Figura 2.2 – Viscosidade versus concentração do polímero (temperatura de 74°F ou 23.3 °C e taxa de cisalhamento de 7,3 s⁻¹)..... 11 Figura 2.3 – Viscosidade versus taxa de cisalhamento para soluções de xantana em diferentes concentrações e com salinidade de 5g/l de NaCl, pH=7 e T=30 °C..... 11 Figura 2.4 – Viscosidade relativa entre PAM e HPAM em solução de cloreto de sódio (NaCl_{ao}). Concentração do polímero 600mg/l; T=25°C, taxa de cisalhamento de 7,3s⁻¹. (De cima para baixo: curva 1 - HPAM 15% hidrolisado; curva 2 - HPAM 25% hidrolisado; curva 3- HPAM 35% hidrolisado; Linha cheia – PAM). 12 Figura 2.6 – Viscosidade versus taxa de cisalhamento da solução de HPAM, mostrando os efeitos Figura 2.7 - Efeitos das mudanças de pHs com adição de HCl na viscosidade do HPAM, com taxa de cisalhamento de 50s⁻¹ e concentração de 2500 ppm. 14 Figura 2.8 – Curva de permeabilidade relativa...... 17 Figura 2.9 – Influência dos processos de saturação nas curvas de permeabilidade relativa. 20 Figura 2.11 – Permeabilidade relativa. Curva 1 água molha preferencialmente. Curva 2 óleo Figura 2.13 - Relação entre porosidade e permeabilidade para vários grupos de tamanhos de Figura 2.14 – Classificação geológica/petrofísica do espaço poroso por cavidades baseado na tipo

Figura 2.16 - Mecanismo de redução da permeabilidade causado pelos argilominerais em meio
poroso: (A) migração de finos; (B) inchamento da argila; (C) migração de finos induzida pelo
inchamento de argilominerais
Figura 3.1 - Comparação em escala logarítmica entre soluções poliméricas variando o tempo de
homogeneização (HPAM 4,5lb/bbl + NaI 15K)
Figura 3.2 - Comparação em escala logarítmica entre soluções poliméricas variando a ordem de
adição do sal (HPAM 4,5lb/bbl + NaI 15K) 39
Figura 3.3 – Protocolo de teste para o sistema com amostras pequenas
Figura 3.4 – Saturação das amostras com solução aquosa de NaI 150k
Figura 3.5 – Aparato experimental para injeção de óleo ou de água à vazão constante
Figura 3.6 - Aparato experimental para invasão e fluxo reverso a pressão constante para
amostras pequenas (L < 8 cm)
Figura 3.7 – Foto do aparato experimental (amostras pequenas)
Figura 3.8 – Protocolo de teste para o sistema com amostras grandes
Figura 3.9 - Aparato experimental para injeção de óleo ou de água à vazão constante para
amostras grandes (L>20 cm)
Figura 3.10 - Aparato experimental para injeção de fluido de perfuração e fluxo reverso à
pressão constante para amostras grandes (L > 20cm)
Figura 3.11 – Foto do aparato experimental (amostras grandes)
Figura 4.1 - Curvas reológicas do fluido perfuração utilizado nas invasões das amostras
Carbonato 9 e Arenito 8G8
Figura 4.2 - Permeabilidades relativas para as amostras de baixa permeabilidade (Carbonato 9 e
Arenito 8G8)
Figura 4.3 – Resultados comparativos entre as amostras de Carbonato 9 e Arenito 8G8 nas etapas
de invasão
Figura 4.4 – Resultados comparativos entre as amostras de Carbonato 9 e Arenito 8G8 na etapas
de fluxo reverso para a razão de produtividade ao óleo
Figura 4.5 - Curvas reológicas dos fluidos de perfuração utilizados nas invasões das amostras
Carbonato C-03, Carbonato 12 e Arenito 8C
Figura 4.6 – Permeabilidades relativas para as amostras de permeabilidades intermediárias
(Arenito 8C (A8C), Carbonatos 12 (C12) e Carbonato C-03) (C-03))

Figura 4.7 - Resultados comparativos entre amostra de Carbonato C-03, Carbonato 12 e Arenito
8C nas etapas de invasão
Figura 4.8 - Resultados comparativos entre amostra de Carbonato C-03, Carbonato 12 e Arenito
8C na de fluxo reverso para a razão de produtividade ao óleo
Figura 4.9 – Avanço do fluido de perfuração nas amostras de carbonato
Figura 4.10 – Avanço do fluido de perfuração nas amostras de arenito
Figura 4.11 - Curvas reológicas dos fluidos de perfuração utilizados nas invasões das amostras
Carbonato 2, Arenito R02 e Arenito O-01
Figura 4.12 - Permeabilidades relativas para as amostras de alta permeabilidade (Carbonato 2
(C2), Arenito 8G8 (A8G8) e Arenito R02 (AR02))
Figura 4.13 - Resultados comparativos entre amostra de Carbonato 2 e Arenitos R02 e O-01 nas
etapas de invasão para a razão de produtividade ao óleo
Figura 4.14 - Resultados comparativos entre amostra de Carbonato 2 e Arenitos R02 e O-01 na
etapa de fluxo reverso para a razão de produtividade ao óleo

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Expressões dos modelos de comportamento reológico dos fluidos
Tabela 2.2 – Definição das relações associadas com as viscosidades das soluções 10
Tabela 2.3 – Sistema de classificação de poros em carbonatos
Tabela 2.4 – Resumo das operações susceptíveis de dano à formação
Tabela 2.5 – Mecanismos de dano em arenitos e carbonatos
Tabela 4.1 – Amostras caracterizadas com baixa permeabilidade
Tabela 4.2 – Cálculo da razão de produtividade ao óleo e dano na formação para amostras de
baixa permeabilidade
Tabela 4.3 - Amostras caracterizadas com permeabilidade intermediária (Carbonato 12 (C12),
Carbonato C-03 (C-03) e Arenito 8C (A8C))
Tabela 4.4 – Cálculo da razão de produtividade ao óleo e dano na formação para amostra com
permeabilidade intermediária
Tabela 4.5 – Amostras caracterizadas com alta permeabilidade
Tabela 4.6 – Cálculo da razão de produtividade ao óleo e dano na formação para amostra de alta
permeabilidade75

LISTA DE NOMENCLATURAS

Letras Latinas

Α	Área	m²
С	Concentração do polímero	kg/m³
С	Altura da coluna de mercúrio	
D	Diâmetro	m
F	Força	kg.m.s ⁻²
f_{o2}	Fluxo fracionário de óleo na face de saída	
f_{w2}	Fluxo fracionário de água na face de saída	
8	Acelaração da gravidade	m/s²
hw	Altura da coluna de água	
<i>I</i> _r	Injetividade relativa	
Κ	Índice de consistência	
k	Permeabilidade (1 Darcy \cong 9,87x10 ⁻¹³ m ²)	Darcy
k _e	Permeabilidade efetiva	Darcy
k _o	Permeabilidade ao óleo	Darcy
k _r	Permeabilidade relativa	
k _{ro}	Permeabilidade relativa ao óleo	
k _{rw}	Permeabilidade relativa à água	
k _{ro2}	Permeabilidade relativa ao óleo na face de saída	
k _{rw2}	Permeabilidade relativa à água na face de saída	
k _e	Permeabilidade efetiva	Darcy
<i>k</i> _d	Permeabilidade após o dano	Darcy
k_g	Permeabilidade absoluta ao gás	Darcy
k _{oef} @ SpR,FR	Permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de polímero remanescente no fluxo reverso de óleo	Darcy
k _{oef@Swi-O1}	Permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água conata na primeira injeção de óleo	Darcy

k _{oef@Swi-O2}	 Permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água conata na segunda D injeção de óleo 	
k _{wef@Sor-A2}	Permeabilidade efetiva à água na saturação de óleo residual na segunda injeção de água	Darcy
L	Comprimento	m
М	Massa	
n	Índice de comportamento	
Р	Pressão	
P _c	Pressão capilar	Ра
pН	Potêncial de hidrogênio iônico	
q	Vazão	m³/s
q_d	Vazão após o do dano	m³/s
q_o	Vazão de óleo	m³/s
q_w	Vazão de água	
S_{or}	Saturação de óleo residual	
\bar{S}_w	Saturação média da água	
S_{w2}	Saturação de água na face de saída	
S_{w2}	Saturação de água na face de saída	
S _{or-A2}	Saturação de óleo residual na segunda saturação com água	
S _{oR-Inv}	Saturação de óleo remanescente após a invasão de fluido de perfuração	
S_{pR-FR}	Saturação remanescente de fase aquosa polimérica no fluxo reverso de óleo	
S_{wi}	Saturação de água conata	
S_{wi-O1}	Saturação de água conata ou irredutível na primeira saturação com óleo	
S_{wi-O2}	Saturação de água conata ou irredutível na segunda saturação com óleo	
Т	Temperatura	°C
t	tempo	S
v_t	Velocidade superficial	m/s
V	Volume	m ³
VA	Viscosidade aparente Pa.s	
V_c	Volume de contato m ³	
VF	Volume de filtrado	m ³
VP	Viscosidade plástica Pa.s	
W_i	Injeção acumulada de água m ³	

Letras Gregas

\bigtriangleup	Delta	
arDelta ho	Diferença de densidade entre fluidos	kg/m³
μ	Viscosidade (1 mPa.s \cong 1 cP)	Pa.s
μ ₀	Viscosidade do óleo	Pa.s
μ_w	Viscosidade da água	Pa.s
η	Viscosidade de solução polimérica	Pa.s
[η]	Viscosidade intrínseca	m ³ /kg
η_{I}	Viscosidade inerente	m ³ /kg
η_R	Viscosidade reduzida	m ³ /kg
η_S	Viscosidade do solvente	Pa.s
η_{SP}	Viscosidade específica	
η_r	Viscosidade relativa	
Ý	Taxa de deformação	
$ au_0$	Limite de escoamento real	
τ	Tensão de cisalhamento	
Θ	Ângulo	
ϕ	Porosidade	

Subscrito

2	Extremidade de saída
a	Absoluta
A2	Segunda saturação com água
e	Efetiva
0	Fase oléica
01	Primeira saturação com óleo
02	Segunda saturação com óleo
r	Relativa
oR-Inv	Óleo remanescente após a invasão de fluido de perfuração
pR-FR	fase aquosa polimérica no fluxo reverso de óleo
w	Fase aquosa
xy	Direções (horizoltal e vertical)

Siglas	
CMC	Carboximetilcelulose
CMS	Carboximetilamido
FD	Fator de dano
FR	Fluxo reverso
HPAM	Poliacrilamida parcialmente hidrolisada
IP	Índice de produtividade
PAC	Celulose polianiônica
PAM	Poliacrilamida
PVI	Índice de redução da permeabilidade
RD	Razão de dano
RP	Razão de produtividade
VPI	Volume poroso injetado

1. INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

Com a descoberta dos reservatórios carbonáticos localizados no pré-sal brasileiro, o potencial petrolífero aumentou consideravelmente no que diz respeito às reservas de óleo e gás, possibilitando uma oportunidade de crescimento para a economia nacional (JONES; CHAVES, 2011).

Entretanto, apesar de sua grandiosidade, os desafios começam na compreensão da rocha formadora, que é mais heterogênea em relação aos arenitos e apresenta uma estrutura porosa complexa com pouca relação com a permeabilidade neste tipo de rocha (POURMOHAMMADI et al., 2007) (LUCIA, 2007).

A heterogeneidade das rochas carbonáticas promove variedades das propriedades mecânicas e permo-porosas, refletindo na produtividade de formação, como também na operação e manutenção de produção (POURMOHAMMADI et al., 2007) (PEREIRA; FERNANDES, 2009).

A produtividade dos poços é avaliada logo após a perfuração dos mesmos e danos à formação produtora podem alterar suas características originais. Reservatórios carbonáticos e areníticos submetidos a perfurações em que o diferencial de pressão é positivo, denominada perfuração sobre-balanceada, podem sofrer invasão do fluido, favorecendo a ocorrência de dano no reservatório e consequentemente redução da produtividade de óleo e/ou gás (CIVAN, 2000) (MORENO et al., 2007).

Diante disso, insere-se a tecnologia de fluidos de perfuração, especificamente os fluidos que são formulados para perfurar o reservatório, conhecidos como fluidos *drill-in*. Estes fluidos são desenhados com vistas a minimizar o dano de formação, mantendo assim as propriedades originais do reservatório (MARTINS et al., 2005) (SOTO; MALAVÉ, 2008) (LI et al., 2011).

Dessa forma, entender a interação entre o fluido de perfuração do tipo *drill-in* (fluidos normalmente viscosos com a presença de polímero) e a formação carbonática constituem-se na principal motivação da pesquisa aqui apresentada.

1.2. Objetivos

Neste trabalho têm-se como objetivos principais avaliar os perfis de invasão de fluidos de perfuração de reservatórios à base de água com adição de polímero, bem como sua remoção por meio do fluxo reverso de óleo, representando a limpeza natural, com vistas às influências associadas ao tipo de rocha.

1.3. Organização do trabalho

O Capítulo 2 apresenta os conceitos relacionados à tecnologia de fluidos com particular atenção aos fluidos desenhados para a perfuração de reservatórios, propriedades petrofísicas de rochas areníticas e carbonáticas, e finalmente, dano de formação.

O Capítulo 3 refere-se à metodologia utilizada para a condução dos ensaios experimentais, sendo apresentados os procedimentos adotados para a análise dos fluidos utilizados, para a caracterização das amostras (carbonatos e arenitos), bem como a descrição dos protocolos de testes adotados para os ensaios em amostras pequenas (~7 cm de comprimento) e amostras grandes (~30 cm de comprimento).

No Capítulo 4 são apresentados os resultados e as discussões dos ensaios laboratoriais. Estes resultados foram agrupados de acordo com a permeabilidade absoluta das amostras ao gás, sendo apresentados de forma comparativa, os resultados para amostras de carbonato e de arenito com baixas permeabilidades (cerca de 30 mD), permeabilidades intermediárias (entre 65 e 85 mD) e altas permeabilidades (entre 400 e 550 mD).

No Capítulo 5 são sumarizadas as conclusões do trabalho, bem como sugestões e recomendações para trabalhos futuros.

2. CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Tecnologia de fluidos de perfuração

A perfuração de poços de petróleo e gás, verticais, horizontais ou direcionais tanto em terra (*on-shore*) como em mar (*off-shore*), representa um grande desafio na exploração de campos de hidrocarbonetos.

Para que a perfuração seja conduzida é necessário que se utilize um fluido de perfuração. Este fluido é formulado para atender às características da zona a ser perfurada, sendo classificado de acordo com o constituinte principal da fase dispersante, como: fluido base água, fluido base óleo, fluido base ar ou gás e fluidos sintéticos (THOMAS, 2001) (FARIAS et al., 2009).

Além disso, estes fluidos devem exercer algumas funções para que a perfuração possa ocorrer de forma rápida e segura, tais como: carrear o material cortado pela broca e transportá-lo para a superfície através do espaço anular entre a coluna de perfuração e o poço, resfriar e limpar a broca, reduzir a fricção entre a coluna de perfuração e as paredes do poço, manter a estabilidade da seção não revestida do poço, controlar a pressão para evitar influxo de fluidos da rocha perfurada, formar um reboco pouco espesso e de baixa permeabilidade que sele os poros e outras aberturas na formação penetrada pela broca, ajudar na coleta e interpretação de informações disponíveis a partir de amostras, não reagir com as rochas e fluidos contatados, manter os sólidos em suspensão em situações de parada de circulação, ser inerte em relação a danos às rochas produtoras, ser bombeável, facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço e apresentar custo compatível com a operação (DARLEY; GRAY, 1988) (THOMAS, 2001) (GUMARÃES; ROSSI, 2007).

Estas funções estão relacionadas às formulações destes fluidos, que dependem das exigências típicas de cada perfuração. Isto impulsiona os avanços em tecnologia de fluidos com vistas ao alto desempenho aliado ao menor custo, bem como ao controle das propriedades físicas (densidade, parâmetros reológicos, forças géis, parâmetros de filtração e o teor de sólidos) e químicas (pH, teores de cloretos, de argila e a alcalinidade) dos fluidos (THOMAS, 2001) (BARBOSA, 2006) (CANDLER; FRIEDHEIM, 2006).

Para atender às exigências e aprimorar o desempenho e a funcionalidade dos fluidos de perfuração, diversos aditivos são incorporadas às formulações, de acordo com sua função, os quais são agrupados como viscosificantes, adensantes, redutores de filtrado e aditivos especiais (AMORIM, 2003).

A adição de agentes viscosificantes contribui para o aumento da viscosidade do fluido, o que viabiliza a suspensão e o transporte dos cascalhos oriundos da perfuração até a superfície. Além disso, este tipo de aditivo confere propriedades tixotrópicas ao fluido, de forma a manter os cascalhos em suspensão sob interrupção de bombeio. Exemplos destes aditivos são bentonita, atapulgita e polímeros (AMORIM, 2003).

Os adensantes são incorporados para aumentar a densidade do fluido, e assim propiciar um diferencial de pressão adequado frente às camadas encontradas durante a perfuração, de forma a impedir o fluxo de petróleo para dentro do poço. Exemplo de agente adensante é o sulfato de bário (BaSO₄) conhecido como barita (AMORIM, 2003) (AMORIM, 2007).

Os redutores de filtrado são adicionados com vistas à minimização da invasão de filtrado para dentro da zona perfurada, reduzindo a perda de circulação do fluido e prevenindo o dano à formação. Exemplos desses aditivos são os polímeros e os amidos (GUIMARÃES; ROSSI, 2007), (MELO, 2008).

