



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE



CENTRO DE TECNOLOGIA - CT

CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA - CCET

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E ENGENHARIA DE
PETRÓLEO - PPGCEP

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Simulador de *Dano à Formação*, aplicado ao Projeto e à
Execução da Perfuração de Poços de Petróleo**

RICARDO EUGÊNIO DE MORAIS LIMA

ORIENTADOR:

Prof. Ph.D. Wilson da Mata

Natal / RN, Fevereiro de 2010

**Simulador de *Dano à Formação*, aplicado ao Projeto e à
Execução da Perfuração de Poços de Petróleo**

RICARDO EUGÊNIO DE MORAIS LIMA

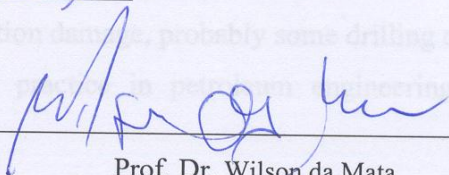
Natal / RN, Fevereiro de 2010

Ricardo Eugenio de Moraes Lima

“Simulador de Dano à Formação, aplicado ao Projeto e à Execução da Perfuração de Poços de Petróleo”

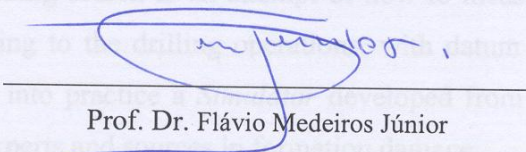
Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo PPGCEP, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciência e Engenharia de Petróleo.

Aprovado em 1º de maio de 2009.



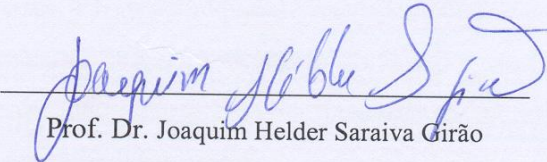
Prof. Dr. Wilson da Mata

Orientador – UFRN



Prof. Dr. Flávio Medeiros Júnior

Membro Interno – UFRN



Prof. Dr. Joaquim Helder Saraiva Girão

Membro Externo – Bakerhughes

Divisão de Serviços Técnicos

Catálogo da Publicação na Fonte. UFRN / Biblioteca Central Zila
Mamede

Lima, Ricardo Eugênio de Moraes.

Simulador de dano à formação, aplicado ao Projeto e à execução da perfuração de poços de petróleo / Ricardo Eugênio de Moraes Lima. – Natal, RN, 2010.

267 f.

Orientador: Wilson da Mata.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Tecnologia. Centro de Ciências Exatas e da Terra. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo.

1. Produtividade dos poços de petróleo – Dissertação. 2. Simulador de dano à formação (Petróleo) – Dissertação. 3. Skin mecânico – Dissertação. 4. Permeabilidades do reboco e da formação – Dissertação. 5. Fator de fluxo inercial e tortuosidade – Dissertação. 6. Profundidade de invasão do filtrado – Dissertação. I. Mata, Wilson da. II. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. III. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 622.276.346(043.3)

RESUMO

Com os altos preços do petróleo e em grande variabilidade, os engenheiros de petróleo e de reservatórios estão usualmente frente a frente com o desafio de como avaliar a *performance* e a produtividade de um poço. Ações para a melhoria dessa produtividade podem ser aplicadas desde a execução de um poço à recuperação secundária, mas não se encontram tentativas de se avaliar uma baixa produtividade a partir das operações de perfuração.

Como regra geral, freqüentemente quem lida com a atividade de perfuração recebe, por parte das equipes de engenharia e de geologia de reservatórios, uma responsabilidade direta ou mesmo uma suposta culpa pela entrega de um poço com um dano à formação, ou ainda um questionamento quanto à possibilidade de que muito provavelmente algumas das operações de perfuração não foram dentro da boa técnica ou se as boas práticas da engenharia de petróleo ou da química do fluido de perfuração também não foram bem aplicadas.

O estudo no presente trabalho é uma tentativa de modelar um meio para a medição ainda na fase de projeto de um dano à formação quando nas operações de perfuração, a partir de dados de campo ou operacionais de poços no Nordeste do Brasil e ponto em prática um *Simulador* desenvolvido nessa dissertação a partir de uma base teórica encontrada em autores diferentes dentro da literatura de um dano à formação.

ABSTRACT

With the high oil price variability, the petroleum and the reservoir engineers are usually face to face on how they can evaluate the well performance and productivity. They can improve high productivity from the well construction to the secondary recoveries, but they have never tried a measurement in the drilling operations about the lower productivity index.

As a rule, frequently the drilling operations hear from the reservoir engineering and geology that, if there is a formation damage, probably some drilling operations practices were not done properly or the good practice in petroleum engineering or mud engineering were not observed.

The study in this working search is an attempt of how to measure a formation damage just from the project drilling to the drilling operations, with datum from the fields in Brazilian northeast and putting into practice a *Simulator* developed from the modeling on the theory offered by different experts and sources in formation damage.

AGRADECIMENTOS

A presente dissertação de mestrado já é um agradecimento a todos os profissionais da indústria de petróleo e da atividade de perfuração com os quais tive o privilégio de conviver, aprender e enfrentar todas as dificuldades naturais e políticas de nossa atividade.

Agradecimento a todos os professores da UFRN/PPGCEP e específico ao meu orientador Prof. Dr. WILSON DA MATA, que acreditou e permitiu um desenvolvimento pessoal de minha parte como estudante e profissional eterno aprendiz da área de poço e de perfuração, balizando e pacientemente aguardando e acreditando na evolução dos resultados.

Agradecimentos aos colegas da PETROBRAS com os quais convivo no dia-a-dia, que me entenderam nessa labuta acadêmica e paralela às obrigações diárias do horário de trabalho, e ainda me subsidiaram com conselhos, dicas e suporte, desde a literatura à pesquisa de dados de campo. Agradecimento especial aos colegas membros da mesa, engenheiros FLÁVIO MEDEIROS e VICENTE SPINELLI, e ao químico HÉLDER GIRÃO que aceitou o desafio final de membro, pois sempre estiveram solícitos e diligentes quando questionados e convidados, exatamente a contento com o que se espera de quem detém o conhecimento.

Agradecimento aos meus Gerentes imediatos que acreditaram no resultado do meu trabalho e valor agregado que este mestrado me traria como profissional técnico e como experiência de vida, engenheiros ROMERO GOMES, FERNANDO RIBEIRO e FERNANDO RICARDO.

Agradecimento à minha família base, pais e irmãos que compreenderam a minha ausência em Fortaleza, e à minha família que construí, esposa virtuosa e três preciosos filhos homens e em formação, que de certa forma também sentirão na pele o ônus e o bônus desse desafio. A eles minhas desculpas, mas não tenho como presenteá-los com um melhor exemplo.

E ao *Eterno Criador* que, sem sombra de dúvidas, deu-me um entusiasmo acima da cota.

SUMÁRIO

Resumo	ii
Abstract	iii
Agradecimentos	iv
Capítulos	v
Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	xvi
Nomenclatura, abreviaturas, siglas e símbolos	xviii

CAPÍTULOS

Capítulo I

01. Introdução, *páginas 1-2*

Capítulo II

02. Aspectos Teóricos, *páginas 3-20*

2.1 Definições e conceitos, *página 3*

2.2 Linha do tempo no aparecimento de um DF, ou *timeline*, *páginas 4-13*

2.3 Histórico, *páginas 13-18*

2.4 Escolha do foco de estudo, *páginas 18-20*.

Capítulo III

03. Formatando um dano à formação na atividade de perfuração, *páginas 21-71*

3.1 Definição e Entendimento do Problema/Desafio, *página 21*

3.2 Proposta e ajustes para a solução do problema, *páginas 21-71*

- 3.2.1 Proposta, *página 21*
 - a. Entendimento do fluxo na interface poço-formação, *páginas 21-24*
 - b. Sistema Poço, *páginas 24*
 - b.1 Fluido de perfuração, *páginas 24-29*
 - b.2 Coluna de Perfuração, *páginas 29-31*
 - b.3 Geometria do Poço, *páginas 31-32*
 - c. Sistema Formação, *página 32*
 - c.1 Formação propriamente dita, *páginas 32-33*
 - c.2 Fluidos da Formação, *página 33*
 - d. Combinação dos Sistemas Poço-Formação, *página 33*
 - d.1 Fluxo Darciano, *páginas 33-34*
 - d.2 Fluxo Não Darciano, *páginas 34-37*
 - d.3 Fluxo na Interface Poço-Formação, *páginas 37-48*
- 3.2.2 Ajustes, *página 48*
 - a. Tortuosidades do reboco (τ_c) e da formação (τ_f), *páginas 48-59*
 - a.1 Tortuosidade de Archie, *páginas 48-49*
 - a.2 Tortuosidade de Kozeny, *páginas 49-52*
 - a.3 Tortuosidade de Civan, *páginas 52-53*
 - a.4 Tortuosidade da Geometria, *páginas 53-54*
 - a.5 Tortuosidade da Perfuração Direcional, *páginas 54-56*
 - a.6 Tortuosidade a partir do raio médio poroso r_p (μm) de um capilar, *páginas 57-59*
 - b. Fator de fluxo inercial do reboco e da formação (β_c e β_f), *páginas 59-71*
 - b.1 Equações de Civan, *página 60*
 - b.2 Equações Diversas, *páginas 60-61*
 - b.3 Ajustes, *páginas 61-71*

Capítulo IV

04. Metodologia, *páginas 72-95*

4.1 Materiais e Métodos, *páginas 72-87*

4.2 Aplicação, *páginas 88-95*

Capítulo V

05. Resultados e Discussões, *páginas 96-128*

5.1 Curvas de tempo estático de formação do reboco, $t_{est.}$ (min) x permeabilidade do reboco, K_c (mD) *páginas 96-97*

5.2 Fator de fluxo inercial beta ou fator β , *páginas 97-99*

5.3 Profundidades de Invasão, *páginas 99-106*

5.4 Pressões de *back up pressure* , a partir do *overbalance* $\Delta p(p_c-p_e)$, *páginas 107-109*

5.5 Tempos de formação de reboco x filtrado acumulado, *páginas 110-111*

5.6 Curvas vazões q (ml/min) x $\Delta p(p_c-p_e)$, *páginas 111-112*

5.7 Curvas de tempos (dinâmico e estático) de formação desses rebocos (min) x espessuras de reboco (mm), *páginas 112-115*

5.8 Curvas de tempos (dinâmico e estático) x filtrados acumulados (dinâmico ou médio e estático) (ml), *páginas 115-117*

5.9 Curvas de profundidades de invasão d (cm) x $\Delta p(p_c-p_e)$, *páginas 118-120*

5.10 Curvas de tempo estático de formação do reboco, $t_{est.}$ (min) x variação das vazões dinâmica $q_{din.}$ (ml/min) e estática $q_{est.}$ (ml/min) x crescimento da espessura de reboco δ (mm), *páginas 121-122*

5.11 Fator de *skin* (fator de película ou *skin factor*), *páginas 122-128*

Capítulo VI

06. Conclusões e Recomendações, *páginas 129-152*

6.1 Conclusões, *página 129*

6.1.1 A partir dos Resultados das curvas de mudança de permeabilidade do reboco, via tempo estático de formação desse reboco ou tempo de poço aberto, *páginas 130-134*

6.1.2 A partir dos Resultados dos *Skins* e RDs calculados, via duas profundidades diferentes de invasão, a da literatura e a proposta nesse estudo, *páginas 135-137*

6.1.3 A partir dos Resultados das cartas de TFR simuladas para cada poço, adicional opcional e resultado desse estudo, *páginas 138-143*

6.2 Recomendações, *página 144*

6.3 Outras Recomendações, *páginas 145-152*

6.3.1 Práticas, *páginas 145-149*

6.3.2 Didáticas ou acadêmicas, *páginas 150-152*

Referências Bibliográficas, *páginas 153-157*

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Linha do tempo das várias etapas com a possibilidade do início da ocorrência de um dano à formação, DF, *página 4*

Figura 2.2. Expansão de uma partícula de argila e redução do espaço poroso devido ao inchamento (Civan 1, 2007), *página 11*

Figura 2.3. Representação esquemática do efeito de um DF a partir do conceito do efeito de película nas imediações do poço, interface poço-formação (Civan5, 2009), *página 15*

Figura 2.4. Evolução da severidade de um DF ao longo da perfuração de um trecho vertical, com perfuração *overbalance*, *página 19*

Figura 2.5 Evolução da severidade de um DF ao longo da perfuração de um trecho horizontal, com perfuração *overbalance*, *página 20*

Figura 3.1. Entre *diversas* correlações encontradas, correlação de Sakurai et al., 2003; para a *alteração* da relação porosidade x permeabilidade, com um fluido num fluxo em modelo de potência e ainda para rochas consolidadas (Civan5, Faruk; 2006, p. 131-134), *página 23*