Entre os aditivos especiais, estão incluídos os floculantes, os controladores de pH, os antiespumantes, os lubrificantes, dentre outros (AMORIM, 2003).

Os avanços das técnicas e melhorias nos processos de desenvolvimento de fluidos permitem explorar reservas presentes em ambientes com condições hostis, a exemplo dos reservatórios em águas profundas (GUMARÃES; ROSSI 2007) (ALVES et al., 2009).

Entretanto, os fluidos utilizados para perfurar os poços podem provocar danos ao atingir os reservatórios, alterando suas características naturais e prejudicando sua produtividade. Isto pode acontecer num processo de perfuração sobre-balanceada (pressão no fundo do poço maior que a pressão da formação), no qual é propícia a invasão do fluido de perfuração para a formação produtora, ou até mesmo sob condições sub-balanceadas, tal como no caso onde a formação é molhável ao fluido de perfuração e, portanto susceptível à invasão por embebição. Sob condições sobre balanceadas, além da alteração de distribuição de fluidos, partículas menores que as gargantas

de poro, antes suspensas no fluido, também podem ser transportadas para dentro da formação, promovendo o tamponamento dos poros e a redução da permeabilidade da formação (CIVAN, 2000).

2.2. Fluidos para perfurar o reservatório (Fluidos Drill-in)

Como o dano à formação é um dos problemas de grande relevância na exploração de reservatórios de petróleo, fluidos desenhados especificamente para perfurar a formação produtora, conhecidos como fluidos do tipo *drill-in*, vem sendo estudados com vistas à otimização da perfuração e à minimização de dano à zona produtora, ou seja, estes fluidos são desenvolvidos de acordo com as características do reservatório a ser perfurado (CAMERON, 2001).

De acordo com Gaurina-Medimurec (1998), testes em laboratórios devem ser previamente realizados de forma a averiguar as características da rocha e do fluido, para que se possa adequar a formulação do fluido de perfuração com o menor custo, além de avaliar a invasão na rocha e verificar o possível dano residual para os fluidos candidatos.

Este tipo de fluido pode apresentar viscosidade elevada, pois sua composição normalmente inclui aditivos poliméricos e agentes obturantes, os quais podem promover a formação de reboco minimizando a invasão de filtrado para dentro da formação (QUEIROZ NETO et al., 2007).

O reboco externo ao reservatório deve ser pouco espesso, apresentar permeabilidade baixa, além de ser de fácil remoção quando o poço for colocado em produção. Para isso, uma escolha adequada em relação à distribuição e tamanho das partículas sólidas suspensas no fluido deve ser feita de acordo com as características porosas da formação, de forma que os mesmos não invadam e tamponem os poros. De acordo com Li et al., (2011), partículas de carbonato de cálcio em fluidos base água formulados com os polímeros xantana, poliacrilato de potássio (K-PAM) e carboximetil celulose de sódio (Na-CMC), promovem a formação de um reboco externo com as características mencionadas acima.

Mohamed (2011) relacionou o projeto de fluidos com o monitoramento do tamanho de partículas com foco na redução do dano e aumento da produtividade. Segundo o autor, a utilização de carbonato de cálcio na formulação de fluidos do tipo *drill-in* a base óleo minimizou o dano e promoveu taxas de recuperação boas e estáveis em reservatórios de arenito.

Outro aspecto a se considerar refere-se à adsorção do polímero presente nos fluidos *drill-in* base água. Devido à estrutura e ao comportamento hidrofílico do polímero, adicionado à condição de formação molhável à água, a adesão entre o reboco externo e a parede do reservatório pode dificultar sua remoção, além de reduzir sua eficiência permitindo a invasão do filtrado e promovendo um aumento de saturação de água nas mediações do poço.

Para evitar este fenômeno, moléculas de surfactantes projetadas para atravessar o reboco externo, foram estudas e testadas, com vistas à manutenção e/ou aumento da produtividade do reservatório. A presença destas moléculas em rochas de reservatório molháveis à água visam alterar essa propriedade, aumentando a tendência à molhabilidade ao óleo ou a um fluido sintético. Assim sendo, impede-se a adsorção das moléculas de polímeros e reduz-se o nível de saturação de água nas rochas, aumentando a capacidade de escoamento do óleo, e reduzindo as propriedades de adesão entre as partículas do reboco e a formação, o que pode facilitar a limpeza da parede no inicio da produção (AUDIBERT-HAYET; DALMAZZONE, 2006).

Van Zanten et al., (2011) investigaram tratamentos químicos com a adição de surfactantes e solventes orgânicos em fluidos *drill-in*, com vistas à alteração de algumas propriedades da rocha pelo fluido invasor. De acordo com os autores, tais tratamentos podem minimizar os danos promovidos por certos aditivos, como lubrificantes e inibidores de corrosão. Os tratamentos químicos resultaram em maior produtividade em amostras de carbonato e de arenito.

Além disso, tecnologias relacionadas aos controladores poliméricos de filtrado vêm sendo desenvolvidas para a perfuração de reservatórios sob condições de alta temperatura e pressão (HTHP), com a substituição do amido, normalmente usado, mas que perde suas características em temperaturas acima de 300 °F (~149°C), pelos polímeros sintéticos (EZELL et al., 2010).

Lopes e Moreno (2011) avaliaram a invasão de fluidos de perfuração base água com polímeros (sintético e natural) com ausência de partículas e fluxo reverso de óleo em amostras de arenito com um aparato experimental que propicia obter um histórico de pressão em seis pontos da amostra, além da pressão na linha de transmissão. De acordo com os autores, este equipamento permite observar o deslocamento da frente de fluido invasor ao longo da amostra, ou seja, a mudança de saturação de fluidos durante a invasão. Não obstante, pode-se analisar a redução e retorno na permeabilidade na região danificada pelo fluido de perfuração.

2.3. Aditivos poliméricos

Com relação aos aditivos poliméricos que podem ser aplicados às formulações de fluidos do tipo *drill-in*, estes são classificados de acordo com sua origem em polímeros naturais, naturais modificados e sintéticos.

Na classe dos polímeros naturais estão presentes os biopolímeros, que geralmente são polissacarídeos produzidos a partir da fermentação bacteriana, como exemplo, as gomas Xantana, Guar, Scleroglucan e Welan. Estes polímeros são empregados principalmente como agentes de controle da reologia com vistas à melhoria da capacidade de transporte de cascalhos pelo fluido. O amido também está nesta classe, e como apresenta grandes partículas em sua cadeia, é utilizado como agente controlador de filtrado. Os polímeros naturais possuem baixa resistência à degradação biológica, assim torna-se necessária a adição de biocidas na formulação de forma a preservar a estrutura do polímero bem como as características do fluido sob ação de microorganismos (QUEIROZ NETO et al., 2007) (ALMEIDA; MORENO, 2011).

Com relação aos polímeros naturais modificados, tais como o CMC (carboximetilcelulose) e o CMS (carboximetilamido), estes são os mais utilizados nas formulações dos fluidos de perfuração, sendo empregados como agentes de controle de filtrado, bem como agentes viscosificantes, o que acarreta numa melhora na capacidade de limpeza da zona perfurada (CAENN, CHILLINGAR, 1996) (MELO, 2008).

Por fim, têm-se os polímeros sintéticos, que são formados pelos poliacrilatos, poliacrilamidas e polímeros catiônicos. Os poliacrilatos são produzidos com matéria prima do petróleo e sua aplicabilidade depende do seu peso molecular, podendo assim ser utilizados como controladores de perda de filtrado, defloculantes, floculantes e estabilizantes. As poliacrilamidas apresentam alto peso molecular e cadeia linear formada por monômeros de acrilamida posteriormente hidrolisados. Os polímeros sintéticos podem ser aplicados como agente viscosificante, controlador de filtrado e também como inibidor e encapsulador de sólidos devido à diferença de cargas elétricas entre a poliacrilamida (aniônica) e os contaminantes (catiônicos). Os polímeros catiônicos são copolímeros que combinam grupos químicos de carga positiva com outros polímeros, tais como os poliacrilatos e as poliacrilamidas. São utilizados como floculantes e na formulação de sistemas de fluidos estabilizantes de argila (SORBIE, 1991) (CAENN, CHILLINGAR, 1996) (MELO, 2008).

2.4. Reologia de fluidos e fatores intervenientes

A reologia é definida como a ciência que envolve os conhecimentos da deformação e do escoamento da matéria quando submetida a esforços originados por forças externas. Uma substância que se deforma continuamente sob a aplicação de uma tensão de cisalhamento $(\tau_{xy} = \frac{F}{A})$ é denominada de fluido, compreendendo assim as fases líquidas e gasosas das formas físicas nas quais a matéria existe (Barnes et al., 1993).

O escoamento dos fluidos pode ser descrito por modelos que relacionam a taxa de deformação $\left(\dot{\gamma} = \frac{dv}{dy}\right)$ com as forças ou tensões aplicadas. Deste modo, os fluidos podem ser classificados como Newtonianos (a tensão de cisalhamento varia linearmente com a taxa de deformação) e como não-Newtonianos.

Assim o comportamento reológico dos fluidos pode ser descritos considerando algum dos seguintes modelos: de Newton, de Bingham ou plástico ideal, de Ostwald de Waale ou de potência e o de Herschel-Bulkley ou potência modificado, os quais podem ser observados na Figura 2.1, que mostra as curvas de fluxo características para cada modelo, sendo as respectivas expressões apresentadas na Tabela 2.1 (SORBIE, 1991) (MACHADO, 2002).



Taxa de deformação

Figura 2.1 – Curvas de fluxo características os modelos reológicos. A \rightarrow Newtoniano; B \rightarrow Binghaniano ou plástico ideal; C \rightarrow Pseudoplástico; D \rightarrow Dilatante; E \rightarrow Pseudoplástico com limite de escoamento. Fonte: (MACHADO, 2002)

8

Modelo	Equação
Newtoniano	$ au=\mu\dot{\gamma}$
Ostwald Waale	$\tau - V_{\alpha} i^{n}$
(Modelo de Potência – pseudo-plástico/dilatante)	$i \equiv K \gamma^{+}$
Bingham	$\tau = \tau_0 + \mu \dot{\gamma}$
Herschel-Bulkley	$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma}^n$

Tabela 2.1 – Expressões dos modelos de comportamento reológico dos fluidos

Fonte: (MELO, 2008)

No modelo Newtoniano, τ representa a tensão de cisalhamento, μ a viscosidade dinâmica e $\dot{\gamma}$ a taxa de deformação. Neste modelo a tensão cisalhante e a taxa de cisalhamento em regime laminar são linearmente proporcionais. Para os fluidos não Newtonianos, a relação entre a tensão cisalhante e a taxa de cisalhamento não é constante, em escoamento laminar. Entretanto, para se classificar este tipo de fluido, deve-se observar o aspecto da curva de fluxo e verificar qual modelo representa melhor o referido fluido. Diferente dos fluidos Newtonianos, para os não Newtonianos a viscosidade varia com a magnitude da taxa de cisalhamento (MACHADO, 2002).

No modelo de Ostwald Waale ou modelo de potência, K é o índice de consistência, que indica o grau de resistência do fluido diante do escoamento, enquanto n é índice de comportamento, que indica fisicamente o afastamento do fluido do comportamento Newtoniano, podendo se dividir em pseudoplásticos (n<1), onde a viscosidade aparente decresce com o aumento da taxa de deformação e dilatantes (n>1), de comportamento oposto ao pseudoplástico. Entretanto, se (n=1), o fluido apresenta comportamento Newtoniano (BOURGOYNE et al., 1986).

No modelo Binghamiano, para que o fluido possa escoar é necessária uma tensão de cisalhamento inicial mínima, τ_0 , também chamada de tensão de escoamento. Para tensões de cisalhamento inferiores, o material não escoará. Todavia, uma vez excedido o valor mínimo requerido, inicia-se o escoamento, e o fluido apresenta características de fluidos Newtonianos (BOURGOYNE et al., 1986).

Finalizando, o Modelo de Herschell-Buckley, apresenta uma modificação em relação ao modelo de Ostwald de Waale e é considerado o mais completo em comparação aos demais modelos, uma vez que a sua equação engloba três parâmetros, a saber: τ_0 , limite de escoamento real, *K*, índice de consistência, e n, índice de comportamento. Os modelos citados anteriormente

(Bingham e Ostwald de Waale) podem ser analisados como casos particulares deste modelo (MACHADO, 2002).

Na literatura dedicada a estudos reológicos, são mencionados diversos valores de viscosidade, sendo a definição de cada uma delas apresentada na tabela abaixo:

Nomenclatura	Fórmula/Definição	Unidades
Viscosidade de solução polimérica	η	Pa.s
Viscosidade do solvente	η_s	Pa.s
Viscosidade relativa	$\eta_r = \frac{\eta}{\eta_s}$	-
Viscosidade específica	$\eta_{SP} = \eta_{S} - 1$	-
Viscosidade reduzida	$\eta_R = \frac{\eta_{SP}}{c}$ C: Concentração do polímero	m ³ /kg
Viscosidade inerente	$\eta_{I} = \frac{\ln \eta_{R}}{C}$	m ³ /kg
Viscosidade intrínseca	$[\eta] = \lim_{C \to \infty} \eta_R \text{ ou } [\eta] = \lim_{C \to 0} \eta_I$	m ³ /kg

Tabela 2.2 - Definição das relações associadas com as viscosidades das soluções

Fonte: SORBIE (1991).

Alguns fatores podem alterar o comportamento reológico dos fluidos e para exemplificar a influência de alguns destes fatores em fluidos a base de água, alguns resultados apresentados em SORBIE (1991) são reproduzidos aqui. Estes resultados ilustram os efeitos da concentração e do tipo de polímero (Fig. 2.2 e 2.3), da concentração de sal e da presença de íons mono e divalentes (Fig. 2.4 e Fig. 2.5), do peso molecular do polímero (Fig. 2.6) e do pH (Fig. 2.7).

Com relação à concentração, cada tipo de polímero proporciona um aumento característico da viscosidade do fluido constituinte. Na figura a seguir podem ser observadas as curvas de viscosidade em função da concentração, a uma taxa de cisalhamento e temperatura específica, para três polímeros distintos (SORBIE, 1991):



Figura 2.2 – Viscosidade *versus* concentração do polímero (temperatura de 74°F ou 23,3 °C e taxa de cisalhamento de 7,3 s⁻¹). Fonte: (Adaptado SORBIE, 1991)

O comportamento da viscosidade em função da concentração e da taxa de cisalhamento para uma solução de goma xantana pode ser visto na Figura 2.3.



Figura 2.3 – Viscosidade *versus* taxa de cisalhamento para soluções de xantana em diferentes concentrações e com salinidade de 5g/l de NaCl, pH=7 e T=30 °C. Fonte: (Adaptado SORBIE, 1991)

De acordo com o mesmo autor, a salinidade afeta as moléculas carregadas, e em altas concentrações promove uma diminuição da viscosidade. Sorbie (1991) ainda ressalta que, devido às forças de ligação, os efeitos dos íons divalentes como o cálcio (Ca^{2+}) e o magnésio (Mg^{2+}) são mais acentuados que os de espécies monovalentes, como o potássio (K^+).

A Figura 2.4 mostra a variação da viscosidade relativa para poliacrilamida parcialmente hidrolisada (HPAM – polieletrólito) e poliacrilamida (PAM – molécula neutra) em função da variação de concentração de sal e a Figura 2.5 ilustra a influência da presença de íons divalentes, relacionando a viscosidade intrínseca da HPAM à concentração de diferentes sais.



Figura 2.4 – Viscosidade relativa entre PAM e HPAM em solução de cloreto de sódio (NaCl_{aq}). Concentração do polímero 600mg/l; T=25°C, taxa de cisalhamento de 7,3s⁻¹. (De cima para baixo: curva 1 - HPAM 15% hidrolisado; curva 2 – HPAM 25% hidrolisado; curva 3- HPAM 35% hidrolisado; Linha cheia – PAM). Fonte: (SORBIE, 1991)

(SORBIE, 1991)



Figura 2.5 – Viscosidade intrínseca da HPAM *versus* concentração de sal. Fonte: (Adaptado SORBIE, 1991)

O autor também relacionou o comportamento da viscosidade ao peso molecular do polímero HPAM em soluções salinas e em soluções com água deionizada, demonstrando que quanto maior o peso molecular do polímero, maior será a viscosidade, além de ilustrar que em solução salina, o decréscimo da viscosidade é significativo, como mostra a figura seguinte:



Figura 2.6 – Viscosidade *versus* taxa de cisalhamento da solução de HPAM, mostrando os efeitos da salinidade e do peso molecular (peso molecular de $A = 3x10^6$ e de $B = 6x10^6$). Fonte: (Adaptado SORBIE, 1991)

Com relação ao pH, Sorbie (1991) comenta que a viscosidade é maior para pH mais elevado. Entretanto, sob pH elevado mantido por longos períodos, observa-se a degradação da molécula de polímero, resultando na perda da solução. A figura a seguir, demonstra o efeito dos valores de pH na viscosidade relativa aparente da HPAM:



Figura 2.7 – Efeitos das mudanças de pHs com adição de HCl na viscosidade do HPAM, com taxa de cisalhamento de 50s⁻¹ e concentração de 2500 ppm. Fonte: (Adaptado SORBIE, 1991)

Conforme mostrado, é perceptível a influência de diversos fatores na reologia e conseqüentemente no desempenho dos fluidos base água com adição de polímeros.

Amorim et al., (2005) estudaram a incorporação de aditivos poliméricos CMC (carboximetilcelulose) e PAC (celulose polianiônica) com relação às propriedades reológicas de fluidos de perfuração à base de água e argilas bentoníticas. De acordo com os autores, esses fluidos apresentaram propriedades reológicas que são dependentes da interação entre a bentonita e o polímero. Esta interação é dependente da viscosidade e do tamanho da cadeia do polímero, pois quando são dispersos na fase aquosa, os grupos funcionais dos polímeros se dissociam favorecendo uma configuração alongada da cadeia, promovendo um aumento da viscosidade.

Barbosa et al., (2007) estudaram o comportamento reológico (viscosidade aparente (VA) e plástica (VP) e volume de filtrado (VF)) de fluidos de perfuração a base de água com argila bentonítica sódica industrializada, adicionando CMC (aditivo celulósico) e HPAM (aditivo não-celulósico), individualmente e de forma combinada (50% de cada polímero). De acordo com os

autores a combinação dos polímeros mostrou-se mais eficiente na melhoria das propriedades reológicas e de filtração, propiciando assim a obtenção de um composto polimérico com propriedades adequadas para a formulação de compósitos bentonita-polímero com vistas à preparação de fluidos hidroargilosos para perfuração de poços.

Borges et al., (2009) avaliaram a aplicabilidade da xantana, produzida por *Xanthomonas arboricola pv pruni*, como viscosificante em fluidos de perfuração de poços de petróleo. Para tal, soluções poliméricas da xantana com diferentes sais (NaCl, KCl e CaCl₂) foram comparadas com três amostras de soluções comerciais contendo polímeros cujo conteúdo de cátions totais (Na⁺, K⁺ e Ca²⁺) era percentualmente maior. Por meio de reologia, viscosimetria, fotometria de chama e espectrometria de absorção atômica, as características dos fluidos foram averiguadas em relação à viscosidade, índice de comportamento (n), força gel e concentrações de sais mono e divalentes. Os autores concluíram que em soluções aquosas sem sal, os polímeros comerciais apresentaram melhores resultados, já em soluções salinas, as amostras de xantana apresentaram melhores resultados conferindo aplicabilidade aos fluidos de perfuração.

Lopes et al., (2010) avaliaram a influência da argila adicionada e/ou incorporada a um fluido do tipo *drill-in* (base água com HPAM) em relação ao desempenho dos fluidos de perfuração de reservatórios. Através de análise reológica dos fluidos com diferentes frações de argila, foi averiguado que a presença de argila (nas concentrações de 2,5%; 2,0%; 1,5% em massa) no fluido *drill-in* modifica consideravelmente o comportamento reológico da solução, sendo constatado que sob baixas taxas de cisalhamento a viscosidade pode ser 100 vezes superior à viscosidade do fluido sem argila.

2.5. Propriedades de rochas e de fluidos

Neste item são apresentadas as definições básicas associadas à porosidade, permeabilidade e molhabilidade de rocha. As características da formação em relação a estas propriedades influenciam a dinâmica de escoamento de fluidos em meios porosos e, portanto, a dinâmica dos processos de invasão e de remoção do fluido de perfuração ou de seu filtrado presente na zona danificada.
2.5.1. Porosidade e permeabilidades efetivas e relativas

A porosidade pode ser classificada como primária e secundária. A porosidade primária, também chamada de porosidade original, é aquela que se desenvolveu durante a deposição do material detrítico ou orgânico. Já a porosidade secundária resulta da ação de agentes geológicos, após o processo de formação da rocha, que podem contribuir para o aumento ou diminuição da porosidade. Contribuindo para a diminuição, pode-se citar a cimentação e compactação da rocha devido ao seu próprio peso, e com relação ao aumento pode ser citado o desenvolvimento de fraturas e dissolução por lixiviação (RABELO, 2004).

A permeabilidade é uma medida que estabelece a capacidade de um meio poroso de se deixar atravessar por fluidos, ou seja, é uma medida de condutividade de fluidos em um material e é geralmente representada pela letra k, sendo expressa em Darcys (D) ou milidarcys (mD) (ROSA et al., 2006).

O fluxo de um fluido em um meio poroso é expresso pela Lei de Darcy, cuja equação é largamente empregada em Engenharia de Petróleo. Darcy concluiu que a vazão de um fluido através de uma dada rocha varia direta e proporcionalmente ao gradiente de pressão aplicada, e inversa e proporcionalmente à viscosidade do fluido. Assim, para um valor constante de permeabilidade do meio poroso, a vazão por unidade de área aberta ao fluxo aumenta à medida que se exerce mais pressão, ou à medida que se diminui a viscosidade. Desta forma, a permeabilidade pode ser expressa como o fator de proporcionalidade k característico do meio poroso (LUCIA, 1999) (ROSA et al., 2006).

Para um escoamento unidimensional, em regime laminar e condições de escoamento permanente, pode-se representar a permeabilidade como:

$$k = \frac{q\mu}{A} \frac{L}{P_1 - P_2} \tag{2.1}$$

onde Q é a vazão de fluido em $[cm^3/s]$, A é a área da seção transversal $[cm^2]$, P₁ a pressão de poro do reservatório [atm], P₂ a pressão no poço [atm], μ a viscosidade [cp], L o comprimento do meio poroso [cm], k a permeabilidade do meio [D].

Essa propriedade raramente é a mesma em todas as direções numa rocha sedimentar, sendo frequentemente representada como um vetor nas direções x, y, e z. Além disso, geralmente a permeabilidade vertical é inferior à permeabilidade horizontal (LUCIA, 1999).

Quando mais de um fluido divide o espaço poroso (como é o caso dos reservatórios com água, óleo e/ou gás), cada fluido apresenta valores de permeabilidade efetiva ou relativa que variam em função da sua saturação.

Dessa forma as permeabilidades relativas podem ser expressas como uma razão entre a permeabilidade efetiva, que é a capacidade de escoamento de um fluido quando dois ou mais fluidos saturam o meio poroso, e a permeabilidade absoluta:

$$k_r = \frac{k_e}{k} \tag{2.2}$$

onde k_r é a permeabilidade relativa e k_e a permeabilidade efetiva da fase (óleo, gás, água) e k é a permeabilidade absoluta de referência (LUCIA, 1999) (ROSA et al., 2006).

Portanto, a permeabilidade é máxima (permeabilidade absoluta, k_a) quando um fluido ocupa 100% dos poros, e decresce (permeabilidade relativa, k_r) à medida que este fluido divide o espaço poroso com outro fluido (LUCIA, 1999) (RABELO, 2004).

A figura a seguir, mostra as curvas de permeabilidade relativa (k_r) para água (k_{rw}) e óleo (k_{ro}) e ilustra as mudanças de permeabilidade das fases óleo e água à medida que a saturação de água do meio poroso aumenta:



Figura 2.8 – Curva de permeabilidade relativa. Fonte: (ROSA et al., 2006)

As curvas de permeabilidade relativa não são as mesmas para diferentes sistemas rochosos, assim como suas saturações críticas. Estas curvas podem ser utilizadas para prever as mudanças nas taxas de produção com as mudanças na saturação de água, sendo fundamentais na simulação de fluxo de fluidos (LUCIA, 1999) (RABELO, 2004).

Para determinar a permabilidade relativa, métodos de regime permanente e métodos transientes podem ser aplicados, sendo este último utilizado neste trabalho e que será descrito. Este método consiste no deslocamento do fluido que satura a amostra por outro fluido, por exemplo, água deslocando óleo ou vice versa, sob vazão constante ou um diferencial de pressão constante, enquanto os fluidos produzidos são continuamente medidos, sendo que um dos fluidos molha a rocha e o outro não. A vantagem deste método é a rapidez de execução em relação ao método de regime permanente, porém o tratamento matemático é mais complexo (HONARPOUR et al., 2000).

Para o cáculo de permeabilidade relativa no regime transiente foi utilizada a teoria elaborada por Buckley e Leverett e extendida por Weldge (HONARPOUR et al., 2000). A base matemática para a interpretação dos testes é promovida por uma combinação das leis de Darcy e Leverett com definição da pressão capilar na forma diferencial:

$$f_{w2} = \frac{1 + \frac{k_o}{v_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial_x} - g \, \Delta \rho \sin \theta\right)}{1 + \frac{k_o \, \mu_w}{k_w \mu_o}}$$
[2.3]

onde f_{w2} é a fluxo fracionário de água na face de saída e v_t a velocidade superficial do total de fluido que deixa a amostra, Θ o ângulo entre a direção do escoamento e a horizontal e $\Delta \rho$ é a diferença entre as massas específicas dos fluidos deslocante e deslocado (HONARPOUR et al., 2000).

Para um deslocamento horizontal e negligenciando-se a variação de pressão capilar a expressão anterior implica em:

$$\overline{S}_w - S_{w2} = f_{o2} W_i \tag{2.4}$$

onde o sub-índice ₂ indica a extremidade de saída da amostra, \bar{S}_w é a saturação média de água na amostra, W_i é a injeção acumulada de água, medida em termos de volumes porosos injetados. \bar{S}_w

e W_i são calculados experimentalmente e f_{o2} atraves da seguinte equação (HONARPOUR et al., 2000):

$$f_{o2} = \frac{q_o}{(q_o + q_w)} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_o/k_{ro}}{\mu_w/k_{rw}}}$$
[2.5]

Sendo μ_o e μ_w conhecidos, a razão da permeabilidade relativa k_{ro}/k_{rw} pode ser determinada pela equação acima (HONARPOUR et al., 2000).

O método utilizado por meio de regime transiente é conhecido como JBN, o qual possibilita o cálculo individual das permeabilidades relativas das fases, proposto por Johnson-Bossler-Naumann apud Gomes (1997) e Honarpour et al., (2000). Este médoto baseia-se na determinação da saturação dos fluidos na extremidade da produção e no conceito de índice de injetividade relativa. A injetividade em um tempo qualquer do deslocamento é relacionada com a injetividade do início da injeção, como mostra a expressão:

$$I_r = \frac{\frac{q}{\triangle P}}{\left(\frac{q}{\triangle P}\right)_{inicial}}$$
[2.6]

onde q é á vazão e ΔP o diferencial de pressão. Assim as expressões para o cálculo da permeabilidade relativa para o óleo k_{ro} e para a água k_{rw} são apresentadas a seguir:

$$k_{ro2} = \frac{f_{o2}}{\frac{d\left(\frac{1}{W_i I_r}\right)}{d\left(\frac{1}{W_i}\right)}}$$
[2.7]

$$k_{rw2} = \frac{(1 - f_{o2})}{f_{o2}} \frac{\mu_w}{\mu_o} k_{ro2}; \qquad \qquad k_{rw2} = \frac{f_{w2}}{f_{o2}} \frac{\mu_w}{\mu_o} k_{ro2} \qquad [2.8]$$

O fluxo fracionário de óleo na extremidade de produção f_{o2} é dado pela seguinte expressão:

$$f_{o2} = \frac{\overline{dS}_w}{dW_i}$$
[2.9]

E a saturação na extremidade de produção é representada pela seguinte equação:

$$S_2 = \overline{S}_w - W_i f_{o2} \tag{2.10}$$

As limitações deste método estão relacionadas à aplicação da teoria envolvida para sua elaboração. Assim, para sua aplicação deve-se assumir que o meio poroso é homogêneo, os efeitos da capilaridade devem ser desprezíveis devido a vazões de deslocamento que reduzam os efeitos de extremidades, o deslocamento deve ser difusivo e validar as generalizações da lei de Darcy (GOMES, 1997) (HONARPOUR et al., 2000).

Além disso, existem fatores que afetam a permeabilidade relativa, dentre eles os processos de saturação, embebição e drenagem, sendo que a principal diferença está relacionada à saturação mínima necessária para que o fluido que não molha escoe. Em um processo de embebição, o fluido molhante flui atraves do meio poroso e se aloja nas paredes dos poros e nos capilares de menor diâmetro, deslocando o fluido não molhante para capilares de maior diâmetro, promovendo o escoamento deste fluido até sua saturação residual, ou seja, no caso de uma rocha molhada por água, a embebição de uma quantidade suficiente de água deixará para trás apenas óleo aprisionado devido ao efeito Jamin (ROSA et al., 2006).

A figura a seguir ilustra a influência dos processos de saturação nas curvas de permeabilidade relativa:



Figura 2.9 – Influência dos processos de saturação nas curvas de permeabilidade relativa. Fonte: (ROSA et al., 2006)

Outro fator que pode influenciar no comportamento da permeabilidade relativa é a presença de minerais de argila que podem apresentar sensibilidade à água, podendo ocorrer inchaço, dispersão e ou deslocamento destes para o interior dos poros, podendo bloquear os mesmos, favorecendo assim uma redução da permeabilidade (HONARPOUR et al., 2000).

A influência da molhabilidade no comportamento das curvas de permeabilidade relativa será apresentada no próximo item.

2.5.2. Molhabilidade

O termo molhabilidade refere-se à tendência de um fluido espalhar-se sobre uma superfície na presença de outro fluido. A figura a seguir representa um sistema óleo-água-rocha:



Figura 2.10 – Molhabilidade do sistema óleo-água-rocha. Fonte: (QUEIROZ, 2006)

Quando o ângulo de contato, entre o fluido mais denso e a superfície sólida é menor que 90°, este fluido molha preferencialmente o sólido, enquanto que para um ângulo maior do que 90°, o fluido menos denso molha o sólido (QUEIROZ, 2006) (ROSA et al., 2006).

O processo de saturação do meio poroso por um fluido que molha a rocha é chamado de embebição, enquanto que o processo de saturação do meio poroso pelo fluido que não molha é denominado drenagem (HONARPOUR et al., 2000) (ROSA et al., 2006).

A molhabilidade é um outro fator que reflete no comportamento das curvas de permeabilidade relativa, pois a rocha pode ser molhada em diversos graus. A figura a seguir representa o efeito da molhabilidade.



Figura 2.11 – Permeabilidade relativa. Curva 1 água molha preferencialmente. Curva 2 óleo molha preferencialmente. Fonte: (ROSA et al., 2006)

Pode ser observado que quando a água molha preferencialmente, a permeabilidade relativa à água é mais baixa. Isso ocorre devido à tendencia da água ocupar os espaços porosos localizados junto às paredes dos poros e poros de menor diâmetro, favorecendo o escoamento do óleo atraves do centro dos capilares. O oposto ocorre quando o óleo molha preferencialmente. Dessa forma, o fluido não molhante tem uma maior tendência ao escoamento em relação ao molhante (ROSA et al., 2006).

Não obstante, a molhabilidade das rochas formadoras de reservatórios pode ser alterada por meio de injeção de água com uma composição química adequada, alterando assim, de forma química a preferencia de molhabilidade da rocha. Este tratamento sob condições adequadas pode ser realizado em reservatórios areníticos bem como em carbonáticos, influenciando o comportamento das curvas de permeabilidae relativa e das curvas de produção (REZAEIDOUTS et al., 2009).

2.6. Rochas carbonáticas

Rochas carbonáticas representam mais de 50% das reservas de óleo e gás no mundo, além de um expressivo volume da crosta terrestre. Estas rochas de origem sedimentar são provenientes de progressivas deposições de fragmentos minerais, biológicos e químicos, tais como precipitações de carbonatos a partir de bicarbonatos, tendo a calcita e a dolomita como componentes mineralógicos essenciais, que ocorrem em diferentes proporções e são classificados como calcários onde há predomínio da calcita (CaCO₃) e dolomitos, onde há predomínio da dolomita [CaMg(CO₃)₂]. Entretanto, outras formas de carbonato podem ocorrer em porcentagens menores, como a siderita (FeCO₃), ankerita [Ca(Mg,Fe,Mn) (CO₃)₂], ankerita normal [Ca₂MgFe(CO₃)₄] e magnesita (MgCO₃) (SOUSA; VIDAL, 2005) (DOU et al., 2011).

Como o processo de deposição e de dissolução na formação desta rocha não é uniforme, isto propicia uma falta de correlação direta entre a permeabilidade e a porosidade e há heterogeneidade dessas propriedades ao longo da formação. Esta associação faz com que existam variedades das propriedades mecânicas e permo-porosas, refletindo tanto na produtividade da formação com baixos fatores de recuperação, quanto nas operações e manutenção de produção (PEREIRA; FERNADES, 2009) (HOLLIS et al., 2010) (DOU et al., 2011).

O sistema poroso dos carbonatos é complexo devido aos processos envolvidos na sua origem. Vários sistemas de poros têm sido identificados, como por exemplo, os formados entre os grãos ou cristais e os desenvolvidos por processos diagenéticos, induzindo a porosidades secundárias. Sendo assim, em geral, as rochas carbonatadas apresentam porosidade primária e secundária. O processo mais importante é a dissolução, onde a calcita ou a dolomita é lixiviada pelas águas subterrâneas, resultando em cavidades de enormes a micro dimensões (MOORE, 1989) (ROSA et al., 2006) (LUCIA, 2007).

Não obstante, um sistema de classificação com relação aos tipos de poros foi introduzido com base em trabalhos de Archie (1952), Choquette e Pray (1970), e Lucia (1999), sendo sintetizado por Pourmohammadi et al., (2007). Foram listados 20 tipos de estrutura e de acordo com os autores, as principais classes nesta classificação são: primaria e secundária,

interparticular, intercristalina, móldica, cavidades, e estruturas compactas e macias de calcita com microporosidade denominadas *chalk* e *chalky*. Estas classes contem subgrupos classificados de acordo com o tamanho dos poros (micro e macro porosidades) e com a distribuição dos mesmos (uniforme ou não). A Tabela 2.3 mostra as diferentes classes de poros de carbonatos (POURMOHAMMADI et al., 2007).