Figura 3.2. Interface poço-formação, rebocos externo e interno, *página 24*

Figura 3.3. *Janela Operacional* de um poço de mar na bacia de campos, Brasil, definida na *prática operacional e de campo* pela área hachurada da figura – intervalo de trabalho para o peso específico do fluido de perfuração (valor mínimo – imediatamente acima da pressão de poros e valor máximo- imediatamente abaixo da tensão mínima horizontal), e *na literatura e para projetos diversos* (teste de absorção, direcional, cimentação, perfilagem, completação, compressão de cimento, teste de formação, fraturamento e outros) pelo intervalo maior entre as curvas mais externas de pressões de poros e de fratura, ou entre poros e um valor intermediário entre as tensões mínimas e máximas horizontais (geradas a partir de dados sísmicos e de perfilagem de poços de correlação, como também do acompanhamento operacional de cada poço de estudo), *página 26*

Figura 3.4. Variação das pressões quando na circulação de um fluido de perfuração, da bomba de lama (2200 psi) ao *flow line* (saída lateral inclinada), e curvas de pressões hidrostática, de *surge* e de *swab* (Max R. et al., 1996), *página 29*

Figura 3.4.1 Detalhe dos componentes principais de uma coluna de perfuração (broca, parte rígida ou BHA e DPs (*drill pipes*, ou tubos de perfuração, parte flexível) e diferentes calipers ou diâmetros de um poço ($2r_w$) (Santos et al., 2007), *página 30*

Figura 3.4.2. Diferentes ocorrências num diâmetro interno de um poço perfurado, via análise de perfis de calipers, *página 32*

Figura 3.5. Crescimento de um reboco de filtrado na superfície de uma formação (Civan1, 2007), *página 38*

Figura 3.6. Formação de um reboco de filtrado sobre a superfície de uma amostra de testemunhagem ou superfície de uma formação (Civan 1, 2007), *página 39*

Figura 3.7. Crescimento de um reboco externo de espessura $\delta = r_w - r_c$ na superfície de uma formação, interface poço-formação (Civan 1, 2007), *página 43*

Figura 3.8. Detalhe da espessura de reboco $\delta = r_w - r_c$, para um fluxo radial na interface poço-formação (Civan 1, 2007), *página 44*

Figura 3.9. Modelagem de um fluxo hidráulico nos tubos capilares de uma amostra ou testemunho (Civan 6,2007), *página 53*

Figura 3.10. Variabilidade da tortuosidade na geometria, modelagem, *página 54*

Figura 3.11. Imagem e cálculo da tortuosidade dinâmica a partir do raio médio poroso de um capilar de diâmetro $D = 2.rp$, *página 57*

Figura 3.12. Valores de β_c , e β_f a partir das equações **originais**. Observam-se altas variabilidades e desvios acima das médias, *página 65*

Figura 3.13. Valores de β_c e β_f a partir das equações ajustadas. Observam-se baixas variabilidades e desvios coerentes com as médias, *página 69*

Figura 3.14. Confronto das relações β_c / β_f a partir das equações originais X equações ajustadas, *página 70*

Figura 4.1. Fases de um teste através do registrador interno ou externo, *página 75*

Figura 4.2. Carta com reservatório danificado, *página 75*

Figura 4.3. Carta de um TFR no Poço1, *páginas 76-77*

Figura 4.4. Visão macro dos dados de entrada e resultados prévios dos oito poços estudados, em ordem crescente de permeabilidade, *páginas 88*

Figura 5.1. Variação da permeabilidade do reboco K_c (mD) com o crescimento do tempo de poço aberto ou tempo estático $t_{est.}$ (min), $t_{est.}$ (min) x K_c (mD). A curva mais espessa e de pontos são os resultados calculados, e a curva mais fina e sobreposta é a curva ajustada com a respectiva equação de ajuste e coeficiente de determinação ou de ajuste de curva R^2 , *método dos mínimos quadrados, página 97*

Figura 5.2. Resultados de laboratório da relação entre o fator beta e a permeabilidade absoluta de uma amostra de testemunho, testes com gás (Dake, 1998), *página 98*

Figura 5.3. Gráfico ($\log \beta_c$ x $\log K_c$) do fator de fluxo inercial β_c (cm^{-1}) x permeabilidade do reboco K_c (mD), para os DPs, Poço 1, *página 99*

Figura 5.4. Esquemas da profundidade de invasão $d_{inv.}$ nas imediações da interface (poço-formação): a. Seção horizontal de uma formação portadora de óleo invadida ($S_w < 60\%$); b. Distribuição radial dos fluidos de invasão (qualitativo); c. Distribuição radial da alteração de resistividade com a invasão. M.P.Tixier (Howard B. Bradley, 1992), *página 101*

Figura 5.5. Evolução da mudança de porosidade $\phi(t)$ nas imediações da interface poço x formação à medida que o volume de filtrado e a respectiva Saturação de filtrado $S_{fil.}(t)$ aumentam com o tempo e com o aumento da profundidade de invasão $d_{inv.}(t)$, devido à invasão de volume de filtrado $V_{fil.}(t)$, *página 102*

Figura 5.6. Gráfico raiz (tempo) (hora)^{0.5} x profundidade de invasão $d(in)$, para um fluido de perfuração, *página 105*

Figura 5.7. Gráfico da raiz (tempo dinâmico de formação do reboco) (min)^{0.5} x profundidade de invasão $d(\text{cm})$, para os DPs, Poço 1, *página 106*

Figura 5.8. Gráfico da raiz (tempo estático de formação do reboco) (min)^{0.5} x profundidade de invasão $d(\text{cm})$, para os DPs, Poço 1, *página 106*

Figura 5.9. Gráfico raiz (tempo médio dinâmico de formação do reboco) (min)^{0.5} x filtrado acumulado (dinâmico médio) (ml) para os DPs, Poço 1, *página 110*

Figura 5.10. Gráfico raiz (tempo estático de formação do reboco) (min)^{0.5} x filtrado acumulado (estático) (ml) para os DPs, Poço 1, *página 111*

Figura 5.11. Gráfico q (vazões médias dinâmicas) x ΔP ($p_c - p_e$) dinâmicas para os DPs, Poço 1, *página 112*

Figura 5.12. Gráfico tempo de filtração (min) x espessura de reboco δ (cm) numa pressão constante, filtrações linear e radial (Civan 9, 2007), *página 113*

Figura 5.13. Gráfico tempo dinâmico real e calculado de formação do reboco (min) x espessura de reboco δ (mm) para os DPs, Poço 1, sem considerar o tempo médio, ratificando a dedução do Anexo I, *página 114*

Figura 5.14. Gráfico tempo médio dinâmico de formação do reboco (min) x espessura de reboco δ (mm) para os DPs, Poço 1, *página 114*

Figura 5.15. Gráfico tempo estático de formação do reboco (min) x espessura de reboco δ (mm) para os DPs, Poço 1, *página 115*

Figura 5.16. Gráfico de tempo de filtração (min) x filtrado acumulado dinâmico (ml), para uma pressão de filtração constante, filtrações linear e radial (Civan 10, 2007), *página 116*

Figura 5.17. Gráfico tempo médio dinâmico de formação do reboco (min) x filtrado acumulado dinâmico (ml) para os DPs, Poço 1, *página 117*

Figura 5.18. Gráfico tempo estático de formação do reboco (min) x filtrado acumulado estático (ml) para os DPs, Poço 1, *página 117*

Figura 5.19. À medida que o filtrado penetra na formação e aumenta a pressão de poros próxima à parede do poço, o diferencial de pressão é reduzido (Santos et al., 2007; p. 319), *página 118*

Figura 5.20. Gráficos profundidade de invasão d (cm) x Δp ($p_c - p_e$) (psi) dinâmico nos DPs, para o Poço 1, *página 119*

Figura 5.21. Gráficos profundidade de invasão d (cm) x Δp ($p_c - p_e$) (psi) estático nos DPs, para o Poço 1, *página 120*

Figura 5.22. Variação do tempo dinâmico de formação do reboco $t_{din.}(min)$ x vazão de fluxo dinâmica $q_{din.} (ml/min)$ x $\delta(mm)$, Poço1, DPs, *página 121*

Figura 5.23. Variação do tempo estático de formação do reboco $t_{est.}(min)$ x vazão de fluxo estática $q_{est.} (ml/min)$ x $\delta(mm)$, Poço1, DPs, *página 122*

Figura 5. 24. Representação gráfica da Equação (5.16) para valores de r_e/r_w variando de 100 a 50.000 (Hawkins, SPE 000732), *página 126*

Figura 5.25.1 Influência da reologia total do fluido de perfuração (somatório das leituras) e da viscosidade do filtrado nesse mesmo fluido no expoente m da Equação (5.2), *página127*

Figura 5. 26.1 Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11) considerando o *poço em circulação*, portanto gráfico $S_{din.}(t)$ x $t_{din.}(min)$, Poço 1, *página128*

Figura 5. 27.1 Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11) considerando o *poço estático ou sem circulação*, portanto gráfico $S_{est.}(t)$ x $t_{est.}(min)$, Poço 1, *página128*

Figura 6.1. Variação da permeabilidade do reboco K_c (mD) na interface poço formação X tempo de poço aberto, tempo estático $t_{est.}(min)$, Poço 1, nos *drill pipes/DPs*, *página 131*

Figura 6.2. Variação da permeabilidade do reboco K_c (mD) na interface poço formação X tempo de poço aberto, tempo estático $t_{est.}(min)$, Poço 2, nos *drill pipes/DPs*, *página 131*

Figura 6.3. Variação da permeabilidade do reboco K_c (mD) na interface poço formação X tempo de poço aberto, tempo estático $t_{est.}(min)$, Poço 3, nos *drill pipes/DPs*, *página 132*

Figura 6.4. Variação da permeabilidade do reboco K_c (mD) na interface poço formação X tempo de poço aberto, tempo estático $t_{est.}(min)$, Poço 4, nos *drill pipes/DPs*, *página 132*

Figura 6.5. Variação da permeabilidade do reboco K_c (mD) na interface poço formação X tempo de poço aberto, tempo estático $t_{est.}(min)$, Poço 5, nos *drill pipes/DPs*, *página 133*

Figura 6.6. Variação da permeabilidade do reboco K_c (mD) na interface poço formação X tempo de poço aberto, tempo estático $t_{est.}(min)$, Poço 6, nos *drill pipes/DPs*, *página 133*

Figura 6.7. Variação da permeabilidade do reboco K_c (mD) na interface poço formação X tempo de poço aberto, tempo estático $t_{est.}(min)$, Poço 7, nos *drill pipes/DPs*, *página 134*

Figura 6.8. Variação da permeabilidade do reboco K_c (mD) na interface poço formação X tempo de poço aberto, tempo estático $t_{est.}(min)$, Poço 8, nos *drill pipes/DPs*, *página 134*

Figura 6.9. Comparação entre as profundidades de invasão d_{inv} (ft) encontradas para as Equações (5.5), de YAN e (5.7), proposta desse trabalho, *página 136*

Figura 6.10. Comparação entre as RDs encontradas a partir de um d_{inv} via Equações (5.5), de YAN e (5.7), proposta desse trabalho, *página 136*

Figura 6.11. Comparação entre os fatores de Skin S encontrados via profundidades de invasão d_{inv} (ft) conforme as Equações (5.5), de YAN e (5.7), proposta desse trabalho, Poços 1 a 8, *página 137*

Figura 6.12. Detalhe do efeito Skin num diagrama de pressões (Civan 12), *página 139*

Figura 6.13. Diagrama de queda de pressões Simulado, $Skin_{mec.} \times TFR$, Poço 1, *página 140*

Figura 6.14. Diagrama de queda de pressões Simulado, $Skin_{mec.} \times TFR$, Poço 2, *página 140*

Figura 6.15. Diagrama de queda de pressões Simulado, $Skin_{mec.} \times TFR$, Poço 3, *página 141*

Figura 6.16. Diagrama de queda de pressões Simulado, $Skin_{mec.} \times TFR$, Poço 4, *página 141*

Figura 6.17. Diagrama de queda de pressões Simulado, $Skin_{mec.} \times TFR$, Poço 5, *página 142*

Figura 6.18. Diagrama de queda de pressões Simulado, $Skin_{mec.} \times TFR$, Poço 6, *página 142*

Figura 6.19. Diagrama de queda de pressões Simulado, $Skin_{mec.} \times TFR$, Poço 7, *página 143*

Figura 6.20. Diagrama de queda de pressões Simulado, $Skin_{mec.} \times TFR$, Poço 8, *página 143*

Figura 6.21. Influência da reologia total do fluido de perfuração (somatório total das leituras) e da viscosidade do filtrado nesse mesmo fluido no expoente m da Equação (5.2) e no expoente n da Equação (5.17), *página 146*

Figura 6.22. Confronto da influência da rapidez na queda da permeabilidade do reboco na rapidez da queda do impacto do *skin* de Hurst \times tempo de poço aberto, *página 147*

Figura 6.23. Detalhe separado da rapidez na queda da permeabilidade do reboco \times tempo de poço aberto, em escala logarítmica no eixo vertical, *página 147*

Figura 6.24. Detalhe separado da rapidez na queda do impacto do *skin* de Hurst \times tempo de poço aberto, em escala logarítmica no eixo vertical, *página 148*

Figura 6.25. Variação das propriedades da rocha \times efeitos na formação do reboco, do poço de menor para o de maior permeabilidade, final de poço aberto, *página 141*