Tipo de poro	Tamanho	Distribuição	Estrutura
	Microporos (10-50 µm)	Uniforme	Interparticular, microporos uniformes
Interparticular		Não uniforme	Interparticular, microporos não uniforme
	Poros médios (50- 100µm)	Uniforme	Interparticular, poros médios uniformes
		Não uniforme	Interparticular, poros médios não uniformes
	Macroporos (>100µm)	Uniforme	Interparticular, macroporos uniformes
		Não uniforme	Interparticular, macroporos não uniforme
	Microporos (10-20	Uniforme	Intercristralina, microporos uniformes
Intercristralina	μm)	Não uniforme	Intercristralina, microporos não uniforme
	Poros médios (20- 60µm)	Uniforme	Intercristralina, poros médios uniformes
		Não uniforme	Intercristralina, poros médios não uniformes
	Macroporos (>60µm)	Uniforme	Intercristralina, macroporos uniformes
		Não uniforme	Intercristralina, macroporos não uniforme
Interparticular			Interparticular
Móldica	Microporos		Microporos móldicos
	Macroporos		Macroporos móldicos
Cavidades (Vuggy)			Cavidades
	Micro poros (<10 μm)		Chalky terciário
<i>Mudstone</i> Microporosidade			Chalky cretáceo
		Uniforme	Microporos chalky, uniforme
		Não uniforme	Microporos chalky, não uniforme

Tabela 2.3 – Sistema de classificação de poros em carbonatos

Fonte: (adaptado POURMOHAMMADI et al., 2007)

De acordo com Lucia (2007), espaços porosos são definidos e classificados em termos de estruturas de rocha e das propriedades petrofísicas (porosidade, permeabilidade, tamanho do poro e saturação de fluidos) a fim de integrar informações geológicas e de engenharia, sendo então divididos em porosidade da matriz e porosidade visível.

Além disso, Lucia (2007) comenta sobre a dificuldade na diferenciação, por exemplo, entre o espaço poroso interparticular e outros tipos de espaço poroso visível, classificados como porosidade secundária. Dessa forma o autor aborda uma classificação mais usual e dividida em duas categorias, a saber: o espaço poroso interparticular e as cavidades (*vuggy porosity*).

A respeito do espaço poroso interparticular, este é localizado entre os grãos ou cristais, sendo controlado pelo tamanho das partículas, volume e cimentação. Sua organização é baseada de acordo com os grãos e cristais como mostra a figura a seguir:

		ESPAÇO POROSO INTERPARTICULAR				
			Tamanho	da partícula	e classificação	
	Grão domina a estrutura			Lama domina a estrutura		
		GRAISTONE	PACKSTONE		PACKSTONE/WACKSTONE/MUDSTONE	
Porcentagem de porosidade interparticular		Tamanho do grão domina o tamanho do poro	Tamanho do grão/lama domina o tamanho do poro		Lama controla a conexão do tamanho do poro	
	Calcário			Calcário		
		Espaço poroso intragrão			Tamanho do cristal de dolomita controla o tamanho do poro	
	Dolomita <100µm			Dolomita <20µm		
				20-100 μm		
		Cristal controla o tamanho do poro				
	>100µm			>100µm		
	Barra é 100 mícrons	Espaço poroso intercristalino				

Figura 2.12 – Classificação geológica/petrofísica em carbonatos. Fonte: (Adaptado LUCIA, 2007)

Não obstante, a porosidade interparticular possui alguma relação com a permeabilidade, a depender do tamanho das partículas. Entre 20 e 500 microns, são definidos três campos de permeabilidade, como mostra a figura abaixo (LUCIA, 2007):



Figura 2.13 – Relação entre porosidade e permeabilidade para vários grupos de tamanhos de partículas carbonáticas sem cavidades. Fonte: (Adaptado LUCIA, 2007)

Pode ser notado que para partículas na faixa de 20 microns, a permeabilidade possui uma dependência da porosidade interparticular, ao contrario do observado para partículas na faixa de 500 microns, as quais apresentam valores de permeabilidade maiores associados a porosidades percentualmente menores (LUCIA, 2007).

Com relação às cavidades, estas são classificadas, de acordo com a forma de conexão estabelecida entre elas e o espaço poroso, em cavidades conectadas e cavidades não-conectadas como mostra a figura abaixo (LUCIA, 2007).



Figura 2.14 – Classificação geológica/petrofísica do espaço poroso por cavidades baseado na tipo de conexão das cavidades. Fonte: (Adaptado LUCIA, 2007)

De acordo com o autor, espaços porosos caracterizados por cavidades modificam as características petrofísicas por alterar a maneira pela qual o espaço poroso está relacionado. No caso de espaços porosos caracterizados por cavidades não conectadas, são definidos como espaços porosos interligados somente aqueles conectados através do espaço poroso interparticular e aqueles que são localizados dentro das partículas ou cujo tamanho corresponda a pelo menos o dobro do tamanho das partículas (LUCIA, 2007).

Diferentemente, as cavidades conectadas são definidas como espaços porosos que formam um sistema de interconexão independente do sistema poroso interpaticular, porém também devem ser maiores que as partículas. Os tipos de sistemas de poros interconectados por meio das cavidades são: cavernoso (*Cavernous*), brechas por colapso (*collapse breccias*), fratura e alargamento de fratura por dissolução (*solution-enlarged fracture*).

Adicionalmente, a porosidade de fratura é incluída neste tipo por ser um importante contribuinte para a permeabilidade de muitos reservatórios carbonáticos (LUCIA, 2007).

2.7. Dano à formação

Dano à formação refere-se à diminuição da permeabilidade das formações, ou seja, processos que causam a redução da produtividade do poço de petróleo e ou de gás, (CIVAN, 2000).

Tais processos podem estar presentes em todas as fases do desenvolvimento do campo, podendo ser classificados como físico-químicos, químicos, hidrodinâmicos, térmicos e mecânicos. A tabela a seguir sumariza as operações e alguns mecanismos de danos que podem ocorrer:

RESUMO DOS PROCESSOS DE DANO À FORMAÇÃO				
Operação	Ocorrência			
Perfuração	Invasão de sólidos e de fluidos promovendo a formação de reboco interno,			
	hidratação de argilas, alteração da estrutura de poros nas proximidades do poço			
	pela ação da broca de perfuração, captura de partículas pelas paredes dos poros			
	(adsorção), reações químicas entre o fluido da formação e o filtrado do fluido de			
	perfuração e obstrução de gargantas de poros.			
Revestimento e	Bloqueio dos canais dos poros por cimento ou sólidos do fluido de perfuração			
cimentação	empurrados para frente do cimento, interações entre os produtos químicos			
	bombeados à frente do cimento e os minerais e os fluidos do reservatório,			
	migração de finos e dissolução de sílica.			
Completação	Pressão hidrostática excessiva pode forçar sólidos e fluidos para dentro da			
	formação, incompatibilidade entre fluidos circulantes e a formação, obstrução			
	dos poros, alteração na molhabilidade por aditivos de fluidos de completação.			
Intervenção	Problemas similares aos da completação, obstrução da formação por sólidos em			
em poços	fluidos não filtrados durante o amortecimento do poço, interações fluido-fluido e			
	fluido-rocha.			
Estimulação de	Obstrução da perfuração, dos poros e da fratura da formação pelos sólidos do			
poços	fluido de amortecimento. Tamponamento dos poros e das fraturas pelo			
	particulado presente no fluido de fraturamento e por incrustações inorgânicas e			
	orgânicas no poço junto com detritos remanescentes. Liberação de finos e			
	colapso da formação pela acidificação.			
Produção	Migração de finos e produção de areia, incrustações por substâncias orgânicas			
	(asfaltenos e parafinas) e inorgânicas (carbonato de cálcio, sulfato de cálcio,			
	sulfato de bário e carbonato).			
	Invasão de água na zona produtora, produção de areia em formações não			
	consolidadas, e obstrução por detritos em formações de areia consolidada.			
Recuperação	Redução da permeabilidade na área próxima ao poço devido à presença de			
secundária –	partículas sólidas, bactérias e substâncias químicas dissolvidas na água de			
Injeção	injeção. Obstrução da formação por contaminação de lubrificantes de			
	compressores na injeção de gás. Deposição de carbonatos e asfaltenos na injeção			
	de CO_2 .			

Tabela 2.4 – Resumo das operações susceptíveis de dano à formação

Fonte: (JILANI, 2000) (SPAGNOLO, 2001) (RIBEIRO, 2007) (MORENO et al., 2007).

Dano à formação é específico para cada tipo de reservatório, sendo impossível generalizar se um mecanismo de dano será dominante em relação a outro sem a quantificação em laboratório e campo. Dessa forma Bennion et. al. (1996) abordou uma série de mecanismos promovedores de dano relacionados às rochas homogêneas (Arenitos) e heterogêneas (Carbonatos), como apresentado na tabela a seguir:

Mecanismos de	Arenito (Homogêneo)	Carbonato (Heterogêneo)
Incompatibilidade entre fluido-fluido	Pode ser um grande problema se a matriz for de permeabilidade e porosidade baixas.	Pode ocorrer: Devido à alta concentração e incompatibilidade com relação a íons divalentes, como o Ca ²⁺ e Mg ²⁺ , encontrados <i>in situ</i> na salmoura de formações carbonáticas. Em operações de estimulação ácida (óleo- ácido ou ácido-salmoura) em reservatórios de baixa permeabilidade, podendo causar uma redução de produção em vez de um aumento.
Interação Rocha- fluido	Pode ocorrer se baixas concentrações de salmoura forem utilizadas em conjunto com altas concentrações de esmectita e caulinita.	Normalmente formações carbonáticas não exibem sensibilidade a interações rocha- fluido como ocorre em arenitos, pois são livres de argilas
Invasão de sólidos	Depende do tamanho dos sólidos em suspensão e das pressões impostas à perfuração. Sob condições sobre- balanceadas, o arraste físico de sólidos maiores ou alta concentração de sólidos invasores pequenos pode ocorrer causando dano, especialmente se a ação de pontes de ligação no reboco externo for pobre.	Os sólidos gerados pela perfuração neste tipo de rocha são mais solúveis em ácidos, sendo mais fácil sua remoção, se a profundidade de invasão for pequena.
Aprisionamento de fase	Pode causar redução da permeabilidade, especialmente em arenitos consolidados de baixa permeabilidade e com baixa saturação de água, e portadores de óleo e/ou gás.	Pode ocorrer em reservatórios de gás com baixa saturação inicial de água.
Adsorção química e alterações na molhabilidade	Pode ocorrer em arenitos com altas concentrações de argila.	Podem estar sujeitas a estes mecanismos de dano, porém com menor freqüência, devido à baixa concentração de argilas ativas à adsorção na superfície da rocha e por sua tendência em ser molhável ao óleo.
Mobilização de finos	Depende da concentração e mobilidade dos finos <i>in situ</i> , bem como do tamanho dos finos com potencial de mobilidade (3 a 4 vezes menor do que o tamanho da garganta de poro).	

Tabela 2.5 – Mecanismos de dano em arenitos e carbonatos

Fonte: (BENNION et. al., 1996).

A respeito do dano causado por fluidos de perfuração, a invasão desses fluidos pode promover interações entre rocha-fluido e fluido-fluido. Antes da perfuração, a formação rochosa possui tensões em um estado de equilíbrio, no entanto, através do processo de perfuração, essas tensões são perturbadas, pois o fluido de perfuração utilizado substitui o material que antes constituía o poço e fornecia suporte à parede, havendo assim uma redistribuição das tensões nas mediações do poço (GARCÍA, 2003).

Para a realização da perfuração, as técnicas sobre e sub-balanceadas podem ser empregadas. Ambas podem promover a invasão de fluido para dentro da formação, pois formações sujeitas a operações sub-balanceadas são passíveis de dano por embebição espontânea da rocha, enquanto que em operações sobre-balanceadas a invasão pode ocorrer devido ao gradiente de pressão positivo (CIVAN, 2000) (MORENO et al., 2007). A figura a seguir ilustra a invasão do fluido de perfuração na formação:



Figura 2.15 – Ilustração da invasão do fluido de perfuração na formação. Fonte: (Adaptado CIVAN, 2000)

Neste processo, partículas com tamanhos inferiores aos poros da formação invadem a formação formando um reboco interno, enquanto que as partículas com diâmetros maiores são retidas na parede do poço formando um reboco externo (RIBEIRO, 2007).

Além da invasão, a expansão das argilas em contato com os fluidos é também um causador de dano em reservatórios de petróleo. Este dano pode ocorrer por meio das argilas presentes na formação em contato com o fluido, bem como devido à argila presente na formulação de fluidos base água (ex., bentonita) (OLIVEIRA, 2008).

A Figura 2.16 ilustra os mecanismos causadores do dano associados à migração de finos, inchamento da argila, e migração de finos induzida pelo inchamento de argilominerais (OLIVEIRA, 2008).



Figura 2.16 – Mecanismo de redução da permeabilidade causado pelos argilominerais em meio poroso: (A) migração de finos; (B) inchamento da argila; (C) migração de finos induzida pelo inchamento de argilominerais. Fonte: (OLIVEIRA, 2008)

Com interesse particular nos mecanismos de dano à formação associados a perfurações de poços horizontais, Bietz et al., (1993) e Bennion et al., (1997) destacam as interações mecânicas e

químicas entre a matriz do reservatório e os fluidos de perfuração e da formação. Entre os mecanismos mecânicos, são citados: migrações de finos, arraste de sólidos e aprisionamento de fases. Já em relação aos mecanismos químicos, os autores mencionam: inchamento e defloculação de argilas, deposição de ceras, precipitação de sólidos (asfaltenos, hidratos, entre outros), incompatibilidades entre precipitados, acumulações ácidas, adsorção e alteração da molhabilidade.

Bagci et al., (2000) comentam que a variação do pH é um indicador químico de dano relacionado ao escoamento de fluidos em carbonatos, sendo relatado por experimentos que o aumento de pH proporciona deposições de partículas no meio poroso, favorecendo o tamponamento das gargantas de poros. Em escoamentos alcalinos, a utilização de soluções salinas (NaCl_(aq), CaCl_{2(aq)} e KCl_(aq)) tem-se mostrado eficiente para a minimização da queda de permeabilidade.

Kelessidis et al., (2007) avaliaram o retorno de permeabilidade de amostras de arenito devido ao fluxo reverso de óleo após a invasão com fluido de perfuração. Este fluxo de óleo representa a entrada de produção e, consequentemente, a limpeza natural do reservatório. Segundo os autores, tal procedimento permite mensurar quanto da permeabilidade absoluta original da amostra, bem como da permeabilidade efetiva ao óleo é reduzida na invasão e qual é a parcela restaurada com o fluxo reverso, evidenciando a permanência ou a remoção do dano na formação.

A seguir são apresentados alguns parâmetros e alguns modelos de avaliação que permitem mensurar o dano ocorrido em rochas de reservatórios. Para avaliação e quantificação do dano vários termos podem ser utilizados como os citados na seqüência (CIVAN, 2000):

- Efeito de película
- Razão de Dano (RD)
- Fator de Dano (FD)
- Índice de redução da permeabilidade (PVI *Permeability Variation Index*)
- Índice de redução da viscosidade (VVI *Viscosity Variation Index*)
- Profundidade do dano

Dentre estes termos mencionados acima, serão destacados os termos RD, FD e PVI, determinados para os testes realizados e reportados neste trabalho.

A razão de dano (RD) representa a mudança na vazão do poço nas suas imediações como uma fração expressa por (Civan, 2000):

$$RD = 1 - \frac{q_d}{q}$$
[2.11]

onde q refere-se à vazão original e q_d representa a vazão depois da ocorrência do dano.

De acordo com o autor, RD > 0, indica que o poço está danificado, ou seja, houve uma queda na vazão. Dessa forma, quanto mais próximo de 1 for o valor de RD mais significativa é a ocorrência do dano.

Além disso, pode-se relacionar RD com Índice de Produtividade de um poço (IP) e com Razão de Produtividade (RP) (ROSA et al., 2006):

$$IP = \frac{q_w}{p_i - p_w}$$
[2.12]

$$RD = \frac{(IP)_{teórico}}{(IP)_{real}}$$
[2.13]

$$RP = \frac{1}{RD} = \frac{(IP)_{real}}{(IP)_{teórico}}$$
[2.14]

Assim, pode-se mensurar também a existência de dano com o termo Fator de Dano (FD), o qual está relacionado com a razão de produtividade (RP), sendo esta o inverso da razão de dano:

$$FD = 1 - \frac{1}{RP}$$
[2.15]

O índice de variação da permeabilidade (PVI – *Permeability Variation Index*) representa a mudança da permeabilidade nas imediações do poço, de acordo com a relação (Civan, 2000):

$$PVI = 1 - \frac{k_d}{k}$$
[2.16]

3. METODOLOGIA

Neste capítulo são abordados os protocolos de testes bem como os materiais e equipamentos utilizados na preparação dos fluidos, caracterização das amostras, processos de saturação, invasão e fluxo reverso aos quais as amostras de rocha foram submetidas.

3.1. Amostras de rocha utilizadas

Para a realização dos testes, foram usadas amostras de carbonato proveniente da Pedreira Atol situada na cidade de São Miguel dos Campos – AL, bem como amostras de arenito da formação Botucatu procedente de um afloramento localizado em Ribeirão Claro-PR.

Após o corte, as amostras foram levadas a um tratamento térmico a 100°C em estufa (Fanem 315 SE) para que toda água contida no interior do meio poroso fosse evaporada. As amostras secas foram pesadas em balança semi analítica (Marte A 1000) e suas dimensões (comprimento e diâmetro) foram medidas com um paquímetro (Mitutoyo), sendo calculadas as áreas e os volumes.

As porosidades das amostras foram medidas em um porosímetro (Core Laboratories – Gas porosimeter) calibrado a 100 psi. O equipamento fornece o volume de vazios preenchido pelo gás $(N_{2(g)})$. Descontando-se os volumes mortos dos equipamentos utilizados e subtraindo-se este volume do volume total do porta testemunho contendo a amostra foi obtido o volume de sólidos que compõem a rocha e então calculada a porosidade de cada uma das amostras.

A porosidade consiste na relação entre o volume de vazios (diferença entre o volume total e o volume de sólidos) e o volume total. O volume poroso (Vp) é a porosidade multiplicada pelo volume total.

A permeabilidade absoluta ao gás (k_g) foi medida em permeabilímetro (Core Laboratories -Gas permeameter). Neste equipamento, a partir da leitura de três parâmetros, c (altura da coluna de mercúrio), hw (altura da coluna de água) e Q (vazão constante), e utilizando-se uma fórmula adaptada da lei de Darcy de acordo o manual fornecido pelo fabricante, pode-se determinar a permeabilidade absoluta ao gás (k_g) miliDarcy (mD):

$$k_g = \frac{c \ Q \ hw \ L}{200 \ A} \tag{3.17}$$

Mensurados os valores de k_g , as amostras de carbonato e de arenito foram agrupadas de acordo com as faixas de permeabilidade, independentemente do comprimento, e classificadas como: amostras de baixa permeabilidade (~30 mD), amostras com permeabilidade intermediária (65 a 85 mD) e amostras de alta permeabilidade (400 a 550 mD).

3.2. Preparação dos fluidos de perfuração (soluções poliméricas)

Para a preparação das soluções poliméricas foram utilizados alguns critérios presente nos trabalhos de Moreno et al., (2007), Amorim et al., (2007) e Barbosa (2006). Estes critérios estão relacionados ao volume da fase dispersante, concentração do polímero e do sal, ordem de adição dos componentes e o tempo de homogeneização.

Os fluidos foram preparados com uma concentração de 4,5 lb/bbl (~13 g/l ou 13000 ppm) de polímero, poliacrilamida parcialmente hidrolisada (HPAM), sendo dopado com iodeto de sódio (NaI_(s)), contrastante aos Raios-X, a uma concentração de 150000 ppm (150k). Este polímero e sua concentração foram escolhidos de forma a contribuir com a extensão do projeto, sendo que já havia sido utilizado este tipo de viscosificante em trabalhos anteriores para o estudo de invasão no meio poroso, por exemplo, em Moreno et al., (2007) e em Lopes e Moreno (2011).

No preparo das soluções, foram observados alguns aspectos relacionados à ordem de adição dos componentes, à forma de adição e ao tempo de homogeneização.

No primeiro fluido preparado, denominado de F01, todos os componentes foram adicionados ao misturador (Hamilton Beach) simultaneamente e em seguida a mistura foi colocada sob agitação por 20 minutos na menor velocidade do equipamento. Este procedimento favoreceu à formação de aglomerados do polímero, tornando a solução não homogênea.

Na preparação do segundo fluido (F02), foram adicionados ao misturador 200 ml de água destilada e toda a massa de NaI_(s), em seguida a mistura foi colocada sob agitação por alguns segundos. Após a dissolução do sal, a massa de HPAM foi adicionada aos poucos, sendo a mistura colocada sob agitação após a adição de cada porção, até que toda a massa de HPAM fosse transferida ao agitador, prosseguindo-se com a adição dos 150 ml restantes de água e

colocando-se a mistura sob agitação para homogeneização por 20 minutos. Este procedimento favoreceu a formação de uma solução de aparência homogênea e viscosa.

Na preparação da terceira solução polimérica (F03), foi avaliado o tempo de agitação. Foi realizado o mesmo procedimento de preparação do F02 antes da homogeneização. Entretanto o tempo de agitação final foi agora de 120 minutos em vez dos 20 minutos. Como no processo anterior, o processo de preparação favoreceu a formação de uma solução homogênea, porém visivelmente menos viscosa.

O fluido F04, quarta solução polimérica, foi preparado de acordo com o procedimento realizado na produção do F02, sendo produzida uma solução com os mesmos aspectos observados no fluido F02, evidenciando as condições de repetição do processo.

Para o quinto fluido produzido (F05), diferentemente do procedimento realizado para o F02, foi alterada a ordem de adição do sal, sendo este adicionado por último. Para este tipo de fluido, base água com polímero, não foram observadas alterações no aspecto da solução com a mudança na ordem de adição dos componentes.

Todos os fluidos foram armazenados em Becker, sendo este coberto por filme plástico e envolto por papel alumínio.

3.3. Reologia dos fluidos

Os fluidos foram analisados com o reômetro da marca Thermo Scientific modelo HAAKE MARS III com sensores de cilindros coaxiais do tipo Z41, utilizando os *softwares* ReoWin e Data Manager. A seguir é apresentado um resumo dos fluidos analisados:

- F02 (4,5lb/bbl HPAM; 150k NaI(aq); 20 minutos de agitação).
- F03 (4,5lb/bbl HPAM; 150k NaI(aq); 120 minutos de agitação).
- F04 (4,5lb/bbl HPAM; 150k NaI(aq); 20 minutos de agitação).
- F05 (4,5lb/bbl HPAM; 150k NaI(aq); 20 minutos de agitação e sal adicionado por último).

Os testes reológicos foram realizados a 23°C adicionando-se 14 ml da mistura ao sistema de sensores. A Figura 3.1 mostra de forma comparativa a variação da viscosidade em função da taxa de deformação. O efeito do tempo de agitação pode então ser comparado.



◆ F02 - 20 min F03 - 2 horas ▲ F04 - 20 min

Figura 3.1 – Comparação em escala logarítmica entre soluções poliméricas variando o tempo de homogeneização (HPAM 4,5lb/bbl + NaI 15K).

À baixa taxa de deformação, os fluidos F02 e F04 demonstram uma viscosidade superior à do F03. Para este tipo de fluido deseja-se uma maior viscosidade com baixa taxa de deformação e uma diminuição da viscosidade com o aumento da taxa. A solução F01 não resultou em uma solução homogênea e por isso a reologia não foi realizada.

Essa diferença de viscosidade à baixa taxa de deformação pode ser decorrente de uma possível degradação do polímero em solução devido ao longo período de agitação bem como ao aumento de temperatura da solução, devido ao processo de cisalhamento. Segundo SORBIE (1991), diversos fatores podem alterar as características reológicas dos fluidos, entre os quais podem ser citados a temperatura e o cisalhamento mecânico.

Prosseguindo-se com a caracterização, foi realizada uma comparação a respeito da ordem de adição do sal, de forma a verificar se a mudança da ordem de adição (de primeiro, para último componente adicionado) alteraria as características reológicas do fluido:



◆ F02 - 20 min ▲ F04 - 20 min ● F05 - 20 min, sal depois

Figura 3.2 – Comparação em escala logarítmica entre soluções poliméricas variando a ordem de adição do sal (HPAM 4,5lb/bbl + NaI 15K).

Pode ser observado que a ordem de adição do sal não alterou a curva reológica em comparação com os fluidos F02 e F04. Assim o procedimento descrito na produção do fluido F02 foi adotado como padrão de preparação das soluções poliméricas utilizadas no processo de invasão do meio poroso.

3.4. Protocolo de testes

O protocolo de teste consiste na organização das etapas necessárias para o desenvolvimento dos ensaios laboratoriais. A primeira etapa envolve a preparação das amostras, que são caracterizadas, saturadas com solução aquosa sob vácuo, em seguida, o meio poroso 100 % saturado com fase aquosa é sujeito à injeção de óleo à vazão constante até que seja atingida a saturação de água inata ou irredutível (S_{wi}). A segunda etapa (2ª saturação com água e óleo) foi

adicionada ao protocolo de forma a agregar as curvas de permeabilidade relativa na caracterização das amostras.

A terceira etapa é a invasão do meio poroso com o fluido de perfuração sob pressão constante e a quarta e última etapa é o fluxo reverso com óleo, representando a produção do reservatório.

Neste trabalho foram aplicados dois protocolos de testes a depender do tamanho das amostras, curtas (~7cm de comprimento) e mais longas (~35cm de comprimento). Esta diferença entre os comprimentos está relacionada à disponibilidade de amostras com permeabilidades semelhantes, uma vez que as amostras de carbonato eram as limitadoras, ou seja, de acordo com sua permeabilidade absoluta ao gás procurava-se uma amostra correspondente de arenito, e nem sempre havia amostras longas de arenito com as faixas de k_g semelhantes aos carbonatos.

3.4.1. Protocolo para amostras com cerca de 7cm de comprimento

Os testes nas amostras mais curtas (~7 cm de comprimento) foram realizados de acordo com seguinte protocolo: 1) preparação das amostras, 2) determinação de permeabilidades efetivas e relativas óleo-água, 3) invasão de fluido de perfuração (fluido com polímero) e 4) fluxo reverso de óleo, simulando o processo de limpeza natural e remoção do dano. Um sumário destas etapas e dos parâmetros medidos é apresentado na Figura 3.3.



Figura 3.3 – Protocolo de teste para o sistema com amostras pequenas.

Para a primeira saturação com água, todas as amostras com comprimento de cerca de 7 cm foram confinadas em uma camisa de aço e submetidas a vácuo para serem posteriormente saturadas com NaI_(aq) na concentração de 150000 ppm (150K). Para este fim, uma bomba de vácuo conectada à camisa foi utilizada para atingir uma pressão de vácuo correspondente a 0,1 mBar. Atingida esta pressão, a atuação da bomba foi mantida durante três horas adicionais. Após esse período, foi admitida a solução salina, tendo-se o cuidado de não deixar ar na tubulação de entrada da solução. Um desenho esquemático da montagem pode ser visto na Figura 3.4.



Figura 3.4 – Saturação das amostras com solução aquosa de NaI 150k.

Após a saturação, as amostras foram armazenadas em um Becker e submersas em NaI_{(aq).}

Dando-se prosseguimento às etapas do protocolo de testes, a amostra saturada foi inserida no porta-testemunho do equipamento para amostras pequenas (Hassler core holder control).

Depois de confinada no equipamento, a amostra foi submetida à primeira saturação com óleo, ou seja, o meio poroso 100 % saturado com fase aquosa foi sujeito à injeção de óleo até que fosse atingida a saturação de água inata ou irredutível (S_{wi}). A fase oléica foi injetada através de uma bomba (Jasco Intelligent Prep. Pump, PU-2086 Plus) a uma vazão constante programada de 0,3 cm³/min. A Figura 3.5 apresenta um desenho esquemático do aparato experimental.



Figura 3.5 – Aparato experimental para injeção de óleo ou de água à vazão constante.

A fim de complementar a caracterização da amostra, duas etapas foram inseridas no protocolo de testes com vistas à determinação das permeabilidades efetivas e relativas água-óleo. A segunda saturação com água consiste em varrer o óleo que satura o meio poroso com solução de NaI_(aq), assim como o processo anterior. A injeção da solução no meio poroso é realizada a uma vazão constante de 0,3 cm³/min até que todo o óleo móvel seja deslocado e seja atingida a saturação de óleo residual (S_{or}). Assim sendo, pode-se obter informações sobre o comportamento das curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo ou pelo menos o valor da permeabilidade efetiva à água na saturação de óleo residual ($k_{wef@Sor-A2}$).

A segunda saturação com óleo permite restabelecer as condições de água inata (S_{wi}) e pode contribuir para complementar os dados de permeabilidade relativa, caso a histerese seja negligenciável. Novamente, pode-se determinar pelo menos a permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água conata ($k_{oef@Swi-O2}$).

A análise da invasão de fluido *drill-in* consiste na injeção da solução polimérica (4,5 lb/bbl de HPAM e 150K de NaI_(aq)) no meio poroso, sob pressão constante (45 psi ou ~3,06 atm) a fim de simular uma operação de perfuração sobre-balanceada. Neste conjunto de testes (amostras pequenas), a injeção é realizada até a saturação de óleo residual (S_{or}) ou até o bloqueio dos poros das amostras e o fluxo reverso é mantido até que não seja produzida fase aquosa, ou seja, até a remoção máxima de fluido invasor. O aparato experimental utilizado nesta etapa (invasão) e na próxima etapa (fluxo reverso) está representado a seguir.



Figura 3.6 – Aparato experimental para invasão e fluxo reverso a pressão constante para amostras pequenas ($L \le 8$ cm).

O fluxo reverso é a última etapa do protocolo de testes e representa a produção do reservatório. Injetando-se óleo no sentido de fluxo inverso ao das etapas anteriores a uma pressão constante de 45 psi, objetiva-se observar se o fluido invasor pode ser removido e a

permeabilidade efetiva ao óleo pode ser restaurada, verificando-se assim a ocorrência ou não de dano à formação.



Na Figura 3.7, apresenta-se o aparato experimental completo utilizado.

Figura 3.7 – Foto do aparato experimental (amostras pequenas).

Neste caso, todos os parâmetros indicados no protocolo de teste foram registrados apenas de forma manual.

3.4.2. Protocolo para amostras com cerca de 35 cm de comprimento

Os testes foram realizados como no protocolo anterior, diferenciando-se no tamanho das amostras (aproximadamente 35 cm), na possibilidade de tomadas de Raios-X com vistas à verificação das mudanças de saturação ao longo do teste e medição de pressão em 6 pontos de observação ao longo da amostra, além da pressão da linha de transmissão. Além disso, o aparato experimental utilizado permite conduzir a invasão até uma dada posição na amostra ou até um dado volume poroso invadido, diferentemente do aparato anterior, onde a invasão é conduzida até

o deslocamento de todo o óleo móvel ou até o bloqueio dos poros da amostra. O protocolo para amostras mais longas é ilustrado na Figura 3.8.



Figura 3.8 – Protocolo de teste para o sistema com amostras grandes.

Seguindo o protocolo de teste, foram realizadas as seguintes etapas: (1°) preparação das amostras, (2°) determinação das curvas de permeabilidade relativa adicionando-se também duas etapas de saturação, (3°) invasão de fluido de perfuração e por último (4°) fluxo reverso de óleo, representando o processo de limpeza natural e remoção do dano.

Para a primeira saturação com água, cada amostra individualmente encapsulada no portatestemunho (Core Lab) foi submetida a vácuo até 0,1mBar, para posteriormente ser admitida a solução salina, NaI_(aq) na concentração de 150000 ppm (150k) sob pressão de 80 psi. Assim como no protocolo anterior, os mesmos cuidados de não deixar ar na tubulação foram atendidos.

As próximas etapas prosseguiram com o mesmo procedimento do protocolo de teste anterior, alterando-se: a taxa de injeção dos fluidos de saturação (0,08 cm³/min), a bomba de injeção de óleo (ISCO Syringe Pump, LC-5000), a pressão para invasão do fluido de perfuração e fluxo reverso (200 psi) e acrescentando-se as tomadas de Raios-X durante a injeção de fluidos

para acompanhamento das mudanças de saturação ao longo da amostra durante o teste. Entretanto, as tomadas de Raios-X não apresentaram resoluções nos testes, e por este motivo não serão apresentados nos resultados.

Os aparatos experimentais para os processos de saturação (Figura 3.9) e invasão e fluxo reverso (Figura 3.10) relacionados a esse protocolo são mostrados na seqüência.



Figura 3.9 – Aparato experimental para injeção de óleo ou de água à vazão constante para amostras grandes (L>20 cm).

Os parâmetros massa e pressão foram registrados por computador, bem como os dados de Raios X. Não obstante, todos os demais parâmetros indicados no protocolo de teste foram registrados também de forma manual.



Figura 3.10 – Aparato experimental para injeção de fluido de perfuração e fluxo reverso à pressão constante para amostras grandes (L > 20cm).

Na Figura 3.11, pode-se ver uma foto do aparato utilizado.



Figura 3.11 – Foto do aparato experimental (amostras grandes).

Os resultados determinados são apresentados no próximo capítulo.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados comparativos para os grupos de amostras testados. Além das propriedades geométricas e petrofísicas, são incluídos os resultados da 2^a saturação com água com as curvas de permeabilidade relativa correspondentes e também os parâmetros de análise de dano à formação na invasão dos fluidos de perfuração e no fluxo reverso de óleo nas amostras de carbonatos e arenitos. Os Itens 4.1 e 4.3 referem-se às comparações entre amostras com dimensões e permeabilidades ao gás semelhantes e no Item 4.2 são comparadas as amostras com permeabilidades ao gás semelhantes, mas com comprimentos diferentes.

4.1. Comparação entre amostras com baixa permeabilidade (Carbonatos e Arenitos)

Neste item, são comparados os resultados obtidos para as curvas de permeabilidade relativa e para os processos de invasão com fluido de perfuração e de fluxo reverso com óleo em amostras com de cerca de 7 cm de comprimento e permeabilidades absolutas ao gás (k_g) de cerca de 30 mD, saturadas com óleo mineral desaromatizado (24 cP @ 23°C) e solução de NaI 150.000 ppm (1 cP @ 23°C).

A Tabela 4.1 e as Figuras 4.1 e 4.2 apresentam respectivamente as propriedades das amostras, a caracterização reológica dos fluidos de perfuração utilizados nestes testes e as curvas de permeabilidade relativa.