Figura 5.25.2 Gráficos ($\log \beta_c$ x $\log K_c$) do fator de fluxo inercial β_c (cm^{-1}) x permeabilidade do reboco K_c (mD), para os DPs, Poços 2 a 8, *páginas 158-161*

Figura 5.26.2 Gráficos da raiz (tempo dinâmico de formação do reboco) (min)^{0,5} x profundidade de invasão d (cm), para os DPs, Poços 2 a 8, *páginas 161-164*

Figura 5.27.2 Gráficos da raiz (tempo estático de formação do reboco) (min)^{0,5} x profundidade de invasão d (cm), para os DPs, Poços 2 a 8, *páginas 165-168*

Figura 5.28. Gráficos raiz (tempo médio dinâmico de formação do reboco) (min)^{0,5} x filtrado acumulado (dinâmico médio) (ml) para os DPs, Poços 2 a 8, *páginas 169-172*

Figura 5.29. Gráficos raiz (tempo estático de formação do reboco) (min)^{0,5} x filtrado acumulado (estático) (ml) para os DPs, Poço 1, *páginas 172-175*

Figura 5.30. Gráficos q (vazões médias dinâmicas) x $\Delta P(p_c-p_e)$ dinâmicas para os DPs, Poços 2 a 8, *páginas 176-179*

Figura 5.31. Gráficos tempo dinâmico real e calculado de formação do reboco (min) x espessura de reboco δ (mm) para os DPs, Poço 1, sem considerar o tempo médio, ratificando a dedução do Anexo I, Poços 2 a 8, *páginas 179-182*

Figura 5.32. Gráficos tempo médio dinâmico de formação do reboco (min) x espessura de reboco δ (mm) para os DPs, Poços 2 a 8, *páginas 183-186*

Figura 5.33. Gráficos tempo estático de formação do reboco (min) x espessura de reboco δ (mm) para os DPs, Poços 2 a 8, *páginas 187-190*

Figura 5.34. Gráficos tempo médio dinâmico de formação do reboco (min) x filtrado acumulado dinâmico (ml) para os DPs, Poços 2 a 8, *páginas 190-193*

Figura 5.35. Gráficos tempo estático de formação do reboco (min) x filtrado acumulado estático (ml) para os DPs, Poços 2 a 8, *páginas 194-197*

Figura 5.36. Gráficos profundidade de invasão d (cm) x Δp (p_c-p_e) (psi) dinâmico nos DPs, para os Poços 2, 4, 6 e 8, *página 197-201*

Figura 5.37. Gráficos profundidade de invasão $d(\text{cm})$ x $\Delta p (p_c - p_e)$ (psi) estático nos DPs, para os Poços 2, 4, 6 e 8, páginas 201-205

Figura 5.38. Variação do tempo dinâmico de formação do reboco $t_{\text{din.}}(\text{min})$ x vazão de fluxo dinâmica $q_{\text{din.}}$ (ml/min) x $\delta(\text{mm})$, Poços 2, 4, 6 e 8, páginas 205-208

Figura 5.39. Variação do tempo estático de formação do reboco $t_{\text{est.}}(\text{min})$ x vazão de fluxo estática $q_{\text{est.}}$ (ml/min) x $\delta(\text{mm})$, Poços 2, 4, 6 e 8, página 208-210

Figura 5. 40. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{\text{din.}}(t) \cdot t_{\text{din.}}(\text{min})$ e $S_{\text{est.}}(t) \cdot t_{\text{est.}}(\text{min})$, Poço 2, página 211

Figura 5. 41. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{\text{din.}}(t) \cdot t_{\text{din.}}(\text{min})$ e $S_{\text{est.}}(t) \cdot t_{\text{est.}}(\text{min})$, Poço 3, página 212

Figura 5. 42. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{\text{din.}}(t) \cdot t_{\text{din.}}(\text{min})$ e $S_{\text{est.}}(t) \cdot t_{\text{est.}}(\text{min})$, Poço 4, página 213

Figura 5. 43. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{\text{din.}}(t) \cdot t_{\text{din.}}(\text{min})$ e $S_{\text{est.}}(t) \cdot t_{\text{est.}}(\text{min})$, Poço 5, página 214

Figura 5. 44. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{\text{din.}}(t) \cdot t_{\text{din.}}(\text{min})$ e $S_{\text{est.}}(t) \cdot t_{\text{est.}}(\text{min})$, Poço 6, página 215

Figura 5. 45. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{\text{din.}}(t) \cdot t_{\text{din.}}(\text{min})$ e $S_{\text{est.}}(t) \cdot t_{\text{est.}}(\text{min})$, Poço 7, página 216

Figura 5. 46. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{\text{din.}}(t) \cdot t_{\text{din.}}(\text{min})$ e $S_{\text{est.}}(t) \cdot t_{\text{est.}}(\text{min})$, Poço 8, página 217

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1. Equações e resultados de cálculos para os fatores β_c e β_f com as equações originais, página 63

Tabela 3.2. Equações e resultados de cálculos para os fatores β_c , β_f e β_c / β_f , com as equações originais, detalhes de médias e variabilidades (desvios padrões), página 64

Tabela 3.3. Equações e resultados de cálculos para os fatores β_c e β_f , com as equações ajustadas, página 67

Tabela 3.4. Equações e resultados de cálculos para os fatores β_c , β_f e β_c / β_f , com as equações ajustadas e detalhes de médias e variabilidades (desvios padrões), e principalmente uma variabilidade *nula* para a relação β_c / β_f , *página 68*

Tabela 4.1. Poços candidatos a estudo e poços escolhidos para o estudo, *página 78*

Tabela 4.2. Dados de poços (perfuração) das formações (geologia e reservatórios), *página 80*

Tabela 4.3. Dados da formação, variáveis de cálculo (premissas) e oriundos da literatura, *página 84*

Tabela 4.4. Aferição de permeabilidades, cálculos de diâmetros médios das gargantas dos meios poros e de fatores de fluxo inerciais betas/ β_s para cada poço, aplicando Kozeny, *página 86*

Tabela 4.5. Fluxograma para a entrada de dados e resultados calculados do aplicativo, *Simulador de um DF causado pela atividade de perfuração, página 91*

Tabela 4.6 Dados de entrada do fluido de perfuração, da formação, da geometria do poço e do reboco para cálculos com os DPs (*drill pipes*), *páginas 218-221*

Tabela 4.7. Resultados dos cálculos para fatores de fluxo inercial do reboco e da formação, tensões de cisalhamento, vazões dinâmicas e estáticas, tempos dinâmicos e estáticos de formação do reboco, e finalmente de fatores de *skin* dinâmicos e estáticos no anular dos DPs (*drill pipes*), *páginas 222-229*

Tabela 5.1. Resultados para a formação de um reboco de espessura δ (mm), nos DPs, Poço 1, *página 108*

Tabela 5.2. Profundidades de invasão e filtrados, dinâmico e estático para a formação de um reboco de espessura δ (mm), nos DPs, Poço 1, com $d_{inv.}$ (ft) pela Equação (5.5), *página 109*

Tabela 5.3. Resultados para a formação de um reboco de espessura δ (mm), nos DPs, Poço 2, *página 230*

Tabela 5.4. Resultados para a formação de um reboco de espessura δ (mm), nos DPs, Poço 3, *página 230*

Tabela 5.5. Resultados para a formação de um reboco de espessura δ (mm), nos DPs, Poço 4, *página 231*

Tabela 5.6. Resultados para a formação de um reboco de espessura $\delta(\text{mm})$, nos DPs, Poço 5, *página 231*

Tabela 5.7. Resultados para a formação de um reboco de espessura $\delta(\text{mm})$, nos DPs, Poço 6, *página 232*

Tabela 5.8. Resultados para a formação de um reboco de espessura $\delta(\text{mm})$, nos DPs, Poço 7, *página 232*

Tabela 5.9. Resultados para a formação de um reboco de espessura $\delta(\text{mm})$, nos DPs, Poço 8, *página 232*

Tabela 5.10. Influências da reologia total do fluido de perfuração (somatório das leituras) e da viscosidade do filtrado nesse mesmo fluido no expoente m da equação (5.2), *página 234*

Tabela 5.11. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 1, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto, *página 235*

Tabela 5.12. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 2, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto, *página 236*

Tabela 5.13. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 3, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto, *página 237*

Tabela 5.14. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 4, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto, *página 238*

Tabela 5.15. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 5, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto, *página 239*

Tabela 5.16. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 6, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto, *página 240*

Tabela 5.17. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 7, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto, *página 241*

Tabela 5.18. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 8, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto, *página 242*

Tabela 5.19. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{\text{din.}}(t) \times t_{\text{din.}}(t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{\text{est.}}(t) \times t_{\text{est.}}(\text{min})$, Poço 1, *página 243*

Tabela 5.20. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{\text{din.}}(t) \times t_{\text{din.}}(t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{\text{est.}}(t) \times t_{\text{est.}}(\text{min})$, Poço 2, *página 244*

Tabela 5.21. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{\text{din.}}(t) \times t_{\text{din.}}(t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{\text{est.}}(t) \times t_{\text{est.}}(\text{min})$, Poço 3, *página 245*

Tabela 5.22. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{din.}(t) \times t_{din.}(t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 4, *página 246*

Tabela 5.23. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{din.}(t) \times t_{din.}(t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 5, *página 247*

Tabela 5.24. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{din.}(t) \times t_{din.}(t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 6, *página 248*

Tabela 5.25. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{din.}(t) \times t_{din.}(t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 7, *página 249*

Tabela 5.26. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{din.}(t) \times t_{din.}(t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 8, *página 250*

Tabela 6.1. Resultados encontrados aplicando uma profundidade de invasão conforme a Equação (5.5), *páginas 251-252*

Tabela 6.2. Resultados encontrados aplicando uma profundidade de invasão conforme a Equação (5.7), *páginas 253-254*

Tabela 6.3. Resultados encontrados para as Equações (5.2) e (5.17), e respectivos valores dos expoentes **m** e **n**, *página 255*

Tabela 6.4. Resultados encontrados para as permeabilidades do reboco $K_c(mD)(t)$ de cada poço, aplicando as Equações (5.2) x Tempo de poço aberto (min), *páginas 256-257*

Tabela 6.5. Logarítimos decimais dos resultados encontrados para as permeabilidades do reboco $K_c(mD)(t)$ de cada poço, aplicando as Equações (5.2) x Tempo de poço aberto (min), *páginas 258-259*

Tabela 6.6. Resultados encontrados para os *Skins* de Hurst(t) de cada poço, aplicando as Equações (5.17) x Tempo de poço aberto (min), *páginas 260-261*

Tabela 6.7. Logarítimos decimais dos resultados encontrados para os *Skins* de Hurst(t) de cada poço, aplicando as Equações (5.17) x Tempo de poço aberto (min), *páginas 262-263*

Anexo I, página 264

Anexo II, página 267

NOMENCLATURA, ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

DF, dano à formação

DPs, *drill pipes* ou tubos de perfuração, parte flexível de uma coluna de perfuração

DCs, *drill collars* ou comandos, parte rígida de uma coluna de perfuração

DLS ($^{\circ}/100$ ft) ou ($^{\circ}/30$ m), *dog leg severity*, resultante do ganho de inclinação na vertical e de azimute na horizontal ao longo de 100 ft ou 30,48 metros de avanço de poço perfurado

DLS($^{\circ}/30$ μ m), *dog leg microscópico*

HWs, *heavy weights* ou tubos de perfuração pesados, parte de uma coluna de perfuração que faz a transição de rigidez entre os DPs e os DCs

BHA, *bottom hole assembly* (composição de fundo de poço, parte rígida da coluna de perfuração, compreendida entre a broca e a interface entre o último *heavy weight*/HW e o primeiro *drill pipe*/DP

BUR, *build up rate*, mesmo que DLS

WBM, *water-based mud or water-based drilling fluid*, fluido de perfuração a base água ou aquoso

OBM, *oil-based mud*, fluido de perfuração a base óleo

SBM, *synthetic-based mud*, fluido de perfuração sintético ou não aquoso

RD, razão de dano, inverso da RP

RP, razão de produtividade, inverso da RD

ROC, raio de curvatura R ou *radius of curvature*

TFR, teste de formação a poço revestido

TVD, *total vertical depth* ou profundidade vertical, obtida a partir da somatória entre mesa rotativa da sonda (MR), BAP (base do antepoço ou cota altimétrica positiva entre a base ou nível da locação e o nível do mar) e cota geológica (medida negativa a partir do nível do mar)
HPHT, *high pressure and high temperature*, ou poços tipo simultaneamente com altas pressões e com altas temperaturas, com a expectativa de pressões acima de 10.000 psi na cabeça em caso da ocorrência de um *kick*, e acima de 150°C/302°F na zona de interesse ou na profundidade final do poço

K_{ro} (permeabilidade relativa ao óleo);

S_w (saturação de água)

S_{wc} (saturação de água conata)

DIF (*drill in fluid or drilling fluid system*)

reboco (K_c) e da formação (K_f , e da zona de interesse);

overbalance (com pressão hidrostática do fluido de perfuração ou de completação acima da pressão de poros ou da formação, diferencial de pressão poço-formação positivo);

underbalance (com pressão hidrostática do fluido de perfuração ou de completação abaixo da pressão de poros ou da formação, diferencial de pressão poço-formação negativo);

workover, operações de intervenções num poço quando na manutenção da produção e geralmente após a primeira entrada de uma sonda no poço quando na completação

rotary steerable, equipamento de perfuração direcional usado para o direcionamento de um poço – mudança de inclinação e de azimute, e que não tem força motriz

top drive, equipamento de força motriz da coluna de perfuração para aplicar torque e girar a coluna de perfuração, geralmente hidráulico ou elétrico, e que substitui a haste Kelly e a mesa rotativa de uma sonda convencional nas sondas de perfuração modernas

backreamings, manobras de retirada da coluna de perfuração com RPMs baixas ou giros da coluna e com circulação ou vazão do fluido de perfuração, com a finalidade de liberar a coluna de perfuração e quebrar o leito de cascalhos formado quando na deficiência de carregamento de cascalhos em poços de alta inclinação, ou mecanicamente fechados, para a limpeza do poço e redução do fator de fricção

ERD, poços tipo *Extended Reach Drilling*, ou tipo *ERW/Extended Reach Well*), ou poços onde a relação afastamento lateral ao alvo-locação da sonda / TVD é maior ou igual a três

MWD, *measuring while drilling*, ferramenta de perfuração direcional para a aquisição de dados de inclinação e de direção (via pulsos de pressão medidos com o fluido de perfuração) simultaneamente ao avanço da perfuração ou aumento da profundidade medida

PWD, *pressure while drilling*, idem, aquisição de dados de pressão tipo ECD

LWD, *logging while drilling*, idem, aquisição de dados de perfilagem

ECD, *equivalent circulation density*, peso específico do fluido de perfuração quando circulando, ou parte adicionada ao peso específico do fluido de perfuração devido às perdas de carga dinâmicas e parte dos sólidos incorporados ao volume específico do fluido

Poço *designer well* ou em 3D, poço tipo direcional em que, para se atingir os alvos solicitados pela Geologia, necessariamente só se consegue com uma trajetória em três dimensões ou fora de um único plano vertical, por razões diversas, sendo a principal atender às normas técnicas de anti-colisão do poço em perfuração com os poços adjacentes e já existentes

slotted liner, tubos de revestimentos rasgados ou com orifícios compatíveis com a granulometria da formação

gravel packer, empacotamento de areia, usado na contenção de formações não consolidadas e instáveis, posicionado entre a parte com telas da coluna de revestimentos e o poço aberto na zona de interesse

Squeeze, compressão de cimento

bullheadings, injeções forçadas

SÍMBOLOS ALFANUMÉRICOS

A_s , área de superfície de grãos por unidade de volume poroso na Equação de Kozeny

a , o coeficiente litológico, *tortuosidade resistiva ou ainda* tortuosidade geológica real de Archie

F , fator de formação

K_1 , permeabilidade Darciana

K_2 , permeabilidade não-Darciana

K_c , permeabilidade do reboco

K_f , permeabilidade da formação ou da zona de interesse permeabilidade do reboco

K_{ro} , permeabilidade relativa ao óleo

$K_{eq\ din}$ (mD), permeabilidade equivalente dinâmica

$K_{eq\ est}$ (mD), permeabilidade equivalente estática

K_o , fator de forma na Equação de Kozeny

K_z , constante de Kozeny

m , coeficiente de cimentação na Equação de Archie

m , raio hidráulico nas Equação de Poiseuille e Kozeny

S_{Total} , *skin* total, somatória dos *skins* parciais

S_{fd} , *skin* oriundo da própria formação, conforme propriedades da matriz da rocha e fluidos, após interação com o filtrado do fluido de perfuração

S_{pc} , *skin* devido à completação parcial

S_{perf} , *skin* devido ao canhoneio

$S_{tf,Dqw}$, *skin* devido à turbulência nas imediações do poço e em altas vazões

S_m , *skin* mecânico e oriundo das operações de perfuração (*drilling operations* e em *overbalance*) e de completação

D_p (μm), diâmetro médio das partículas

D_t (μm), diâmetro médio do meio poroso ou gargantas, *throat diameter*

D_h (in), *hole diameter* ou diâmetro interno do poço, geralmente igual ao *cáliper* ou diâmetro externo e nominal na broca

D_p (in), diâmetro dos *drill pipes* ou comandos

D_c (in), diâmetro dos *drill colars* ou tubos de perfuração

r_w , *raio do poço*, geralmente igual à metade do diâmetro interno do poço aberto D_h e cortado pela broca, ou raio da superfície da formação na qual o reboco é construído

r_p , raio do meio poroso

r_c , o raio do reboco, de *radius cake*, ou raio da superfície de reboco em contacto com o fluido de perfuração

r_e , raio da superfície externa ou área de drenagem sob a influência do filtrado e fluidos da formação deslocados pelo filtrado

v , velocidade de fluxo do fluido de perfuração paralela à superfície lateral do poço

u , velocidade do filtrado do fluido de perfuração perpendicular à superfície lateral do poço

R_{ps} , taxa mássica de deposição das partículas oriundas da lama (fluido de perfuração)

K_d , taxa de deposição de partículas

K_e , taxa de erosão de partículas, quando em fluxo dinâmico

l (cm), distância da superfície das partículas à superfície do reboco

LE (lbf/100ft²), limite de escoamento do fluido de perfuração

VP (cP), viscosidade plástica do fluido de perfuração

c_p , massa de partículas por unidade de volume do fluido de perfuração

a , área lateral da superfície de reboco

A (cm⁻¹), parcela de deposição das partículas por unidade de área na superfície de poço cortada (reboco em formação)

B (cm/min), parcela de erosão dessas partículas depositadas por unidade de tempo

K (dyna.segⁿ/cm²), índice de consistência

n , índice de comportamento, adimensional

q (ml/min), vazão de filtrado

q_0 (ml/min), fluxo Inicial ou vazão inicial de filtrado em $t_0 = 0$ (ml/min)

q_{din} (bbl/dia), vazão de filtrado dinâmica, $B \neq 0$

q_{est} (bbl/dia), vazão de filtrado estática, $B = 0$

Q (gpm), vazão de circulação do fluido de perfuração

t_{din} , tempo de filtrado dinâmico, $B \neq 0$

t_{est} , tempo de filtrado estático, $B=0$

$V_{fan\ DP_s}$ (ft/min), velocidade de fluxo do fluido de perfuração no anular dos DPs

$V_{fan\ DC_s}$ (ft/min), velocidade de fluxo do fluido de perfuração no anular dos DCs

SÍMBOLOS GREGOS

$\Delta P(r_w-r_e)$, diferencial de pressão entre o fluido de perfuração no interior do poço e no raio do poço r_w , e a pressão da formação no final do raio de drenagem r_e , ou ponto radialmente mais distante e mais provável de alcance do efluente do filtrado

δ (mm), espessura de reboco

μ (cP), viscosidade do fluido em fluxo no meio poroso (do filtrado do fluido de perfuração, dos fluidos em produção, dos fluidos da formação)

μ_{fil} (cp), viscosidade da água do filtrado (cP), $f=(T(^{\circ}F), \text{Pressão e Salinidade})$

β (cm^{-1}), fator de fluxo inercial ou fator β

β' , relação diâmetro médio do meio poroso /diâmetro médio das partículas que invadem o meio poroso, ou $\beta' = D_t / D_p$

β_c (cm^{-1}), fator de fluxo inercial do reboco

β_f (cm^{-1}), fator de fluxo inercial da formação

ρ (g/cm^3), densidade do fluido em fluxo no meio poroso

ρ_p , densidade das partículas depositadas

ρ_c , densidade do reboco formado

ρ_{fil} (g/cm^3), densidade da água do filtrado

ρ_m (lb/gal), peso específico do fluido de perfuração

ρ , curvatura de uma curva, $\rho = 1/\text{Raio}$

τ , tortuosidade do meio poroso, do caminho permoporoso, adimensional

ϕ , porosidade efetiva do meio poroso, adimensional

ϕ_c , porosidade ou volume de vazios do reboco (*cake*)

ϕ_f , porosidade ou volume de vazios da formação

τ_s (dyna/cm²), tensão de cisalhamento aplicada pelo fluido de perfuração na superfície do reboco

τ_{cr} (dyna/cm²), tensão de cisalhamento máxima ou *crítica* entre o fluido de perfuração e superfície do reboco

ε_c , fração sólida do reboco constituído pelas partículas depositadas

α , uma constante e expoente da permeabilidade na relação entre o fator de fluxo inercial β (ou coeficiente de fluxo inercial) e a permeabilidade K(mD)

θ_{600} , leitura no viscosímetro FANN @ 600 RPM

θ_{300} , leitura no viscosímetro FANN @ 300 RPM

CONSTANTES

$$1 \mu\text{m}^2 = 10^{-12} \text{m}^2 = 1,0133 \text{ Darcy}$$

$$(10^8 / 60) \text{ dyna/cm}^2 = 24,174209 \text{ psi}$$

$$1 \text{ psi} = 68944 \text{ dyna/cm}^2$$

$$1 \text{ MPa} = 145,0377 \text{ Psi}$$

$$1 \text{ Darcy} = 1000 \text{ mD}$$

$$1 \text{ lbf}/100\text{ft}^2 = 4,788026 \text{ dyna/cm}^2$$

Capítulo I
01. Introdução.

01. Introdução.

A busca pelo mais eficiente caminho para a exploração de reservas de hidrocarbonetos, encontra sempre nessa trilha o confronto com um *dano à formação*. É um problema operacional e econômico, que pode surgir em todas as fases da indústria de extração de petróleo, desde a perfuração, completação, estimulação, manutenção da produção ao longo da vida útil de um poço e até no abandono (Giorgi, Plínio di; 1998).

Do entendimento do mais provável mecanismo de dano, é que se acertará uma ação preventiva ou corretiva eficaz, e se eliminará ações genéricas de remoção e não direcionadas para a real e mais provável causa, evitando-se a programação de operações desnecessárias e gastos extras.

Os indicadores principais de um dano à formação são a razão de dano ou RD, o fator de película ou efeito *skin* S, e a queda no índice de produtividade do poço ou IP. As causas ou mecanismos de um dano são múltiplas e interdisciplinares, existindo desde causas naturais, químicas, físicas ou mecânicas, a biológicas e operacionais exigindo, portanto, um trabalho de equipe no seu entendimento, prevenção e correção (Civan1, Faruk; 2007).

O presente trabalho visa cooperar com o entendimento e o controle das variáveis que causam um dano à formação inerentes da atividade de perfuração. Tenta entender a interação na interface poço-formação da hidráulica de perfuração, reologia do fluido de perfuração e a combinação desses parâmetros com as propriedades das rochas, confrontando dados de campo com a teoria ou literatura mais recente, e finalmente fazendo o ajuste dessa teoria para assim se aplicar na mitigação dessas causas quando num projeto e programação operacional da execução ou perfuração de um poço de petróleo.

Indicadores operacionais de campo e dados das formações são usados e ajustados com os da literatura, buscando resultados que sirvam para validar o modelo e identificar a real origem de um dano à formação inerente das atividades de perfuração de um poço de petróleo.

A modelagem aqui apresentada é mais indicada para fluidos de perfuração à base água, aquosos ou tipo WBM (*water based-mud*) onde há mais conhecimento das propriedades do filtrado, e para poços onde há um conhecimento prévio e a partir de poços de correlação, da porosidade e permeabilidade efetiva da formação, como também da mais provável saturação de água conata e saturação original de óleo das zonas de interesse.

Todos os dados de campo e os resultados da modelagem são oriundos e foram confrontados com informações de oito poços, de seis campos de petróleo diferentes e todos da bacia Ceará-Potiguar no nordeste do Brasil. Buscou-se uma variabilidade elevada em vários aspectos, desde o tipo e profundidade dos poços, tipos e parâmetros reológicos dos fluidos de perfuração, às propriedades das rochas como porosidade e permeabilidade efetiva, como também nas razões de escolha desses poços de estudo, numa tentativa de se garantir uma robustez à modelagem proposta.

Os demais dados, variáveis e conceitos necessários ao modelo aqui formatado, são oriundos e confrontados com fontes diversas da literatura na área, principalmente de dados de laboratório já testados, sugeridos e encontrados na bibliografia especializada como a de *Faruk Civan* (Civan1, Faruk; 2007).

A presente dissertação mostra enfim, a base teórica para o desenvolvimento de um simulador de dano à formação/DF, ou cálculo do efeito *skin* consequência da atividade de perfuração. Mostra a linguagem matemática do simulador, com novas propostas de *cálculos* do coeficiente de fluxo inercial β , da tortuosidade da formação τ , de mudanças da permeabilidade do reboco e da permeabilidade equivalente nas imediações da interface *poço aberto x formação* ou zona de interesse com a invasão do filtrado e com a evolução ou aumento do tempo de poço aberto, e em seguida e aplicando esses resultados o cálculo da profundidade de invasão do filtrado do fluido de perfuração, para finalmente estimar o valor da razão de dano/RD ou fator de *skin/S* consequência dessa invasão de filtrado, no caso o *skin* mecânico.

Capítulo II

02. Aspectos Teóricos.

02. Aspectos Teóricos.

2.1 Definições e conceitos.

O que seria, na prática e na literatura, a melhor definição de um *Dano à Formação*, DF? A partir de uma vasta fonte literária, encontramos as diferentes definições a seguir.