Por meio de curvas de permeabilidade relativa obtidas na etapa de 2^a saturação com água foi possível observar a tendência de molhabilidade das amostras. Pode-se observar que a curva da k_{rw} para a amostra de carbonato está acima daquela determinada para a amostra de arenito, isto demonstra uma menor tendência da amostra de carbonato em ser molhável à água em comparação à amostra de arenito. Esta tendência pode ser reforçada através da comparação entre os valores obtidos para a permeabilidade absoluta à água e para a permeabilidade efetiva ao óleo, sendo observado para o carbonato que o valor da permeabilidade efetiva ao óleo é maior do que aquele obtido para a permeabilidade absoluta à água, e o contrário observado para a amostra de arenito.
$(Carbonato 9 (C9) \in Archito 808 (A808))$				
Parâmetro		Carbonato 9	Arenito 8G8	
L	[cm]	$7,37 \pm 0,05$	$7,05 \pm 0,05$	
D	[cm]	$3,700 \pm 0,005$	$3,800 \pm 0,005$	
ϕ	[%]	$14,2 \pm 0,5$	$23,4 \pm 0,5$	
Vp	[cm ³]	$11,2 \pm 0,5$	$23,4 \pm 0,5$	
k_g	[mD]	$30,3 \pm 0,5$	$30,3 \pm 0,5$	
k_w	[mD]	$7,5 \pm 0,4$	$8,4 \pm 0,4$	
S_{wi-O1}	[fr]	$0,39 \pm 0,03$	$0,37 \pm 0,02$	
k _{oef@Swi-O1}	[mD]	$13,1 \pm 1,4$	$6,9 \pm 0,7$	
Sor-A2	[fr]	$0,51 \pm 0,04$	$0,53 \pm 0,04$	
k _{wef@Sor-A2}	[mD]	$0,60 \pm 0,06$	$0,21 \pm 0,02$	
S_{wi-O2}	[fr]	$0,35 \pm 0,03$	$0,39 \pm 0,03$	
koef@Swi-O2	[mD]	$10,5 \pm 1,1$	$8,2 \pm 0,9$	
S _{oR-Inv}	[fr]	$0,64 \pm 0,05$	$0,48 \pm 0,04$	
S_{pR-FR}	[fr]	$0,11 \pm 0,01$	$0,36 \pm 0,03$	
koef@ SpR,FR	[mD]	$12,2 \pm 1,2$	$5,7 \pm 0,5$	

Tabela 4.1 – Amostras caracterizadas com baixa permeabilidade (Carbonato 9 (C9) e Arenito 8G8 (A8G8))



● Injetado no Carbonato 9 🔺 Injetado no Arenito 8G8

Figura 4.1 – Curvas reológicas do fluido perfuração utilizado nas invasões das amostras Carbonato 9 e Arenito 8G8.



Figura 4.2 – Permeabilidades relativas para as amostras de baixa permeabilidade (Carbonato 9 e Arenito 8G8).

Na Figura 4.3 e 4.4 são apresentados os resultados obtidos nos processos de invasão do fluido perfuração e de fluxo reverso de óleo respectivamente, para as amostras Carbonato 9 e Arenito 8G8.

No processo de invasão ocorreu uma redução da razão de produtividade (RP) do óleo em ambas as amostras, sendo que para a amostra de arenito, a invasão de um dado volume de fluido de perfuração levou mais tempo do que para a amostra de carbonato, como mostra a Figura 4.3 (b). Analogamente, na Figura 4.3 (a), para um mesmo volume poroso injetado (VPI), por exemplo, de 0,27, o tempo foi de 32 minutos para o carbonato contra 80 minutos para a amostra de arenito.

Esta diferença em relação ao tempo pode estar relacionada à tendência de molhabilidade das amostras, uma vez que a amostra de arenito é mais molhável à água do que a de carbonato. Assim sendo, pode-se supor que uma maior área superficial tenha sido contatada pela fase dispersante do fluido invasor (água) no arenito do que no carbonato, sendo necessário um tempo relativamente maior para deslocar um mesmo VPI de óleo.

Vale ressaltar que a viscosidade da fase aquosa produzida na etapa de invasão era visivelmente diferente daquela característica do fluido injetado. Assim, para essas amostras com baixa permeabilidade, a produção do filtrado assemelhava-se com o solvente, ou seja, água, indicando retenção do polímero no meio poroso.



(a) - Redução da razão de produtividade x volume poroso injetado de fluido invasor



Carbonato 9 Arenito 8G8

Tempo (min)

(c) Razão de produtividade ao óleo x tempo (Invasão) Figura 4.3 – Resultados comparativos entre as amostras de Carbonato 9 e Arenito 8G8 nas etapas de invasão.



(a) Restauração da razão de produtividade x volume poroso injetado de óleo



(b) – Tempo de fluxo reverso x volume poroso injetado (usar rosa e vermelho)



(c) Razão de produtividade ao óleo x tempo (Fluxo Reverso)

Figura 4.4 – Resultados comparativos entre as amostras de Carbonato 9 e Arenito 8G8 na etapas de fluxo reverso para a razão de produtividade ao óleo.

Além disso, o decaimento da razão de produtividade (RP) ao óleo foi semelhante para ambas as amostras (Figura 4.3 (c)), porém o aumento da RP durante o fluxo reverso (FR) (representação da produção e limpeza natural do reservatório) foi maior e mais rápido para a amostra de carbonato do que para a amostra de arenito (Figura 4.4 (a) e (c)). Possivelmente a tendência de molhabilidade destas amostras pôde ter contribuído para que amostra de carbonato apresentasse um retorno maior e mais rápido da RP. Sendo este menos molhável à água em relação ao arenito, a remoção do fluido invasor do meio poroso carbonático por meio do FR de óleo pode ter ocorrido mais facilmente do que no arenito.

Para este conjunto de amostras, o final do processo de invasão, ou seja, condição de S_{or} ou bloqueio total dos poros, ocorreu após 1243 minutos para a amostra de arenito, com invasão de 0,60 VPI de fluido de perfuração e após 1477 minutos para amostra de carbonato, com invasão de 0,47 do volume poroso (VP) com fluido de perfuração. Com relação ao fluxo reverso de óleo, o tempo necessário para que não se produzisse mais fase aquosa, ou seja, limpeza natural máxima da zona invadida foi de 1743 minutos no arenito sendo injetados 15,5 VP de óleo e 1611 minutos para o carbonato, com injeção de 4,69 VP de óleo.

Em relação ao dano na formação, pode-se observar que 12 VPI de fluxo reverso foram suficientes para a remoção do dano da amostra de carbonato, diferentemente da tendência observada para a amostra de arenito, que aponta para um retorno máximo de 0,8, após a injeção de 4,7 VPI. Para um mesmo VPI de óleo (4,0), apresentado na Figura 4.4 (a), o retorno de produtividade ao óleo foi de 0,74 para o carbonato contra 0,67 para o arenito.

Estes valores são apresentados na Tabela 4.2, de forma comparativa. São incluídos os parâmetros de razão de produtividade ao (RP) e índices de dano (RD e PVI) para um mesmo volume poroso injetado (VPI) de fluido invadido e de óleo deslocado no fluxo reverso, bem como valores destes parâmetros no final dos testes, ou seja, quando não era mais produzida fase oléica contida na amostra no processo de invasão e quando não era mais produzida de fase aquosa no fluxo reverso, sendo estes critérios utilizados em todos os experimentos realizados com amostras pequenas.

Parâmetro	Carbonato 9	Arenito 8G8
Razão de produtividade (RP) Invasão (VPI = 0,27)	$0,28 \pm 0,04$	$0,23 \pm 0,03$
Razão de produtividade (RP) Invasão (*final do teste)	$0,0 \pm 0,0$	$0,0 \pm 0,0$
Razão de produtividade (RP) Fluxo reverso (VPI = 4)	$0,74 \pm 0,1$	$0,67 \pm 0,1$
Razão de produtividade (RP) Fluxo reverso (*final do teste)	$1,3 \pm 0,2$	$0,8 \pm 0,1$
Razão de Dano (RD) (VPI = 4)	$0,068 \pm 0,01$	$0,33 \pm 0,04$
Razão de Dano (RD) (*final do teste)	$-0,14 \pm (-0,02)$	$0,29 \pm 0,04$
Índice de Variação da Permeabilidade (PVI) (VPI = 4)	$0,0679 \pm 0,009$	$0,31 \pm 0,04$
Índice de Variação da Permeabilidade (PVI) (*final do teste)	$-0,16 \pm (-0,02)$	$0,30 \pm 0,04$
*Observações	Invasão: Tempo de teste de 1243 minutos e 0,60 VPI. Fluxo Reverso: Tempo de teste de 1743 minutos e 15,5 VPI.	Invasão: Tempo de teste de 1477 minutos e 0,47 VPI. Fluxo Reverso: Tempo de teste de 1611 minutos e 4,69 VPI.

Tabela 4.2 – Cálculo da razão de produtividade ao óleo e dano na formação para amostras de baixa permeabilidade

Além disso, foi possível calcular a saturação média de polímero remanescente (S_{pR-FR}) para as amostras no fluxo reverso, sendo determinados para um VPI de 4,0 os seguintes valores: $0,26 \pm 0,02$ para o carbonato e $0,36 \pm 0,03$ para o arenito.

Os resultados apresentados mostraram que para o mesmo VPI de óleo no FR, o retorno de produtividade foi maior para a amostra C9. Entretanto, 4,0 VPI não foram suficientes para a remoção do dano, sendo este resultado indicado pelos valores maiores que zero nos parâmetros Razão de Dano (RD) e Índice de Variação da Permeabilidade (PVI) para ambas as amostras. Porém, os parâmetros calculados com os dados terminais dos experimentos, mostraram que ocorreu o retorno da produtividade original para a amostra C9, não ocorrendo o mesmo para a amostra A8G8.

O retorno de produtividade observado para a amostra de carbonato pode estar relacionado também ao fato de que a saturação remanescente de polímero (S_{pR-FR}) foi menor que a saturação de água conata (S_{wi-O2}) e a permeabilidade efetiva ao óleo nesta condição ($k_{oef@SpR,FR}$) foi maior que a permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água conata ($k_{oef@Swi-O2}$). Para tal ocorrência, supõe-se que a água conata presente na amostra foi produzida nas etapas de invasão e/ou fluxo reverso, sendo que o mesmo resultado não foi observado para a amostra de arenito, a qual apresentou S_{pR-FR} e S_{wi-O2} semelhantes, porém uma $k_{oef@SpR,FR}$ menor que a $k_{oef@Swi-O2}$.

4.2. Comparação entre amostras com permeabilidade intermediária (Carbonatos e Arenitos)

Os resultados apresentados neste item são referentes às curvas de permeabilidade relativa e aos processos de invasão com fluido de perfuração no meio poroso e fluxo reverso com óleo para amostras com comprimentos diferentes e permeabilidades absolutas ao gás (k_g) entre 65 a 85 mD, saturadas com óleo mineral desaromatizado (24 cP @ 23°C) e solução de NaI 150.000 ppm (1 cP @ 23°C).

As propriedades das amostras, o comportamento reológico do fluido de perfuração e as curvas de permeabilidade, são apresentados respectivamente na Tabela 4.3 e Figuras 4.5 e 4.6.

Parâmetro		Carbonato 12	Carbonato C-03	Arenito 8C
L	[cm]	$7,40 \pm 0,05$	$35,00 \pm 0,05$	$29,80 \pm 0,05$
D	[cm]	$3,790 \pm 0,005$	$3,720 \pm 0,005$	$3,730 \pm 0,005$
ϕ	[%]	$15,6 \pm 0,5$	$13,4 \pm 0,5$	$20,9 \pm 0,5$
Vp	[cm ³]	$13,0 \pm 0,5$	$51,1 \pm 0,5$	$68,1 \pm 0,5$
k_g	[mD]	$83,7 \pm 2,1$	$85,4 \pm 1,8$	$68,5 \pm 1,5$
k_w	[mD]	$17,4 \pm 0,9$	$24,3 \pm 1,2$	$24,4 \pm 1,2$
S_{wi-O1}	[fr]	$0,36 \pm 0,02$	$0,38 \pm 0,01$	$0,32 \pm 0,01$
k _{oef@Swi-O1}	[mD]	$40,2 \pm 4,2$	$25,2 \pm 1,6$	$21,3 \pm 1,4$
S _{or-A2}	[fr]	$0,55 \pm 0,05$	$0,48 \pm 0,02$	$0,56 \pm 0,02$
k _{wef@Sor-A2}	[mD]	$1,6 \pm 0,2$	$0,91 \pm 0,06$	$0,61 \pm 0,04$
S_{wi-O2}	[fr]	$0,32 \pm 0,03$	$0,35 \pm 0,01$	$0,33 \pm 0,02$
k _{oef@Swi-O2}	[mD]	$45,3 \pm 4,8$	$29,5 \pm 1,9$	$24,1 \pm 1,6$
S _{oR-Inv}	[fr]	$0,44 \pm 0,05$	$0,59 \pm 0,01$	$0,59 \pm 0,01$
S_{pR-FR}	[fr]	$0,58 \pm 0,06$	$0,32 \pm 0,01$	$0,30 \pm 0,01$
koef@ SpR,FR	[mD]	$26,0 \pm 3,1$	$35,4 \pm 2,4$	26,6 ±1,7

Tabela 4.3 – Amostras	caracterizadas con	n permeabilidade	intermediária	(Carbonato	12 (C12),
	Carbonato C-03	(C-03) e Arenito	8C (A8C))		



Figura 4.5 – Curvas reológicas dos fluidos de perfuração utilizados nas invasões das amostras Carbonato C-03, Carbonato 12 e Arenito 8C.



Figura 4.6 – Permeabilidade relativa para as amostras de permeabilidade intermediária (Arenito 8C (A8C), Carbonatos 12 (C12) e Carbonato C-03) (C-03)).

As curvas de permeabilidade relativa obtidas na etapa de 2^a saturação com água para estas amostras também indicam uma menor tendência dos carbonatos serem molháveis à água quando comparadas ao arenito, pois os valores determinados para k_{rw} são maiores que aqueles observados para a amostra de arenito. Não obstante, para as amostras de carbonato, os valores referentes às permeabilidades efetivas ao óleo são maiores do que aqueles obtidos para as permeabilidades absolutas à água, assim pode-se reforçar essa tendência menos hidrofílica do carbonato.

As Figuras 4.7 e 4.8 contêm os resultados referentes à razão de produtividade ao óleo para os testes de invasão e de fluxo reverso nestas amostras respectivamente.

Como pode ser observada, a redução da produtividade ao óleo no processo de invasão ocorreu para as três amostras. Entretanto, a invasão de um dado volume poroso de fluido de perfuração para o meio poroso, levou mais tempo para a amostra de arenito, como apresentado na Figura 4.7 (b). Comparativamente, a invasão de um mesmo VPI de 0,15 de fluido invasor, demorou 4 minutos para a amostra C12, 64 minutos para o C-03 e 93 minutos para o A8C (Figura 4.7 (a)). Vale observar ainda, que embora as amostras tenham comprimentos diferentes, elas apresentam a mesma área aberta ao fluxo e valores de porosidade e permeabilidade semelhantes.

A diferença em relação ao tempo de invasão, maior para o arenito e menor para os carbonatos, pode estar relacionada à menor tendência de molhabilidade destas, sendo observado um menor tempo de contato entre a rocha de carbonato e o fluido de perfuração durante a invasão.

O processo de invasão na amostra de carbonato pequena (C12), até a condição de S_{or} ou bloqueio total dos poros, levou 1488 minutos, sendo injetados 1,73 volumes porosos de fluido invasor. Para as amostras grandes C-03 e A8C (invasão de ~20% do volume poroso), a invasão demorou 110 minutos, sendo injetados 0,25 do volume poroso e 195 minutos, sendo injetados 0,23 do VP, respectivamente.

Para a amostra de C12, pôde-se observar que o filtrado produzido no processo de invasão consistia de uma fase aquosa com polímero, com maior concentração de polímero do que no filtrado observado para as amostras de baixa permeabilidade. Neste caso, foi observado que a gota de filtrado produzida apresentou um formato característico de fluido mais viscoso, entretanto o volume produzido não foi suficiente para uma avaliação reológica.

A Figura 4.7 (c) apresenta um decaimento da razão de produtividade ao óleo semelhante para as amostras C-03 e A8C e um decaimento relativamente mais acentuado para a amostra C12. No entanto, os aumentos das produtividades ao óleo promovido pelo FR de óleo não foram semelhantes, como apresentado na Figura 4.8 (a) e (c), sendo observado que para as amostras C-03 e A8C, a restauração da RP foi maior e mais rápida.



Carbonato 12
Carbonato C-03
Arenito 8C

(a) Redução da razão de produtividade x volume poroso injetado de fluido invasor



(c) Razão de produtividade ao óleo x tempo (invasão)

Figura 4.7 – Resultados comparativos entre amostra de Carbonato C-03, Carbonato 12 e Arenito 8C nas etapas de invasão.



Carbonato 12 Carbonato C-03 Arenito 8C

(a) Aumento da razão de produtividade x volume poroso injetado de óleo



(c) Razão de produtividade ao óleo x tempo (fluxo reverso)

Figura 4.8 – Resultados comparativos entre amostra de Carbonato C-03, Carbonato 12 e Arenito 8C na de fluxo reverso para a razão de produtividade ao óleo.

Com relação ao fluxo reverso de óleo, o tempo para que não se produzisse mais fase aquosa, ou seja, limpeza natural máxima da zona invadia, foi de 1413 minutos sendo injetados 29,7 do VP com óleo para o carbonato C12, 585 minutos e 3,16 do VP com óleo para o carbonato C-03 e 1140 minutos e 4,44 do VP com óleo para o arenito A8C.

A respeito do dano à formação, pode-se observar que menos de 5 VPI de óleo foram suficiente para restaurar a produtividade das amostras C-03 e A8C, tendência não observada para o Carbonato 12, cujo retorno máximo observado foi de 0,67. Para um mesmo VPI de óleo (1,88), apresentado na Figura 4.8 (b), o retorno de razão de produtividade ao óleo foi de 1,13 para Carbonato C-03, 0,76 para Arenito 8C e 0,39 para Carbonato 12.

Este retorno mais pronunciado para a amostra de carbonato C-03, em relação à amostra de arenito A8C (ambas com comprimentos semelhantes), pode também estar associado à tendência de molhabilidade das amostras. Dessa forma, observou-se que a limpeza da zona invadida durante o fluxo reverso de óleo foi mais fácil e relativamente mais rápida para a amostra de carbonato, menos molhável à água.