- qualquer tipo de barreira à produção na região do reservatório situada próximo ao poço ou no intervalo completado do poço, que restrinja a máxima produção natural de fluidos ou de gases. É uma redução permanente ou temporária da permeabilidade original da formação nas imediações do poço, aumentando a perda de carga na interface *formação original-poço* e reduzindo o Índice de Produtividade ou IP;

- restrição artificial à vazão de produção no poço e nas formações adjacentes, Corney (Giorgi, Plínio di;1998);

- qualquer restrição na área limítrofe do intervalo canhoneado ou regiões próximas do poço, Sparlim (Giorgi, Plínio di; 1998).

Dependendo da intensidade, poderemos ter vários tipos de danos:

- danos pequenos e com a vazão de produção real apenas *abaixo* da vazão esperada, ou com a vazão de produção real *muito abaixo* da vazão esperada;

- danos que existem, mas que nem sempre podem ser identificados por medidas e cálculos dos indicadores mais freqüentes: RD (razão de dano), RP (razão de produtividade), fator de *skin* S ou simplesmente *skin* S, análise de cartas de TFR (teste de formação a poço revestido) (Giorgi, Plínio di; 1998);

- DF com uma razão de dano *RD elevada*: se com um RD muito maior do que 10 , quando a vazão teórica esperada é 10 vezes maior do que a vazão real de produção, ou quando permeabilidade da formação é 10 vezes maior do que a permeabilidade nas imediações do poço ou ponto de medição da vazão de fluxo de produção (Giorgi, Plínio di; 1998), ou um *dano severo* quando o fator de *skin* supera 10 (Amro, Mohamed; 2000), ou ainda um *dano profundo* quando a profundidade de penetração do dano ou raio do dano é cerca de 50 vezes o raio do poço, o que faz confundir um reservatório de baixa permeabilidade com um reservatório danificado (Feitosa, Gilvan; Souza, Elias; 1988).

2.2 Linha do tempo no aparecimento de um DF, ou *timeline*.

A ocorrência de um DF pode ter sua origem em diferentes etapas dentro da indústria de exploração e produção de óleo, onde da perfuração ao abandono de um poço, é possível ocorrer um DF. Daí ser uma área de conhecimento multidisciplinar: Geologia, Perfuração, Completação, Reservatórios e mais recentemente Biologia (Civan 1, 2007; Giorgi, Plínio di; 1998).

O objeto de estudo dessa dissertação é entender, prevenir e tomar ações mitigadoras ainda fase de perfuração, ou no início do processo de construção do poço, precisamente nos itens um e dois do diagrama de *timeline* a seguir, Figura 2.1.

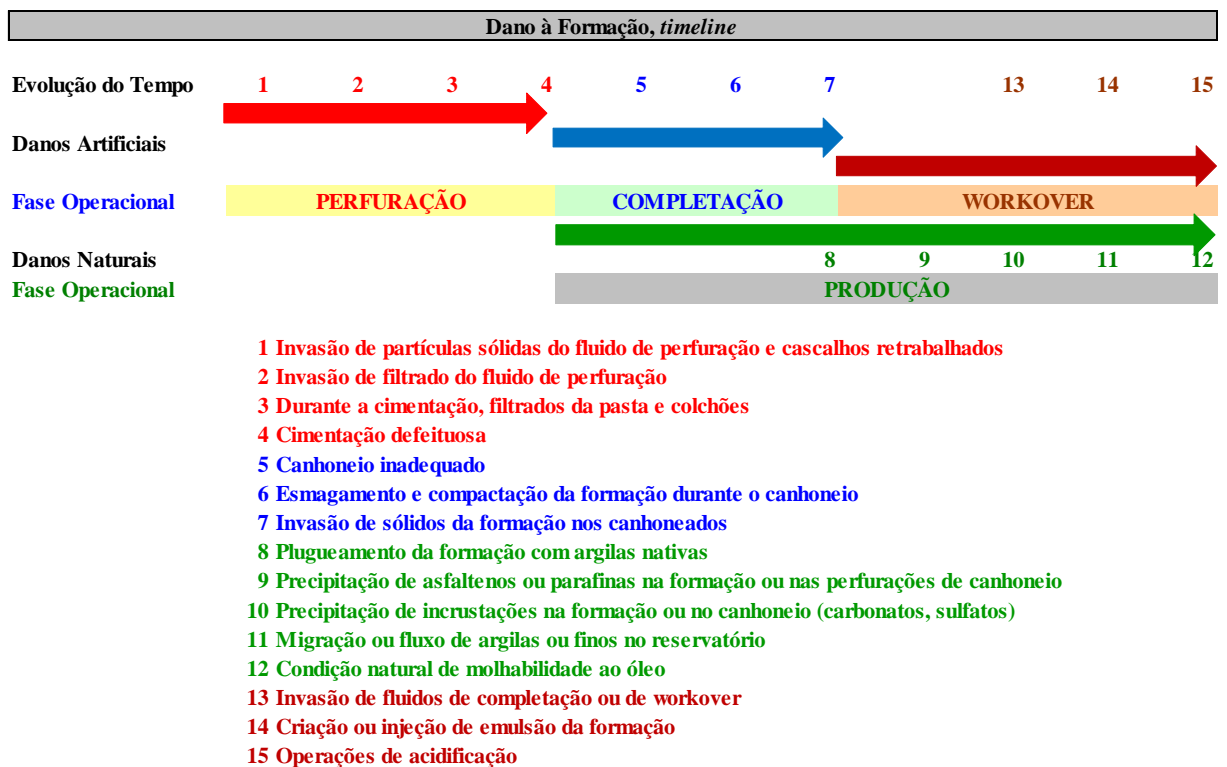


Figura 2.1. Linha do tempo das várias etapas com a possibilidade do início da ocorrência de um dano à formação, DF.

Seguem a seguir, detalhes de cada etapa do *timeline* do aparecimento de um DF na vida útil ou história de um poço de petróleo.

1. Invasão de partículas sólidas do fluido de perfuração na formação: plugueamento dos poros e das fraturas naturais existentes (por argilas alteradas, fragmentos de partículas de tamanhos microscópicos e triturados da própria rocha pela broca de perfuração, baritina usada no fluido de perfuração como adensante, sólidos outros dispersos de materiais do fluido e viscosificantes).

2. Invasão de filtrado do fluido de perfuração na formação (água, surfactantes, fluidos viscosificados, óleo, agentes dispersantes), resultando em:

- molhabilidade da formação alterada, reduzindo a K_{ro} (permeabilidade relativa ao óleo);

- deposição de precipitados na zona invadida (asfaltenos, parafinas, compostos orgânicos);

- argilas afetadas (as tipos incháveis ou com estrutura similar às esmectitas, e as móveis que são prontamente dispersadas e com estruturas similares à caulinita, illita e clorita). Estudos mais recentes mostram que, numa dada proporção ou medida, toda argila tem um potencial maior ou menor de inchamento (Civan 1, Faruk; 2007);

- aumento da S_w (saturação de água) o que leva a bloqueio por água e queda da K_{ro} .

A magnitude dessa invasão do filtrado do fluido de perfuração e de seus componentes sólidos ou partículas finas é função (Giorgi, Plínio di; 1998):

(a) das propriedades e tipo do fluido de perfuração ou DIF (*drill in fluid*): reologia, peso específico (perfurações em *overbalance*), teor de sólidos, diâmetro ou tamanho das partículas dos materiais que compõem o fluido e das partículas ou resíduos cortados pela broca.

Os fluidos à base água, aquosos ou tipo WBM (*water-based mud*) têm um filtrado de maior invasão do que os fluidos à base óleo ou tipo OBM (*oil-based mud*) e também do que os tipo sintéticos, não aquosos ou tipo SBM (*synthetic-based mud*), o que conseqüentemente resultam em RDs (razões de dano) maiores. Daí ser importante um bom projeto desse DIF (*drill in fluid*), o que se traduz na melhor escolha de um DIF compatível com a formação da zona de interesse. Os fluidos aquosos ou tipo WBM têm ainda uma retenção e perda de filtrado bem maior, como também uma maior invasão de partículas microscópicas ou “migração de finos” e sólidos do fluido (oriundos do corte ou esmerilhamento da broca na perfuração e de materiais sólidos componentes do fluido), pois o próprio mecanismo de deposição e posterior diagênese (ou conjunto de transformações físico-químicas que ocorrem

Ricardo Eugênio de Moraes Lima, Maio/2009.

nos sedimentos após a deposição) das formações portadoras de hidrocarboneto naturalmente leva a um ambiente preferencialmente molhável, e portanto mais permeável, a um filtrado a base água (Giorgi, Plínio di; 1998 & C. McPhee et al., SPE News, 2008).

(b) das propriedades da formação: pressão de poros, tortuosidade, porosidade, permeabilidade efetiva e distribuição estatística do diâmetro de poros e das gargantas desses poros;

(c) dos parâmetros operacionais inerentes às operações de perfuração: vazão de perfuração, velocidades de manobras e comprimento das colunas de perfuração (parte flexível ou de DPs, *drill pipes* e parte rígida ou de DCs, *drill collars* ou comandos) ou de revestimento quando nos pistoneios hidráulicos (perdas de carga por fricção ao redor das tubulações quando em movimento) tipo *swab pressure* (pistoneio ou queda de pressão quando na retirada da coluna) ou *surge pressure* (surgência ou aumento de pressão quando na descida da coluna);

(d) da diferença relativa entre o peso do fluido de perfuração e a pressão de poros equivalente da formação (*overbalance*), no caso uma margem de segurança operacional contra influxos ou instabilidade das formações, e ainda do tempo de contacto em poço aberto entre o fluido de perfuração e a formação, ou intervalo de tempo em que a zona de interesse é cortada pela broca até a última circulação do fluido de perfuração antes da cimentação. Quanto maior esse tempo de poço aberto, maior o volume total de filtrado invadido.

No caso de poços horizontais, geralmente há muito tempo de exposição em larga faixa do reservatório, pois há um grande trecho ou intervalo de poço a ser aberto na horizontal e num mesmo intervalo vertical ou espessura da zona de interesse, deixando assim uma grande área lateral para uma maior invasão de filtrado do fluido de perfuração.

(e) da combinação ou resultado da interação dos itens anteriores: permeabilidade do reboco (K_c) e da formação (K_f , e da zona de interesse); diferencial de pressão entre o fluido de perfuração e a pressão da formação ou ΔP (poço-formação ou $\Delta P(r_w-r_e)$), no caso da perfuração convencional e em *overbalance* (com pressão hidrostática do fluido de perfuração acima da pressão de poros ou da formação); interação entre o filtrado do fluido de perfuração x fluidos conatos da formação; e ação mecânica das forças laterais da coluna de perfuração quando em contacto com a superfície da zona já perfurada (efeito de sucção ou *underbalance*) (Mike Read, 2007).

Há ainda outras variáveis que interferem no resultado ou intensidade dessa invasão de partículas sólidas e de filtrado do fluido de perfuração, como na perfuração de poços direcionais em altas inclinações (entre 35° e 65°) e na perfuração de poços horizontais ou poços tipo ERD (poços tipo *Extended Reach Drilling*, poços horizontais com grande

afastamento) com trechos horizontais navegados com uma inclinação de 90°, e com uma relação *distância ou afastamento lateral alvo-base da sonda/profundidade vertical ou TVD* acima de três, com as seguintes observações quanto a um DF:

- inclinações entre 35 e 65 graus têm um baixo efeito da variabilidade do peso do fluido de perfuração junto às tensões principais. Em caso de prisão mecânica por instabilidade da formação e em que a mesma reduz o *cáliper* original da broca, a necessidade de aumento do peso do fluido de perfuração (na tentativa de aumentar o *cáliper* do poço fechado e liberar a coluna presa) é favorável ao aparecimento de um DF, uma vez que este aumento do peso de fluido de quase nada adianta quando nesse range de inclinação;

- efeitos mecânicos da coluna de perfuração na face inferior da formação, devido a grandes *side forces* (forças laterais, perpendiculares à trajetória do poço) aumentando o *overbalance* nos trechos de *drop off* (perda de inclinação). Quanto mais repasses, mais manobras curtas e *backreamings* (manobra de retirada da coluna de perfuração com giro da coluna e com circulação ou vazão do fluido de perfuração) são necessários para a limpeza do poço devido à formação de um leito de cascalho formado pela dificuldade de limpeza do poço e carreamento de cascalhos numa alta inclinação, mais reboco externo é removido na parte inferior do poço e assim mais invasões de filtrados do fluido de perfuração;

- diferencial pequeno de pressão poço-formação, típico de poços horizontais (pois têm geralmente menores TVDs, *total vertical depth*). Essa condição pode levar a não se dar importância ao pequeno diferencial necessário na construção de um poço horizontal e se trabalhar com pesos de fluido de perfuração bem acima do necessário e assim com maiores diferenciais de pressões frente às formações que são favoráveis ao aparecimento de DFs;

- dificuldade de limpeza do reboco quando para produção em poço aberto, tipo com *slotted liner* (tubos de revestimentos rasgados compatíveis com a granulometria da formação) ou com *gravel packer*. Isso leva operacionalmente a um tempo de exposição muito maior do fluido de perfuração e do fluido de completação frente à zona de interesse e em poço aberto e na parte inferior do poço, pois grande parte do reboco na parte inferior do poço é removida quando na retirada da coluna de perfuração e quando na descida da coluna de revestimentos, ocorrendo a partir daí uma invasão de filtrado até o início da produção (Giorgi, Plínio di; 1998).