Na Tabela 4.4 são apresentados, de forma comparativa, os valores para os parâmetros razão de produtividade ao óleo e índices de dano para um mesmo VPI de fluido invasor e de óleo no fluxo reverso (FR), bem como para as condições finais dos respectivos experimentos. Para as amostras grandes, o critério para o término do FR foi o mesmo utilizado nas amostras pequenas, entretanto neste caso a invasão foi promovida até cerca de 0,20 do volume poroso.

Para um VPI de óleo igual a 1,88, a saturação remanescente de polímero no fluxo reverso (S_{pR-FR}) foi de 0,58 ± 0,06 para a amostra C12, 0,33 ± 0,01 para a C-03 e 0,35 ± 0,01 para a A8C. Não obstante, as amostras de Carbonato C-03 e de Arenito 8C apresentaram retorno de produtividade com valores de RD e PVI menores e próximos de zero. Tal fato pode ser reforçado por meio das saturações remanescentes da fase aquosa após o fluxo reverso S_{pR-FR} , sendo que para o Carbonato C-03 e para o Arenito 8C os valores foram menores e próximos da saturação de água conata no início da invasão (S_{wi-O2}) respectivamente.

Parâmetro	Carbonato 12	Carbonato C-03	Arenito 8C
Razão de produtividade (RP) Invasão (VPI = 0,154)	$0,91 \pm 0,09$	$0,31 \pm 0,02$	$0,168 \pm 0,004$
Razão de produtividade (RP) Invasão (*final do teste)	$0,00 \pm 0,00$	$0,19 \pm 0,01$	$0,104 \pm 0,008$
Razão de produtividade (RP) Fluxo reverso (VPI = 1,88)	$0,39 \pm 0,07$	$1,13 \pm 0,09$	$0,76 \pm 0,06$
Razão de produtividade (RP) Fluxo reverso (*final do teste)	$0,67 \pm 0,07$	$1,7 \pm 0,1$	$1,07 \pm 0,08$
Razão de Dano (RD) (VPI = 1,88)	$0,63 \pm 0,09$	$-0,13 \pm (-0,01)$	$0,082 \pm 0,006$
Razão de Dano (RD) (*final do teste)	$0,38 \pm 0,05$	$-0,33 \pm (-0,03)$	$-0,07 \pm (-0,01)$
Índice de Variação da Permeabilidade (PVI) (VPI = 1,88)	$0,63 \pm 0,08$	$-0,17 \pm (-0,01)$	$0,012 \pm 0,001$
Índice de Variação da Permeabilidade (PVI) (*final do teste)	$0,37 \pm 0,05$	$-0,20 \pm (-0,01)$	-0,11 ± (-0,01)
*Observações	Invasão: Tempo de teste de 1488 minutos e 1,73 VPI. Fluxo Reverso: Tempo de teste de 1413 minutos e 29,7 VPI.	Invasão: Tempo de teste de 110 minutos e 0,25 VPI. Fluxo Reverso: Tempo de teste de 585 minutos e 3,16 VPI.	Invasão: Tempo de teste de 194 minutos e 0,23 VPI. Fluxo Reverso: Tempo de teste de 1140 minutos e 4,44 VPI.

Tabela 4.4 – Cálculo da razão de produtividade ao óleo e dano na formação para amostra com permeabilidade intermediária

Com os resultados ao final dos experimentos, foi possível observar que o retorno da razão de produtividade ao óleo para as amostras grandes (C-03 e A8C) pode ser relacionado com as condições de saturação, sendo observado que a saturação de solução polimérica remanescente (S_{pR-FR}) foi menor que a saturação de água conata (S_{wi-O2}) e que a $k_{oef@~SpR,FR}$ foi maior que a $k_{oef@~Swi-O2}$ para ambas as amostras.

Como citado anteriormente, a saturação de água conata foi alterada nas etapas de invasão e de fluxo reverso, entretanto o processo de invasão para as amostras grandes não foi conduzido até a saturação de óleo residual, sendo deslocados cerca de 0,2 do volume poroso no processo de invasão. Contudo no processo de invasão na amostra de arenito, antes da condução do fluxo reverso de óleo, foi observada a produção de uma gota de fase aquosa (cerca de 0,5 ml), podendo isso ter colaborado para a um menor valor da saturação de solução polimérica remanescente S_{pR} . $_{FR}$ e, conseqüentemente, para um maior valor da $k_{oef@~SpR,FR}$. Por meio dos medidores de pressão ao longo da amostra nos testes com as amostras grandes, foi possível identificar o deslocamento da frente do fluido de perfuração na amostra em relação ao tempo e, de forma mais aproximada, em relação à posição. Pode-se observar que quando a frente atinge o transdutor de pressão, a pressão local aumenta.

As Figuras 4.9 e 4.10 mostram os históricos de pressão para cada um dos pontos de observação, bem como o deslocamento da frente e as saturações médias de fluido de perfuração atrás da frente em função do tempo de invasão para as amostras de carbonato (C-03) e de arenito (A8C) respectivamente.

A Figura 4.9 (a e b) e Figura 4.10 (a e b) mostram o comportamento da pressão medida nos pontos de observação distribuídos ao longo da amostra em função do tempo e do VPI. Os pontos de mínimo dos vales de pressão observados indicam o instante em que a frente de avanço atingiu o ponto de observação e permitem acompanhar o deslocamento da frente do fluido de perfuração durante o processo de invasão. Por meio da relação entre o aumento de pressão e a posição de cada transdutor na amostra pode-se estimar a posição da frente e sua evolução com o tempo, como mostrado nas Figuras 4.9 e 4.10 (c). Correlacionando-se os tempos com o os volumes injetados e produzidos é possível estimar ainda a saturação média do fluido atrás da frente de avanço, como apresentados nas Figuras 4.9 e 4.10 (d), sendo constatado o aumento da saturação média do fluido invasor com o avanço da frente.

Com relação ao teste com o carbonato, as tomadas de pressões P3 e P6, que estão localizados a uma distância de 7,62 e 25,4 cm da face de entrada da amostra, não apresentaram bom funcionamento, e por este motivo, não foram incluídas nos gráficos e nas análises.

Para o teste com o arenito, o P2 e P6 não apresentaram bom funcionamento e, além disso, não foi possível observar a chegada da frente de avanço do fluido invasor a partir do histórico de pressão do P3. O aumento de pressão associado à chegada do fluido invasor foi satisfatoriamente registrado apenas pelos transdutores P1, P4 e P5 (2,54, 12,7 e 20,32 cm da face de entrada da amostra).





(d) Saturação média de fluido invasor atrás da frente (Carbonato C-03) Figura 4.9 – Avanço do fluido de perfuração nas amostras de carbonato.



(d) Saturação média de fluido invasor atrás da frente (Arenito 8C) Figura 4.10 – Avanço do fluido de perfuração nas amostras de arenito.

Outra diferença em relação aos testes está relacionada ao início do teste de invasão. Para a amostra de carbonato o processo foi iniciado com um fluxo estabilizado da etapa anterior (saturação com óleo), enquanto que para a amostra de arenito não havia fluxo. As duas amostras estavam sob condição de água conata (S_{wi}).

Apesar de apenas o histórico de pressão referente ao sensor de pressão P1 acusar de forma mais expressiva a chegada da frente de avanço na amostra de arenito, a estimativa do deslocamento apresentado, mostra-se coerente, uma vez que a saturação de polímero no final da invasão correspondeu a 0,4 para 0,22 VPI invadidos pelo fluido de perfuração, contra 0,16 VPI de fluido invasor quando a frente de avanço alcançou o ponto de observação P5, cuja saturação atrás da frente era cerca de 0,34.

Comparativamente, para a posição 12,7 cm nas amostras (ponto de observação P4), foram gastos 74 minutos para a invasão de 0,19 do volume poroso na amostra de carbonato sendo estimada uma saturação de fluido de perfuração atrás da frente de 0,36. Já para a amostra de arenito, a invasão de 0,12 VPI levou 73 minutos, sendo estimada uma saturação atrás da frente de fluido de 0,30.

Além disso, foi possível observar que antes de atingir cerca de 0,20 do volume poroso, a profundidade da invasão tinha sido maior para a amostra de arenito do que para o carbonato, como apresentados nas Figuras 4.9 e 4.10 (d).

4.3. Comparação entre amostras com alta permeabilidade (Carbonatos e Arenitos)

Neste item são apresentados os resultados das permeabilidades relativas e dos processos de invasão com fluido de perfuração e de fluxo reverso com óleo nas amostras com permeabilidades absolutas ao gás (k_g) entre 400 a 550 mD, saturadas com óleo mineral desaromatizado (120 cP @ 23°C), solução de NaI 150.000 ppm (1 cP @ 23°C). Todas as amostras testadas neste caso têm comprimento de cerca de 7 cm.

A Tabela 4.5, Figura 4.11 e Figura 4.12 apresentam, respectivamente, as amostras caracterizadas, o comportamento reológico dos fluidos de perfuração utilizados na invasão e as curvas de permeabilidade relativa.

(Carbonato 2 (C2), Archito K02 (AK02) c Archito 0-01 (AO-01))				
Parâmetro		Carbonato 2	Arenito R02	Arenito O-01
L	[cm]	$6,48 \pm 0,05$	$7,03 \pm 0,05$	$6,96 \pm 0,05$
D	[cm]	$3,70 \pm 0,005$	$3,80 \pm 0,005$	$3,76 \pm 0,005$
ϕ	[%]	$21,1 \pm 0,5$	$23,7 \pm 0,5$	24,7 ±0,5
Vp	[cc]	$14,7 \pm 0,5$	$18,9 \pm 0,5$	19,1 ±0,5
k_g	[mD]	443 ± 8	482 ± 9	547 ± 10
k_w	[mD]	157 ± 8	363 ± 19	664 ± 34
S_{wi-O1}	[fr]	$0,32 \pm 0,02$	$0,40 \pm 0,02$	$0,38 \pm 0,02$
k _{oef@Swi-O1}	[mD]	280 ± 26	218 ± 20	355 ± 31
Sor-A2	[fr]	$0,35 \pm 0,02$	$0,35 \pm 0,02$	$0,41 \pm 0,02$
k _{wef@Sor-A2}	[mD]	$15,4 \pm 1,1$	$6,6 \pm 0,5$	$7,8 \pm 0,6$
S_{wi-O2}	[fr]	$0,46 \pm 0,04$	$0,45 \pm 0,03$	$0,42 \pm 0,04$
koef@Swi-O2	[mD]	289 ± 27	250 ± 22	351 ± 31
S _{oR-Inv}	[fr]	$0,17 \pm 0,01$	$0,33 \pm 0,07$	$0,35 \pm 0,03$
S_{pR-FR}	[fr]	$0,63 \pm 0,05$	$0,74 \pm 0,2$	$0, 49 \pm 0, 04$
koef@ SpR,FR	[mD]	158 ± 14	76 ± 16	162 ± 15

Tabela 4.5 – Amostras caracterizadas com alta permeabilidade (Carbonato 2 (C2), Arapito PO2 (APO2) o Arapito O 01 (AO 01))



Figura 4.11 – Curvas reológicas dos fluidos de perfuração utilizados nas invasões das amostras Carbonato 2, Arenito R02 e Arenito O-01.



🔶 krw AO-01 📥 kro AO-01 📥 krw C2 🔆 kro C2 🖟 krw AR02 🔶 kro AR02

Figura 4.12 – Permeabilidades relativas para as amostras de alta permeabilidade (Carbonato 2 (C2), Arenito 8G8 (A8G8) e Arenito R02 (AR02)).

As Figuras 4.13 e 4.14 apresentam os resultados para a razão de produtividade ao óleo relacionado aos processos de invasão e de fluxo reverso, respectivamente.

Para estas amostras as curvas de permeabilidade relativa na etapa de 2^{a} saturação com água também indicam uma tendência do carbonato ser menos molhável à água em comparação ao arenito. Assim como para as curvas apresentadas nas Figuras 4.2 e 4.6 (amostras de permeabilidade baixa e intermediária, respectivamente), os valores determinados para k_{rw} relativos à amostra de carbonato são maiores do que aqueles obtidos para as amostras de arenito. Além disso, esta tendência também pode ser reforçada comparando-se os valores obtidos para a permeabilidade absoluta à água e para a permeabilidade efetiva ao óleo. O valor de k_{oef} para a amostra de carbonato é maior que o valor obtido para k_w . Da mesma maneira que as amostras arenito de permeabilidade baixa e intermediária, o arenito de permeabilidade alta também apresentou comportamento oposto ao observado para a amostra de carbonato com o mesmo nível de permeabilidade, ou seja, apresentou k_{rw} maior que a k_{oef} .





(c) Razão de produtividade ao óleo x tempo

Figura 4.13 – Resultados comparativos entre amostra de Carbonato 2 e Arenitos R02 e O-01 nas etapas de invasão para a razão de produtividade ao óleo.



(a) Aumento da razão de produtividade x volume poroso injetado



(c) Razão de produtividade ao óleo x tempo

Figura 4.14 – Resultados comparativos entre amostra de Carbonato 2 e Arenitos R02 e O-01 na etapa de fluxo reverso para a razão de produtividade ao óleo.

Para estas amostras de alta permeabilidade ao gás, o final do processo de invasão, caracterizado pela condição de S_{or} ou pelo bloqueio total dos poros, demorou 100 minutos para a amostra C2, 90 minutos para amostra AR02 e 145 minutos para a amostra AO-01. Os volumes invadidos pelo fluido de perfuração corresponderam respectivamente a 2,61 VP, 0,65 VP e 2,36 VP. Com relação ao fluxo reverso de óleo, o tempo para que não se produzisse mais fase aquosa, ou seja, limpeza natural máxima da zona invadida foi de 126 minutos para o carbonato C2, 288 minutos o arenito AR02 e 187 minutos para o arenito AO-01, sendo injetados respectivamente 2,86 VP de óleo no carbonato C2, 1,52 VP no arenito AR02 e 2,88 VP no arenito AO-01.

Como se pode observar, a invasão do fluido de perfuração promoveu a redução da produtividade de óleo para as três amostras, entretanto a invasão de um mesmo VPI de fluido de perfuração levou mais tempo para as amostras de arenito, como apresentado na Figura 4.13 (b). De forma análoga, na Figura 4.13 (a), observa-se que a invasão para um mesmo VPI de fluido (0,4) para a formação levou mais tempo para as amostras de arenito do que para a de carbonato, correspondendo há 9 minutos para o carbonato (C-2) contra 20 e 10 minutos para as amostras de arenito (AO-01) e (AR02) respectivamente. Além disso, entre os arenitos, a invasão levou mais tempo para ocorrer naquele menos permeável e pode-se observar uma redução mais rápida da razão de produtividade ao óleo. Todavia, comparando-se os resultados obtidos para as amostras C2 e AR02 cujos valores de permeabilidade absoluta são mais próximos, a invasão dos mesmos 0,4 VP levou mais tempo para o arenito, levemente mais permeável que o carbonato.

Como nos dois conjuntos anteriores, entre as amostras de alta permeabilidade ao gás, as amostras de arenito caracterizaram-se como mais molháveis à água do que as de carbonato. Assim sendo, a maior duração da invasão de um dado volume poroso no arenito pode estar associada a uma maior superfície molhada pelo fluido invasor.

A respeito do filtrado produzido após a erupção da fase aquosa no processo de invasão, este se apresentou ainda mais viscoso do que aquele produzido no teste com a amostra de permeabilidade intermediária (Carbonato 12), sendo também esta observação apoiada no aspecto visual da gota de filtrado produzida.

A Figura 4.13 (c) apresentou um decaimento da razão de produtividade ao óleo (RP) semelhante para ambas as amostras até os primeiros 25 minutos. Após este período, a amostra

Arenito R02 apresentou uma redução maior e mais rápida que as demais. Entretanto para todas as amostras, a RP tendeu a zero no final do processo de invasão.

Para o fluxo reverso foi observado um retorno da RP ao óleo maior e mais rápido para a amostra de carbonato (Figura 4.14 (a) e (c)), mesmo sendo esta menos permeável (k_g menor). Para um mesmo VPI de óleo (0,71), o retorno de RP ao óleo foi de 0,28 para a amostra C-2, 0,24 para a AR02 e de 0,37 para a AO-01, vide Figura 4.14 (a). Além disso, para o mesmo VPI de óleo no FR, a S_{pR-FR} correspondeu respectivamente a 0,69 ± 0,05 para a amostra C-2, 0,83 ± 0,2 para a AR02 e 0,56 ± 0,04 para a AO-01.

Não obstante, o retorno maior e relativamente mais rápido da RP, observado no final do FR para a amostra de carbonato C-2, pode estar relacionado à sua menor tendência de molhabilidade à água em comparação às amostras de arenito AR02 e AO-01. Novamente, este comportamento pode-se estar associado à menor superfície molhada pelo fluido durante a invasão, resultando em uma limpeza mais efetiva da zona invadida.

A Tabela 4.6 apresenta os parâmetros de RP ao óleo e índices de dano para um mesmo VPI de fluido invasor e de óleo no FR, bem com valores destes parâmetros no final dos testes.

Os valores apresentados nesta tabela para determinado VPI de óleo no FR quanto os valores para o final dos testes indicam a permanência do dano, sendo confirmados por meios dos parâmetros RD e PVI, cujos valores foram maiores que zero.

Ademais é possível observar que o dano foi menor para o carbonato, que apresentou uma razão de produtividade ao óleo no FR maior que para as demais amostras, bem como valores menores dos parâmetros de razão de dano e índice de variação da permeabilidade.

Parâmetro	Carbonato 2	Arenito R02	Arenito O-01
Razão de produtividade (RP) Invasão (VPI = 0,4)	$0,74 \pm 0,09$	$0,22 \pm 0,03$	$0,27 \pm 0,03$
Razão de produtividade (RP) Invasão (*final do teste)	$0,00 \pm 0,00$	$0,00 \pm 0,00$	$0,00 \pm 0,00$
Razão de produtividade (RP) Fluxo reverso (VPI = 0,71)	$0,28 \pm 0,04$	$0,24 \pm 0,03$	$0,37 \pm 0,04$
Razão de produtividade (RP) Fluxo reverso (*final do teste)	$0,71 \pm 0,09$	$0,34 \pm 0,04$	$0,49 \pm 0,06$
Razão de Dano (RD) (VPI = 0,71)	$0,72 \pm 0,09$	$0,76 \pm 0,09$	$0,69 \pm 0,09$
Razão de Dano (RD) (*final do teste)	$0,45 \pm 0,06$	$0,70 \pm 0,08$	$0,54 \pm 0,06$
Índice de Variação da Permeabilidade (PVI) (VPI = 0,71)	$0,72 \pm 0,08$	$0,76 \pm 0,09$	$0,69 \pm 0,08$
Índice de Variação da Permeabilidade (PVI) (*final do teste)	$0,46 \pm 0,05$	$0,70 \pm 0,07$	$0,54 \pm 0,05$
*Observações	Invasão: Tempo de teste de 100 minutos e 2,16 VPI. Fluxo Reverso: Tempo de teste de 126 minutos e 2,86 VPI	Invasão: Tempo de teste de 90 minutos e 0,65 VPI. Fluxo Reverso: Tempo de teste de 288 minutos e 1,52 VPI	Invasão: Tempo de teste de 145 minutos e 2,36 VPI. Fluxo Reverso: Tempo de teste de 187 minutos e 2,88 VPI

Tabela 4.6 – Cálculo da razão de produtividade ao óleo e dano na formação para amostra de alta permeabilidade

Possivelmente a restauração da razão de produtividade ao óleo nestas amostras não foi completa devido à maior saturação do fluido aquoso no fim do fluxo reverso (S_{pR-FR}) em relação à saturação de água conata, conferindo uma permeabilidade ao óleo nessa condição $(k_{oef@ SpR,FR})$ menor que aquela antes da invasão $(k_{oef@ Swi-O2})$ e indicando assim que o dano não foi completamente removido com o fluxo reverso de óleo.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo são apresentadas as conclusões mais importantes deste trabalho, bem como algumas sugestões e recomendações para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

Por meio das curvas de permeabilidade relativa, obtidas na segunda saturação com água, foi identificado que as amostras de carbonato testadas apresentam menor tendência de molhabilidade à água em relação às de arenito.

Esta tendência de molhabilidade interfere nas características do processo de invasão. Pôde-se observar que o tempo de invasão para um mesmo volume poroso do fluido de perfuração foi maior para os arenitos do que para os carbonatos com mesmo nível de permeabilidade absoluta ao gás. Tal fato pode estar relacionado a uma menor superfície da rocha em contato com a fase aquosa nas amostras de carbonato.

Por meio dos ensaios nas amostras pequenas (invasão até a condição de S_{or} , ou até o bloqueio dos poros), foi possível verificar que o nível da permeabilidade interfere na retenção do polímero presente no fluido utilizado, sendo observado que quanto menor a permeabilidade da amostra, maior foi a retenção de partículas. Este fenômeno foi evidenciado pela diferença entre as características viscosas do filtrado produzido e do fluido invasor injetado.

Em todos os testes em que a invasão foi conduzida até a saturação residual de óleo, as amostras de carbonatos apresentaram maior retorno da razão de produtividade ao óleo em relação às amostras de arenito.

No caso de completo retorno da razão de produtividade, pôde-se observar que a saturação remanescente de fluido invasor, de base aquosa, foi menor que a saturação de água conata, e consequentemente, a permeabilidade efetiva ao óleo após o fluxo reverso foi maior que a permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água conata. O mesmo resultado não foi observado para as amostras que apresentaram a saturação remanescente de fluido invasor maior que a saturação de água conata.

Este resultado pode estar relacionado à produção de água conata, originalmente imóvel, mas deslocada durante o processo de invasão do fluido testado.

A profundidade de invasão é outro fator que interfere no dano à formação, sendo observado que nas amostras mais longas, cuja invasão de fluido de perfuração correspondeu a cerca de 20% do volume poroso, o fluxo reverso de óleo foi suficiente para restaurar a razão de produtividade ao óleo tanto para a amostra de Carbonato C-03 como para a amostra de Arenito 8C, não ocorrendo assim a permanência do dano.

Com o aparato experimental utilizado para os experimentos nas amostras mais longas, foi comprovada a possibilidade de acompanhar o deslocamento da frente de avanço do fluido invasor através das amostras por meio dos pontos de observação de pressão ao longo da direção de escoamento. A partir destes dados, é possível estimar também a saturação média de solução polimérica atrás da frente de avanço. Este sistema de monitoramento permite acompanhar a profundidade de invasão de forma dinâmica para as condições sob investigação.

Através dos testes foi observado que o fluido de perfuração utilizado (base água com adição de polímero) promoveu menores danos nas amostras de carbonatos em relação aos observados para as amostras de arenito. Tal fato pode ser atribuído às diferenças relacionadas à rede de poros, menos homogênea nos carbonatos, mas principalmente às condições de molhabilidade e tempo de contato entre o fluido invasor e o meio poroso.

Finalmente, algumas sugestões e recomendações são pertinentes para trabalhos futuros. Como extensão deste trabalho, recomenda-se um maior número de testes com particular atenção a amostras de carbonato, variando-se especialmente os níveis de permeabilidade e heterogeneidade das rochas. Considera-se apropriada uma extensiva investigação experimental relacionada à petrofísica deste tipo de rocha, desde a caracterização permo-pososa ao comportamento de escoamento multifásico e condições de molhabilidade. Recomenda-se ainda a execução de testes com outros tipos de fluidos de perfuração, incluindo-se aditivos, polímeros (com ênfase em goma xantana) e diferentes bases.

78

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, L. M.; MORENO, R. Z. Soluções poliméricas na exportação de petróleo: Fatores determinantes, características e aplicações. In: 6º PDPETRO – CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 2011, Florianópolis. Anais... Florianópolis: UFSC, 9-13 Out. 2011. 9 p.

ALVES, I. et al. **Pre-Salt Santos Basin – Well Construction Learning Curve Acceleration.** Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, p. 1-3, 2009.

AMORIM, L. V. et al. Fluidos de perfuração à base de água. Parte I: efeitos de aditivações poliméricas nas propriedades reológicas. **Cerâmica**. v. 51, n. 318, p. 128-138, 2005.

AMORIM, L. V. Melhoria, proteção e recuperação da reologia de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo. 2003. 326f. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Faculdade Engenharia de Processos, Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campina Grande, 2003.

AMORIM, L.V. et al. Desenvolvimento de formulações de fluidos base água para perfurações de poços de petróleo – estudo preliminar. In: 6º PDPETRO – CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 2007, Campinas. Anais... Campinas: UNICAMP, 21-24 Out. 2007. 9 p.

AUDIBERT-HAYET, A.; DALMAZZONE C. Surfactant system for water-based well fluids. Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 288. p. 113-120, 2006.

BAGCI, S.; KOK, M. V.; TURKSOY, U. Determination of formation damage in limestone reservoirs and its effect on production. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v. 28, p. 1-12, 2000.

BARBOSA, M. I. R. **Bentonitas aditivadas com polímeros para aplicação em fluidos de perfuração.** 2006. 98f. Dissertação (Mestre em Ciência e Engenharia de Materiais) – Faculdade de Ciência e Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campina Grande, 2006.

BARBOSA, M. I. R. et al. Desenvolvimento de compósitos bentonita/polímeros para aplicação em fluidos de perfuração. **Revista Matéria**. v. 12, n. 2, p. 367 – 372, 2007.

BARNES, H. A.; HUTTON, J. E.; WALTERS, K. F. R. S. An introduction to rheology. 3th ed. Amsterdam: Elsevier Science Publishers B. V., p. 1-10, 1993.

BENNION, D. B. et al. Fluid design to minimize invasive damage in horizontal wells. **The Journal of Canadian Petroleum Technology,** Canada, n. 9, v. 35, 7 p., 1996.

BENNION, D. B. et al. Formation damage and reservoir considerations for overbalanced and underbalanced CT operations. 6th International Conference on Coiled Tubing Technologies to be held. Houston, 27-29 October. 9 p., 1997.

BIETZ, R. F.; BENNION, D. B.; THOMAS, F. B. **Optimizing drilling fluids in horizontal wells – laboratory advancements.** 5th International Conference on Horizontal Well Technology. Amsterdam, 14-16 July. 26 p., 1993.

BORGES, D. C. et al. Comportamento reológico de xantana produzida por Xanthomonas arboricola pv pruni. **Polímeros: Ciência e Tecnologia,** v. 19, n. 2, 7p., 2009.

BOURGOYNE, A. T. Jr. et al. **Applied Drilling Engineering.** 1th ed. Richardson TX: SPE Textbook Series, p.131-135, 1986.

CAENN, R.; CHILLINGAR, G. V. – Drilling Fluids: State of the Art. Journal of Petroleum Science and Engineering 14, p. 221-230, 1996.

CAMERON, C. **Drilling fluids design and management for extended reach drilling.** Paper IADC/SPE 111433 presented in IADC/SPE Middle East Drilling Technology held in Bahrain, 22-24 October, 7 p., 2001

CANDLER, J.; FRIEDHEIM, J. Designing environmental performance into new drilling fluids and waste management technology. 13th International Petroleum Environmental Conference, San Antonio, Texas, 17-20 October. 18 p., 2006.

CIVAN, F. Reservoir Formation Damage - Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Texas: Gulf Publishing Company, p. 1-6, 609-705, 2000.

DARLEY, H. C, H.; GRAY, R. G. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. 5th ed.Houston – USA: Gulf Publishing Company, p. 1-77, 542-603, 1988.

DOU, Q. et al. Rock-physics-based carbonate pore type characterization and reservoir permeability heterogeneity evaluation, Upper San Andres reservoir, Permian Basin, west Texas. **Journal of Applied Geophysics**. p. 8-18, 2011.

EZELL, R. G. et al. New filtration control polymer for improved brine-based reservoir drilling fluids performance at temperatures in excess of 400°F and high pressure. Paper SPE 128119 presented in International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 10-12 February, 8 p., 2010.

FARIAS, K. V. et al. Desenvolvimento de fluidos aquosos para aplicação em perfuração de poços de petróleo – Parte I. **Revista Eletrônica de Materiais e Processos**, v. 4, 12 p., 2009.

FOX, R. W. et al. Introdução á Mecânica dos Fluidos. Rio de Janeiro: LTC, p. 3-27, 2006.

GARCÍA, O. C. C. Avaliação da influência da interação rocha-fluido na estabilidade de poços. 2003. 131f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Faculdade de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC, Rio de Janeiro, 2003.

GAURINA-MEDIMUREC N. Horizontal well drill-in fluids. Rudarsko Geolosko Naftni Zbornik, Zagreb-Croatia, v. 10. p. 73-76, 1998.

GOMES, J. A. T. Visualização e análise do deslocamento imiscível e instável em meio poroso consolidado. 1997. 419f. Tese (Doutorado em Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 1997.

GUMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F S. Estudos dos constituintes dos fluidos de perfuração: Propostas de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. In: 4º PDPETRO – CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 2007, Campinas. **Anais**... Campinas: UNICAMP, 21-24 Out. 2007. 8 p.

HOLLIS, C. et al. Pore system characterization in heterogeneous carbonates: An alternative approach to widely-used rock-typing methodologies. Marine and Petroleum Geology. p. 772–793, 2010.

HONARPOUR, M.; KOEDERITZ, L.; HARVEY, H. A.; **Relative Permeability of Petroleum Reservoir**, Florida: CRC Press, Boca Raton, p. 1-12, 2000.

JILANI, Z. S. Experimental Study of Formation Damage in Horizontal Wells. 2000. 222f. Master (Thesis of Master of Science in Petroleum Engineering) – King Fahd University of Petroleum & Minerals, Dhahran, Saudi Arábia, 2000.

JONES, C. M.; CHAVES, H. A. F. Assessment of Yet-To-Find Oil in the Brazilian Pre-Salt Region. Paper SPE 143911presented at the Brazil Offshore Conference and Exhibition held, Macaé, Brazil, 14–17 June, 8 p., 2011.

KELESSIDIS, V. C.; MARINAKIS, D.; TSAMANTAKI, C. Laboratory assessment of drilling fluid formation damage in sandstone cores and mitigation with lignite additives for high temperature fields. Paper SPE 107762 presented in European Formation Damage Conference held in Scheveningen, The Netherlands, 30 May–1 June. 12 p., 2007.

LI, Z. et al. The research on smart Drill-in fluid design. Advanced Materials Research Vols. p. 1075-1079, 2011.

LOPES, F. R; MORENO, R. B. Z. L. Laboratory studies about natural cleanup of damaged formations. 21st Brazilian Congress of Mechanical Engineering. Natal – RN, 24-29 October, 9 p. 2011.

LOPES, L. F.; SILVEIRA, B. M. O.; MORENO, R. B. Z. L. Efeitos da incorporação da argila em fluidos drill-in - Estudos reológicos dos fluidos e testes para análise de dano em reservatórios de petróleo. IV ENAHPE – ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE POÇOS, 2011, Foz do Iguaçu. **Anais**... Foz do Iguaçu, 08-11 Ago, 2011. 10 p.

LUCIA, G. J. Carbonate Reservoir Characterization. 2. ed. Texas: Springer, p. 1-65, 2007.

MACHADO, J. C. Fundamentos e Classificação de Fluidos Viscosos. Reologia e Escoamento de Fluidos – Ênfase na indústria do Petróleo. Editora Interciência. Rio de Janeiro, p. 21-38, 2002.

MARTINS, A, L. et al. **The conceptual design of a non-invasive solids free drill-in fluid.** Paper SPE 94287 presented in Europec/EAGE Annual Conference held in Madrid, Spain, 13–16 June. 12p. 2005.

MELO, K. C. **Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração base água.** 2008. 100f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Faculdade de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Rio Grande do Norte, 2008.

MOHAMED, M. Engineered particle-size distribution while drilling helps minimize wellbore damage in sandstone reservoirs. **Society of Petroleum Engineers.** v. 2, p. 1195-1205, 2011.

MOORE, C. H. Carbonate Diagenesis and Porosity. 1. ed. Louisiana: Elsevier Science, p 22-41, 1989.

MORENO, R. B. Z. L. et al. Methodology for data acquisition and analysis of polymer solution invasion throught satured porous media. **Brazilian Journal of Petroleum and Gas**. v. 1, n. 2, p. 104-115, 2007

OLIVEIRA, M. F. S. Avaliação dos inibidores no controle do inchamento dos argilominerais utilizando difração de raiosX. 2008. 94f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Nuclear) – Faculdade de Ciências em Engenharia Nuclear, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

PEREIRA, A. Z. I.; FERNANDES, P. D. Estimulação de carbonatos. III ENAHPE – ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE POÇOS, 2009, Campos do Jordão. Anais... Campos do Jordão, 07-10 Jun. 2009. 15 p.

POURMOHAMMADI, S. et al. Fluid flow properties of different carbonate pore class. Paper SPE 111433 presented in SPE/EAGE reservoir characterization Simulation in Abu Dhabi, UEA, 28-31 October, 11 p., 2007.

QUEIROZ NETO, J. C. Q.; BISCAIA, C. E.; PETRI D. F. S. Estudo sobre a adsorção do fluido de perfuração salgado contendo polímeros sobre SiO₂. **Química Nova**, v. 30, n. 4, p. 909-915, 2007.

QUEIROZ, G. O. **Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatório de óleo pesado**. 2005. 136f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Faculdade de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN – Natal, 2006.

RABELO, S. K. L. Estudo sobre a viabilidade do cálculo da porosidade com base em um conjunto reduzido de perfis e sua aplicação na bacia de Almada/BA. 2004. 127 f. Dissertação

(Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração) – Faculdade de Engenharia de Reservatório e de Exploração, Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF, Macaé, 2004.

REZAEIDOUTS, A. et al. Smart water as wettability modifier in carbonate and sandstone: A discussion of similarities/differences in the chemical mechanisms. **Energy&Fuels**. Norway, 7 p., 2009.

RIBEIRO, M. G. **Geofísica de poço na delimitação do dano à formação produtora de petróleo causado pela invasão de lama de perfuração.** 2007. 94f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração) – Faculdade de Engenharia de Reservatório e de Exploração, Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF, Macaé, 2007.

ROSA, J. A. et al. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, Rio de Janeiro: Interciência, p. 177-275, 2006.

SORBIE, K. S.; PHIL, D. Polymer-Improved Oil Recovery. 1^a Ed, Canada: CRC Press, p. 37-79, 1991.

SOTO, C. M. A. M.; MALAVÉ, K. Optimización de un fluido "Drill-In" para perforar zonas hidrocarburíferas. **Revista Tecnológica ESPOL – RTE**, 8 p. 2008.

SOUSA, J. F.; VIDAL, F. W. H. **Rochas Carbonáticas.** Contribuição Técnica elaborada para o Livro Rochas e Minerais Industriais do Ceará. Rio de Janeiro, p. 50-59, 2005.

SPAGNOLO, R. A. Análise do entupimento de rochas reservatório durante operações de injeção de água. 2001.128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Faculdade de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC, Rio de Janeiro, 2001.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo.** 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência, p. 55-83, 2001.

VAN ZANTEN, R. et al. Engineering drill-in fluids to improve reservoir producibility. **Society of Petroleum Engineers** - 9th European Formation Damage Conference, Noordwijk, 7-10 June, p. 535-542. 2011.