3. Durante a cimentação.

Numa operação de cimentação poderemos contribuir com um DF particularmente com:

a. Invasão de filtrado da pasta de cimento:

- perdas estáticas ou na pega do cimento, pouco significativas: aumento da S_w , afetando argilas nativas, uma vez que o filtrado de cimento é água doce;

- perdas dinâmicas ou no momento da cimentação, que são consideráveis, caso de sucesso na remoção do reboco.

b. Invasão de fluidos dos colchões, maiores causadores de danos na cimentação:

- colchão lavador (*preflush*), contém dispersantes, géis, sólidos, fluxo turbulento (remover o reboco). Quanto melhor a limpeza, maior a perda de fluidos;

- colchão espaçador (*spacer*), água com sólidos adicionados (Machado et al., 1995).

c. O entupimento de fraturas naturais pelo próprio cimento, sendo crítico em *tight sands* (reservatórios de gás em *arenitos fechados* ou com baixa $K(mD)$), em reservatórios carbonáticos e ainda em embasamentos fraturados. Nesse caso se aconselha a não completação frente à zona de interesse, sendo melhor indicada uma produção a poço aberto (Machado et al., 1995).

4. Cimentação defeituosa.

Caso tenhamos uma cimentação fora do programado, ou uma cimentação falha e que não obteve o isolamento poço-formação projetado e necessário, poderemos ter a necessidade de um *Squeeze* ou compressão de cimento, onde os fluidos perdidos são sujos e reduzem a $K(mD)$, tanto mecanicamente como quimicamente.

5. Canhoneio inadequado.

O canhoneio profundo é usado como solução para grande parte de problemas de dano, mas também pode criar um DF em várias situações, quando usado fluido de completação sujo e em pressão positiva (*overbalance* no momento do canhoneio), por exemplo.

6. Esmagamento e compactação da rocha da formação no momento do canhoneio.

Numa formação com uma permeabilidade efetiva de $K = 200$ mD, a invasão dos filtrados dos fluidos de perfuração e de completção pode reduzi-la para 50 mD, e a compactação do canhoneio pode ainda reduzi-la de 50 mD para 5 mD (Machado et al., 1995)

Uma boa prática para reduzir parte de um dano pré-existente antes do canhoneio e o próprio dano causado pelo canhoneio, é utilizar durante o canhoneio fluidos limpos e com um diferencial de pressão negativo no momento do canhoneio (*underbalance*), se possível (Giorgi, Plínio di; 1998).

07. Invasão de sólidos dos canhoneados na formação.

A despeito de se tentar usar fluidos limpos durante uma operação de canhoneio, não há como se evitar os detritos gerados no próprio canhoneio e provenientes do canhão (cobre, chumbo e carbono que são os mais comuns), ou ainda dos sólidos oriundos da ação dos dispositivos de rompimento frente ao revestimento, bainha de cimento e a própria formação, que são injetados na formação imediatamente após a operação de canhoneio se não realizadas com pressão negativa (*underbalance*) (Machado et al., 1995).

08. Plugueamento da formação com argilas nativas.

Numa tentativa de classificação dos vários mecanismos de um DF quanto à natureza, Painter propôs a hidratação dos sólidos da formação, Keelan sugeriu a reação com argilas a partir da hidratação e intumescência de argilas ou mesmo dispersão de partículas argilosas, e Feurbacher classificou o inchamento e hidratação de argilas e folhelhos (Giorgi, Plínio di; 1998, p.13, itens 1E6.1, Painter; 1E6.2, Keelan e 1E6.3, Feurbacher).

Portanto, as argilas nativas ou a argilosidade de uma formação, são potencialmente danificantes. As argilas representam um problema comprovado ou mesmo potencial numa determinada área, e assim os cuidados que devem ser tomados com as mesmas começam com os primeiros fluidos a entrarem em contato com a formação, continuando com as etapas posteriores da manutenção da produção. O recomendável é a utilização de estabilizadores de argilas que inibem o inchamento, mas não encolhem as argilas já inchadas, atuando também

Ricardo Eugênio de Morais Lima, Maio/2009.

na manutenção dos finos (argilominerais) juntos e aprisionados nos poros, minimizando o movimento dos mesmos.

09. Precipitação de asfaltenos ou parafinas na formação ou nas perfurações de canhoneio.

Essa ocorrência é mais ligada a reservatórios de baixa profundidade e portadores de óleos parafínicos, onde as temperaturas baixas (naturais por baixo gradiente geotérmico ou após operações em que houve reduções temporárias de temperatura) são próximas da temperatura de cristalização da parafina.

10. Precipitação de incrustações na formação ou no canhoneio (carbonato de cálcio, sulfato de bário).

Essa precipitação de incrustações está ligada à perda de fluido e de filtrado do fluido de perfuração, mais ligada à natureza química do filtrado, onde é desejável que não tenha em sua formulação significativos teores de sulfatos ou de bicarbonatos, pois são potenciais geradores de incrustações inorgânicas quando com o poço em produção, como também ligada a efeitos dos próprios fluidos produzidos junto à formação.

11. Migração ou fluxo de argilas ou finos no reservatório.

Se um reservatório tem sua zona de interesse numa formação que tem entre 5 a 10 % de argila (medida por raios X), o mesmo é um potencial candidato a ter problemas de DF (Giorgi, Plínio di; 1998 & Civan 1, 2007). É que as argilas são sensíveis à água, ocorrendo expansão ou inchamento tanto das partículas de argila quanto do espaço poroso de uma matriz rochosa argilosa, no caso uma redução desse espaço poroso, quando invadida por uma solução aquosa, levando a um plugueamento desse espaço poroso e conseqüente redução da permeabilidade, conforme a Figura 2.2.

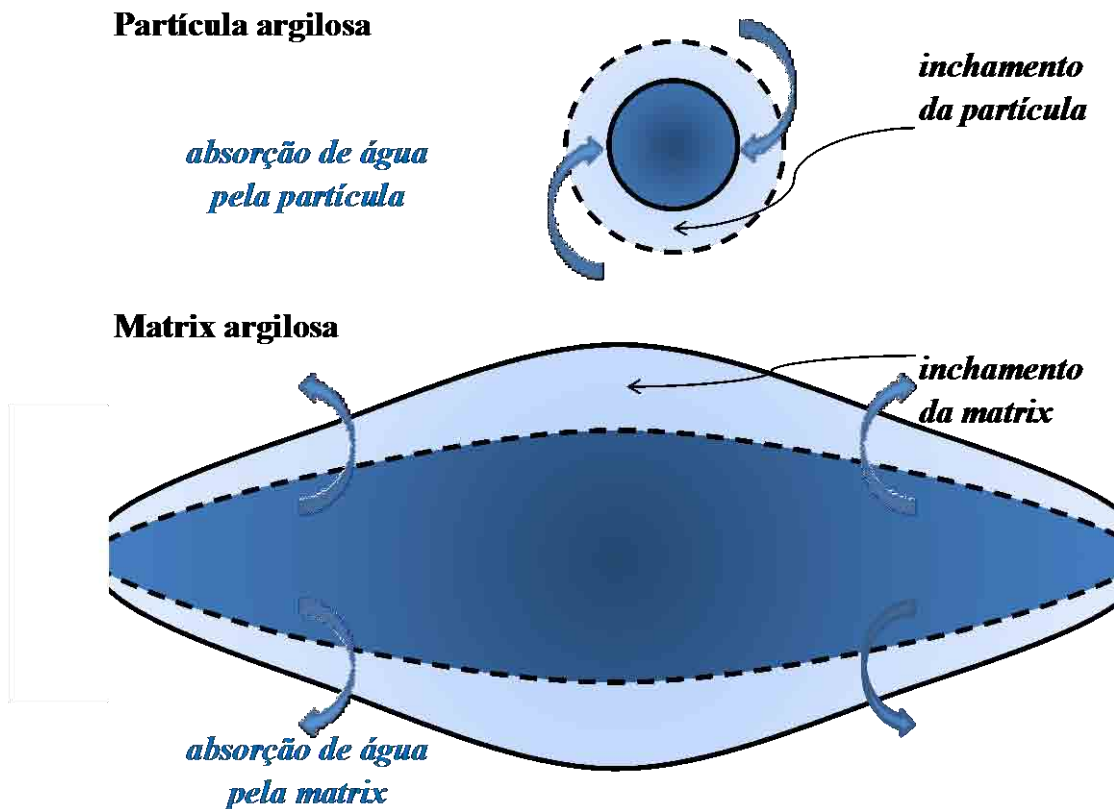


Figura 2.2. Expansão de uma partícula de argila e redução de um espaço poroso argiloso devido ao inchamento (Civan 1, 2007).

12. Condição natural de molhabilidade ao óleo.

Cada formação portadora de óleo tem uma molhabilidade preferencial ao óleo ou à água, definida como a tendência ou preferência de um fluido aderir ou ser absorvido à superfície sólida na presença de um outro fluido com ele imiscível, ou ainda como uma medida da afinidade da superfície sólida da rocha à uma fase oleosa ou à uma fase aquosa. Essa molhabilidade depende da natureza dos minerais que constituem a rocha e da natureza química do óleo do sistema rocha-fluido. Há formações hidrofílicas (à base de sílica, com óleos menos polares, com menores salinidades) e há formações hidrofóbicas (à base de carbonatos, com óleo mais polares e com maiores salinidades). A molhabilidade influencia assim na permeabilidade relativa a um fluido, e quando há a invasão de um filtrado com propriedades diferentes das do sistema rocha-fluido originais, há uma inversão da condição natural de molhabilidade e na permeabilidade preferencial dos fluidos, sendo essa mudança de permeabilidade a responsável pelo estabelecimento de um DF (Giorgi, Plínio di; 1998 & Ricardo Eugênio de Moraes Lima, Maio/2009).

Civan 5, 2009).

13. Invasão de fluidos de completção ou de *workover*.

Fluidos de completção e de intervenções posteriores podem causar danos quando à base aquosa e quando usados em um ou mais dos seguintes mecanismos, devido à invasão de filtrado nas operações de maneira similar ao filtrado do fluido de perfuração:

- acidificação, conforme item 15 a seguir;
- lavagem com solvente;
- recanhoneio;
- fraturamento;
- controle de produção de areia;
- troca de elevação artificial.

14. Criação ou injeção de emulsão na formação.

Há ocasiões em que a invasão de fluido de completção ou de *workover* poderá induzir à formação de emulsões, que reduzem a permeabilidade relativa ao óleo num efeito similar ao bloqueio por água, quando num reservatório molhável por óleo, a água invadida ocupa o centro dos poros e, se parte dessa fase se tornar descontínua, a água fica trapeada e impedindo o aumento da permeabilidade ao óleo. Fluidos de perfuração com pH acima de 11,5 favorecem o aparecimento de danos ligados a emulsões em formações portadoras de óleo sensível a pH elevado, óleos mais polares e que apresentam ácidos orgânicos. Nesses casos, recomenda-se o uso de surfactantes nesses fluidos de completção, a fim de inibir o bloqueio por água, a formação de emulsões e alterações na molhabilidade (Machado, et al., 1995).

15. Operações de acidificação.

Assim como as operações de canhoneio, contenção de areia por gravel e fraturamento, as operações de acidificação são fortemente correlacionadas com a presença de DF.

As acidificações têm por objetivo remover dano e incrementar a produtividade ou a injetividade de poços, sendo usada nos arenitos por diversas razões:

- remoção de sólidos solúveis a ácidos utilizados para aumentar o peso da lama ou na remoção do reboco (carbonato de cálcio, carbonato ferroso);
- remoção de detritos do canhoneio que podem permanecer após a lavagem ou a surgência do poço;
- remoção de partículas de silte ou de argila, que podem pluguear a formação ou o *gravel pack*.

Não obstante, quando erroneamente utilizadas, no lugar de removerem o dano as acidificações criam mais dano do que o originalmente presente, podendo ocorrer problemas tipo:

- a dissolução de cimentos diagenéticos que pode levar ao problema de produção de areia;
- o plugueamento da formação por reações secundárias (precipitação de compostos de sílica, ferro, flúor, cálcio);
- dissolução de incrustações na tubulação e carreamento dessas para dentro da formação;
- deslocamento de argilas de suas posições originais e liberando-as para migrar (Machado et al., 1995).

2.3 Histórico.

- até 1950, a suspeita de um dano à formação somente era confirmada quando a produção era bem abaixo da expectativa. Acidificações e fraturamentos para estimulações ainda era uma indústria incipiente, assim como o uso das cartas de TFR (teste de formação em poço revestido) que identificavam danos, ainda tinham dados precários pela qualidade das ferramentas de teste (Giorgi, Plínio di; 1998);

- em 1951, Horner apresenta a primeira metodologia ou tratamento matemático para testes em poços e assim para o cálculo de uma Razão de Dano ou RD/DR (de EDR, *estimated damage ratio*), a partir das cartas de TFR e da Lei de Darcy (Giorgi, Plínio di; 1998). A RD é o inverso da RP (Razão de Produtividade), definida como a relação entre o Índice de Produtividade (IP) real e o (IP) teórico, sendo o IP definido como a relação entre a vazão de

produção (q_w) e o diferencial de pressão ($p_e - p_w$) necessário para se obter essa vazão, ou queda unitária de pressão para aquela vazão (Rosa et al., 2006, p. 222):

$$IP = \frac{q_w}{(p_e - p_w)} \quad (2.1)$$

Sendo p_e a pressão média do reservatório e p_w a pressão de fluxo no poço.

$$RP = \frac{IP \text{ real}}{IP \text{ teórico}} \quad (2.2)$$

$$RD = \frac{1}{RP} \quad (2.3)$$

- em 1953, William Hurst e van Everdingen introduziram o conceito de fator de película ou de *skin factor* (S), em que S representaria uma camisa de espessura infinitesimal, película ou resistência pró à queda de pressão nas imediações do poço, conforme Figura 2.3 e a Equação (2.4) (Rosa et al., 2006; p.221), aumentando a queda de pressão ou perda de carga nas imediações do poço e levando assim a uma queda no IP, sendo a Equação (2.4) mais representativa para os casos do valor do *skin* S positivo ou com a redução de permeabilidade nas imediações do poço, para uma vazão de produção q_w constante e para uma zona de *skin* com espessura muito pequena.

$$S = \frac{2\pi.K.h.(p_{wo} - p_w)}{q_w \cdot \mu} \quad (2.4)$$

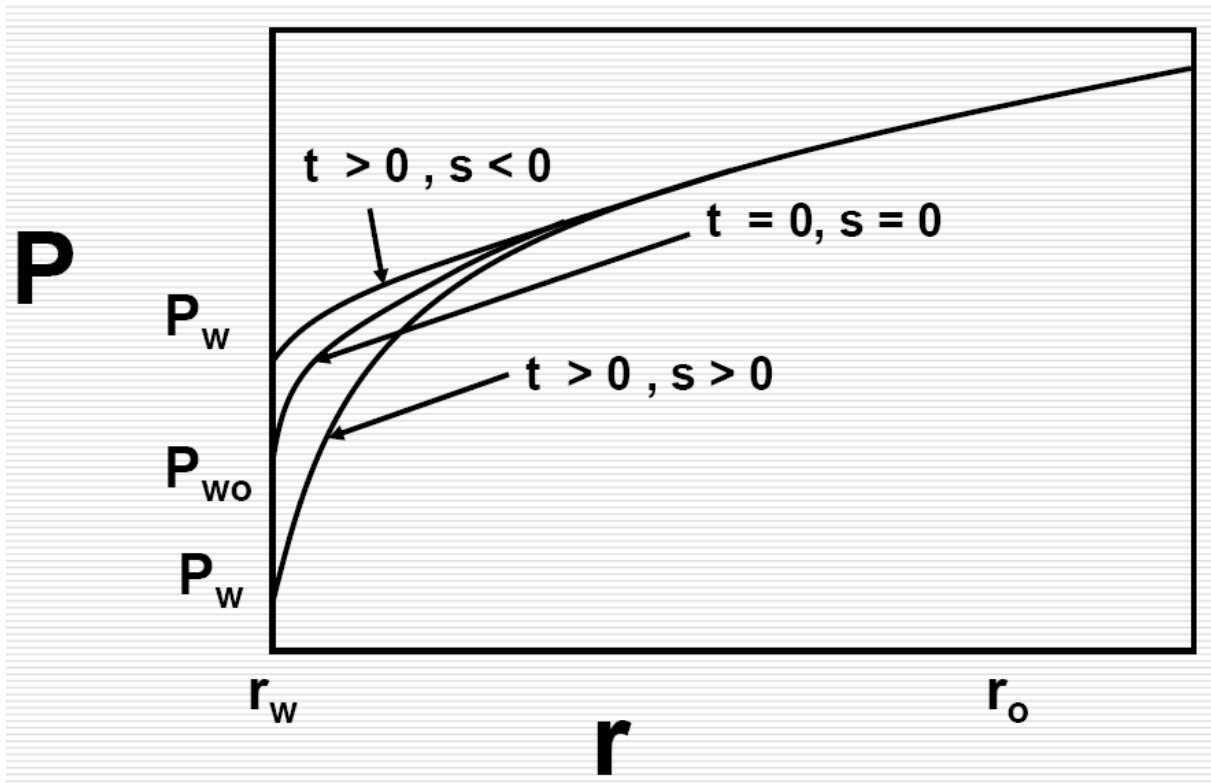


Figura 2.3. Representação esquemática do efeito de um DF a partir do conceito do efeito de película nas imediações do poço, interface poço-formação (Civan5, 2009).

- em 1954, Kruger e Vogel, fizeram experimentos do bloqueio do espaço poroso útil com a injeção de fluido de perfuração num arenito Berea isento de argila, visando avaliar a queda de permeabilidade e a profundidade de invasão das partículas variando o tipo de fluido (se OBM ou se WBM) e o tempo de exposição ou de poço aberto.

O arenito Berea desse trabalho clássico tinha permeabilidade absoluta entre 400 a 600 mD e era isento de argila intusmescível. Em amostras desse arenito, esses dois pesquisadores determinaram a permeabilidade ao ar, saturaram as amostras com água salgada e em seguida injetaram um óleo purificado e determinaram essa permeabilidade relativa ao óleo. Em seguida injetaram um fluido de perfuração tipo WBM (à base de bentonita e de água doce) ou tipo OBM com uma pressão de 1000 psi e 170°F. Finalmente injetaram um novo fluxo de óleo purificado e numa circulação inversa e com apenas 600 psi, determinando essa nova permeabilidade.

As conclusões a que chegaram, e após comparar as duas permeabilidades medidas para o óleo purificado ou relação *permeabilidade no fluxo direto antes da injeção do fluido de*

perfuração / permeabilidade no fluxo inverso depois da injeção do fluido de perfuração, foram (Giorgi, Plínio di; 1998):

- quanto maior o filtrado medido e o tempo de exposição ao fluido de perfuração, maior a queda da permeabilidade;
- a redução da permeabilidade é maior para os fluidos tipo WBM, à base de bentonita e água doce;
- a redução da permeabilidade permanece até a operação de fluxo reverso ou de *back-flushing*;
- para os fluidos tipo OBM o filtrado é menor e a redução da permeabilidade também é menor;
- a profundidade de penetração das partículas foi de apenas 2” (duas polegadas) para os fluidos tipo OBM e de 6” a 12 “ para os fluidos tipo WBM.

- em 1956, Hawkins introduziu o fator de película para poços verticais fraturados ou estimulados, ou com fator de película S negativos, a partir da Equação (2.5) que confronta as alterações entre as permeabilidades original $K_{original}$ da formação ou zona de interesse antes de um DF e no raio de poço original r_w , com a permeabilidade final equivalente da invasão $K_{invasão}$ após o DF e no mais provável raio de alcance ou $r_{invasão}$ desse DF, raio da região alterada (Rosa et al., 2006; p.222).

$$S = \left(\frac{K_{original}}{K_{invasão}} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{r_{invasão}}{r_w} \right) \quad (2.5)$$

Segundo Hawkins, a Equação (2.5) mostra a relação entre a permeabilidade da zona de *skin* ou zona de permeabilidade alterada com a profundidade de invasão, a permeabilidade original da formação ou reservatório, e os respectivos raios de invasão e do poço. Segundo a mesma, se a zona de *skin* tem permeabilidade menor que a da formação original, **o skin S é positivo**; se tiver permeabilidade maior que a da formação original, **o skin S é negativo**. Se as duas permeabilidades forem iguais, o *skin S* é nulo, ou não há *skin* ou não houve alteração da permeabilidade nas imediações do poço.

- em 1985, Fetkovich & Vienot, definiram um fator de forma-película equivalente para expressar o fator de forma ou de geometria na equação de fluxo pseudo-permanente;

- após 1986, houve o desenvolvimento de simuladores físicos de danos em meios porosos artificiais e praticamente isotrópicos, para precisar as causas de danos;

- entre 1987 e 1988, Wojtanowicz et al. analisaram vários mecanismos de dano, e concluíram que um mecanismo de dano distingue-se e é dominante em determinado tempo e sob certas condições (Civan 1, 2007). Isso facilita apostar numa mais provável causa e respectiva ação corretiva;

- Amaefule et al. (1988) classificaram os vários fatores que afetam um DF como a invasão de fluidos estranhos, invasão de partículas estranhas, condições operacionais como vazão de fluxo, pressões e temperaturas na interface poço-formação e ainda propriedades dos fluidos da formação e da própria matriz da formação;

- em 1995, Pang e Sharma modelaram a mudança de permeabilidade nas imediações da parede de um poço aberto a partir da mudança inicial de permeabilidade primariamente com o plugeamento do espaço poroso pela deposição de partículas (Civan 1, 2007);

- em 1997, Bishop resumiu em sete, os mecanismos principais que levam a um DF;

- em 1999, Bennion classificou os mais comuns diferentes mecanismos de DF em ordem de significância, em três grandes grupos ou processos mecânicos, químicos e biológicos (Civan 1, 2007, página 5);

- em 2000, Faruk Civan lança a primeira edição do livro *Reservoir formation damage (Fundamentals, Modeling, Assesment, and Mitigation)*, com a segunda edição em 2007, no qual foi encontrada a grande maioria dos fundamentos e base teórica desse estudo e modelagem de um DF consequência da atividade de perfuração e objeto dessa dissertação;

- em setembro de 2008, numa conferência do SPE NEWS na Austrália, McPhee et al. demonstraram através de dados de perfuração de um poço perfurado para gás com um fluido tipo WBM e com *skin S* de + 47, e ainda com estudos em testemunhos para a definição do melhor fluido para perfurar novos poços para gás no mesmo campo de *Breagh*, Mar do Norte, se tipo WBM ou se tipo OBM, que: os fluidos tipo WBM podem ter uma invasão de filtrado pelo menos de 30 polegadas ou mesmo acima de 60 polegadas; que o filtrado de um fluido tipo OBM é pequeno e pode cessar após 25 horas mesmo com uma filtração dinâmica, mas que o filtrado de um fluido tipo WBM pode continuar e não diminuir além de 96 horas independente se em filtração dinâmica ou se em filtração estática; que o filtrado de um fluido tipo WBM pode ser de três a quatro vezes maior que o filtrado de um fluido tipo OBM; que o filtrado de um fluido tipo WBM considerando o reboco incluso pode reduzir a permeabilidade original de uma formação produtora entre 62 % a 72% contra apenas 38% a 45 % se com um

fluido tipo OBM, e ainda que mesmo com a remoção mecânica desse reboco o dano permanente na permeabilidade original da formação ainda fica entre 24% a 29% num fluido tipo WBM e de apenas 3% a 6 % se com um fluido tipo OBM (McPhee et al., 2008).

2.4 Escolha do foco de estudo.

Após a identificação de um DF, há uma busca de se recuperar a perda de produção, onde para isso *vários fatores* deverão ser considerados, como uma busca da causa, da severidade e da profundidade de invasão desse dano, que são a princípio os fatores principais na busca de um tratamento, de uma solução ou ação neutralizadora e mitigadora desse dano.

O fator de película ou de *skin*, na prática e linguagem diária simplesmente “skin”, é considerado como uma medida ou indicador da severidade desse dano, definido pela Equação (2.5).

Os valores de S definem uma classificação dessa severidade, desde valores positivos a negativos. Nos valores positivos, um poço sem dano teria um *skin* nulo, um dano normal um *skin* entre 0 e 3, e um dano severo um valor entre 3 e 10. Já os valores negativos indicam uma melhoria da permeabilidade do reservatório nas imediações do poço, variando de valores abaixo de -3 (resultados obtidos com as operações de fraturamento) a entre -3 e -1 (resultados a partir de operações de acidificação) (Amro, Mohammed; 2000).

Na busca da melhor solução para o dano identificado faz sentido pois, encontrar a causa de maior peso, daí a estratificação desse fator S em parcelas (Rosa et al., 2006; p. 227; Amro, Mohammed, 2000; p. 3,16 & Mc. Phee et al., 2008; p.52)

$$S_{Total} = S_{fd} + S_{pc} + S_{perf} + S_{f,Dqw} + S_{mec} \quad (2.6)$$

Sendo:

- S_{fd} , parcela de dano à formação propriamente dita, mais ligada à reação entre o *tipo de filtrado* com os sólidos e os fluidos da formação (se arenosa ou se argilosa) alterando as propriedades da rocha nas imediações do poço com o fluxo radial do filtrado (Amro, Mohammed, 2000, Table 1, p.3; Exxon Company, 1996, p.47);

- S_{pc} , parte de dano pela completação parcial da zona de interesse;

- S_{perf} , parte da restrição ao fluxo imposta pelos canhoneios;

- $S_{tf, D_{qw}}$, parte do dano consequência do regime de fluxo turbulento ao redor do poço, onde as velocidades de fluxo são mais altas do que no interior do reservatório, sendo este fator de turbulência geralmente desprezado para um fluxo de líquido;

- e S_{mec} , fator de película mecânico, parcela oriunda da execução do poço ou das operações de perfuração (*drilling operations* e em *overbalance*) ou mesmo de completação nas imediações do poço, parcela mais ligada ao *total de filtrado e à profundidade de invasão desse filtrado* (Amro, Mohammed, 2000; p 3,16; Civan 12, 2007; Exxon Company, 1996, p.47).

A parcela do S_{mec} e relativa às operações de perfuração é um dano imediato, numeroso, não obstante de pequena intensidade ou valor numérico (Giorgi, Plínio di;1998, p.12) e ainda temporário ou mesmo permanente (Amro, Mohammed; 2000).

O tempo de perfuração ou tempo de poço aberto com exposição ao fluido de perfuração também influencia um DF na perfuração. Nos poços verticais, o DF é praticamente constante ao longo da perfuração de uma formação, pois na parte superior e já cortada, o tempo de exposição ao fluido será bem maior, e na parte inferior e ainda a ser cortada, este tempo será menor, mas a pressão hidrostática será bem maior e vice-versa, conforme Figura 2.3. Já nos poços horizontais, o maior DF ocorrerá no início do trecho horizontal que terá um maior tempo de poço aberto frente ao fluido de perfuração, já que a pressão hidrostática será única ao longo do trecho horizontal, conforme Figura 2.4, sendo essa parte das razões do uso de poços horizontais e partilhados, e ainda da perfuração sub-balanceada, como opção à prevenção de um DF (Amro, Mohammed, 2000; p.6-7).

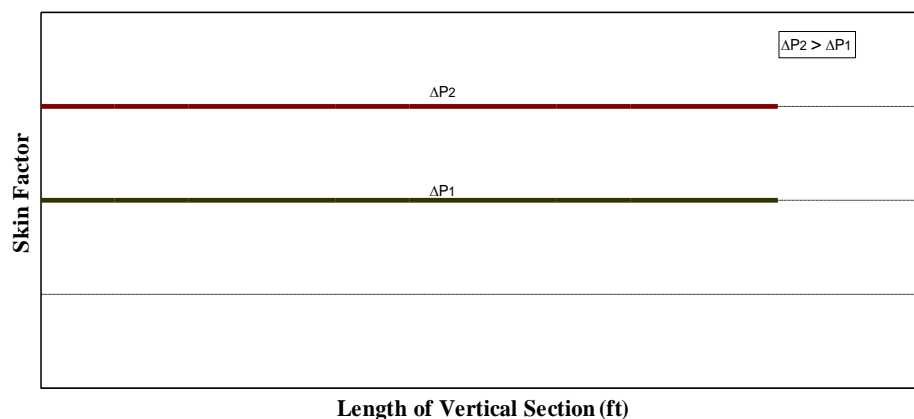


Figura 2.4. Evolução da severidade de um DF ao longo da perfuração de um trecho vertical, com perfuração *overbalance*.

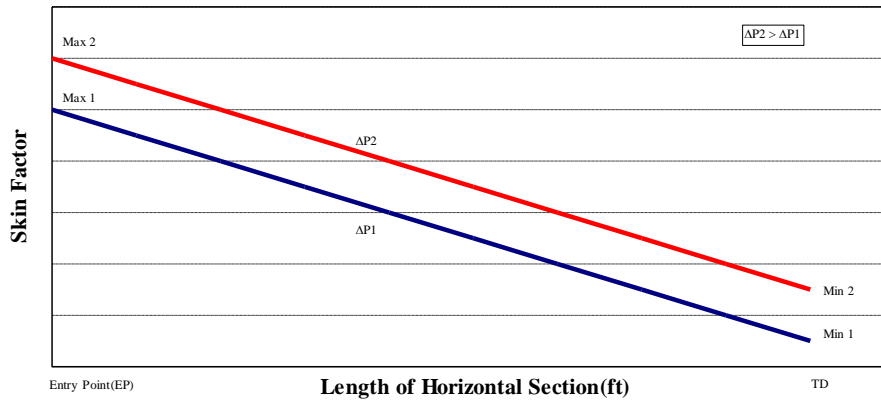


Figura 2.5 Evolução da severidade de um DF ao longo da perfuração de um trecho horizontal, com perfuração *overbalance*.

O foco desse trabalho é pois, a busca da parte ou fração de *skin* oriunda das operações de perfuração (*drilling operations* e em *overbalance*) na parcela de *skin* mecânico “ S_m ”, e uma forma de ajuste ou estimativa desse indicador com dados de campo. É ainda uma tentativa de entendimento e prevenção do problema numa atividade onde os custos são elevados e como apoio ou norte a uma futura definição de onde atacar na remoção de um DF em um poço, até porque a incerteza quanto ao acerto de uma ação mitigadora em cima da causa de maior peso ou da causa mais provável, sempre estará presente.

Capítulo III

03. Formatando um dano à formação na atividade de perfuração.

03. Formatando um dano à formação na atividade de perfuração.

3.1 Definição e Entendimento do Problema/Desafio.

Conforme já definido na Equação (2.6) do *skin* total S_{Total} , é perfeitamente conveniente a identificação da real causa de um DF, uma vez que a melhor solução para mitigar este dano nasce no melhor conhecimento da causa. A princípio, causas corretivas são indicadas de maneira indiscriminada e sem a opção de um estudo prévio e detalhado para a identificação de um mais provável nexos causal, onde as soluções e custos operacionais são bem mais caros e genéricos, com uma tendência de se querer eliminar todo e qualquer DF com a prescrição de uma acidificação de matriz da rocha para qualquer tipo de dano ou independente das características do reservatório, numa tentativa potencialmente equivocada para se recuperar uma perda de produção. Ações preventivas ou antes do aparecimento do DF, são bem mais econômicas e tecnicamente mais nobres quanto à aplicação e conhecimento da boa engenharia de petróleo.

Na Equação (2.6), há uma parcela referente à parte das operações de perfuração na execução de um poço, dentro do S_m (*skin* mecânico), e essa parcela é o objetivo desse projeto de pesquisa com dados de campo. Como identificar e estimar matematicamente qual o peso ou o valor desse DF resultado das atividades de perfuração?

3.2 Proposta e ajustes para a solução do problema.

3.2.1 Proposta.

a. Entendimento do fluxo na interface poço-formação, ou nesse meio poroso.

Toda rocha ou formação tem suas características ou propriedades das rochas como porosidade, permeabilidade, tortuosidade, resistividades da formação e dos fluidos da formação, entre outras. A primeira tem mais a ver com a origem da rocha, tipo de

granulometria quando na deposição das camadas e vem a partir de uma distribuição casual do espaço vazio e tamanho das partículas que deram origem ao meio poroso e antes de sua cimentação. Há a porosidade microscópica ou molecular intersticial, como também há a porosidade macroscópica ou vugular, onde nesse meio termo há a intergranular e a intercrystalina. Para a indústria do petróleo, o que interessa são os poros interconectados, que é por onde há o armazenamento e o fluxo de um fluido (água, óleo, gás ou filtrado dos fluidos operacionais – perfuração, cimentação, completação, estimulações), na prática e na literatura conhecida como *porosidade efetiva*.

Não há na literatura uma única forma de se estimar a porosidade de uma rocha ou meio poroso. Estudos diversos se defrontam com um meio poroso solto ou não consolidado, e com um bem consolidado ou com um alto grau de cimentação, com uma alta ou baixa granulometria, ou mesmo com um alto ou baixo conteúdo de argilominerais e ainda com a resistividade da formação e dos fluidos dessa formação (Pires, Adolfo, 2009; Innocentini, M. et al., 2002; Silva, Bárbara et al., 2003).

Já a permeabilidade é uma propriedade oriunda da distribuição dessa porosidade, e não depende, a princípio, da natureza do fluido em fluxo. É função principalmente das características do meio poroso, da própria porosidade, tamanho e distribuição das partículas que compõem o meio poroso, e ainda do grau de cimentação dessas partículas. Depende pois, de como um determinado fluido consegue *permeare* com uma maior ou menor dificuldade através desse meio, sendo portanto uma propriedade puramente dinâmica ou de fluxo de um fluido, e na prática conhecida como *permeabilidade efetiva* (Amao, Abiodun, 2007; Dake, 1998). Há *diversas* correlações entre a porosidade e a permeabilidade de uma formação que dependem de parâmetros diversos como (Civan11, Faruk; 2007): raio médio do meio poroso, tortuosidade desse meio poroso, grau de cimentação da matriz ou corpo rochoso, interconectividade do meio poroso, origem da formação – se calcáreo, se folhelho, se arenito, se conglomerado, ou rocha ígnea, como também depende de qualquer alteração da porosidade ou da permeabilidade, ou mesmo da *alteração* de um desses parâmetros, conforme a Figura 3.1.

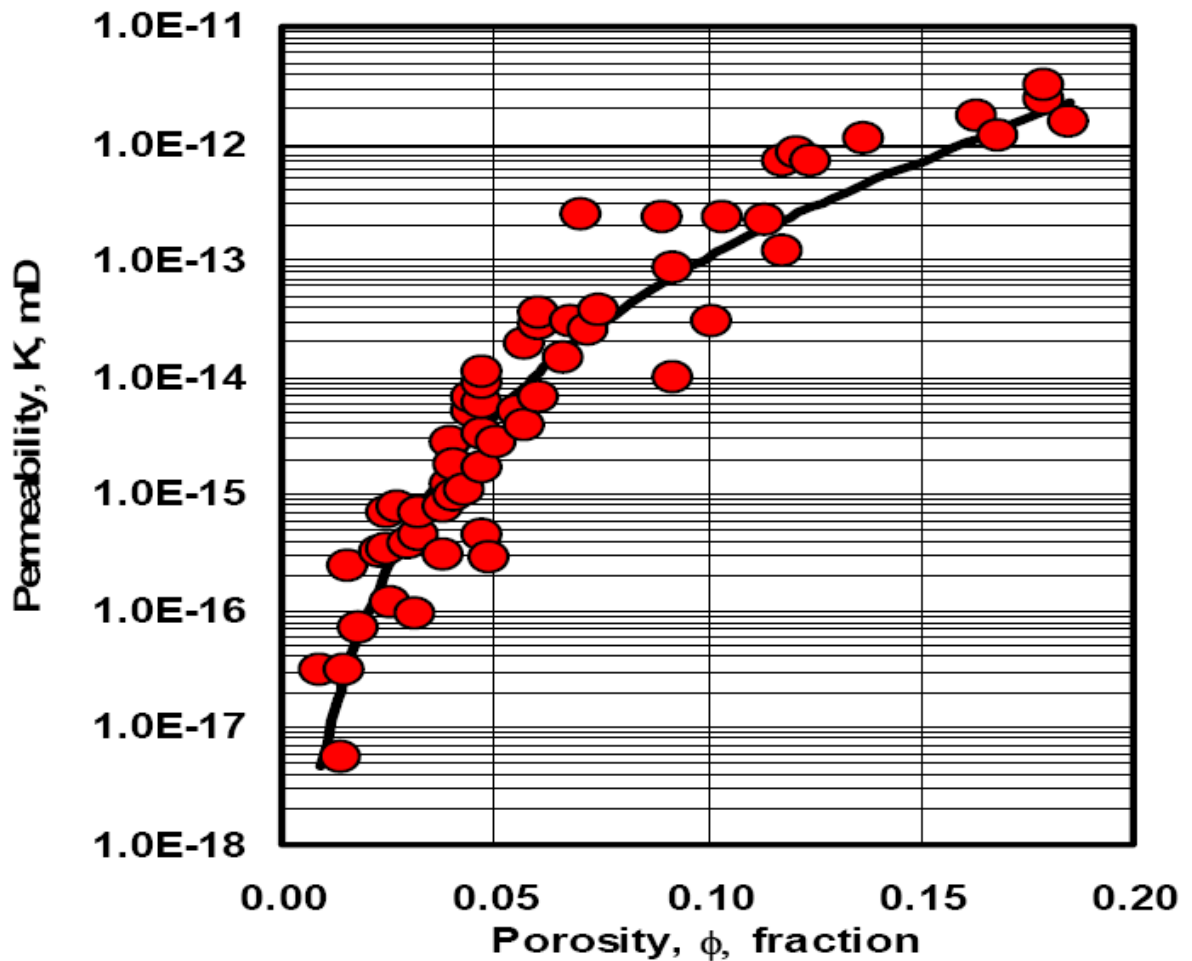


Figura 3.1. Entre *diversas* correlações encontradas, correlação de Sakurai et al., 2003; para a *alteração* da relação porosidade x permeabilidade, com um fluido num fluxo em modelo de potência e ainda para rochas consolidadas (Civan5, Faruk; 2006, p. 131-134).

O problema é, pois, entender e modelar o que ocorre na interface poço-formação com essa porosidade e essa permeabilidade, Figura 3.2, e leva assim a procurar entender como essas duas propriedades variam imediatamente após o corte da formação pela broca e contacto imediato com o fluido de perfuração, quando na perfuração de um poço ou quando da formação do reboco ou selagem (películas externa e interna à formação cortada) criada pelo fluido de perfuração, e principalmente como o filtrado do fluido de perfuração na formação desse reboco penetra e reage com a própria formação e com os fluidos dessa formação. Daí a necessidade de uma pausa para o entendimento do que é e para que serve um fluido de perfuração.

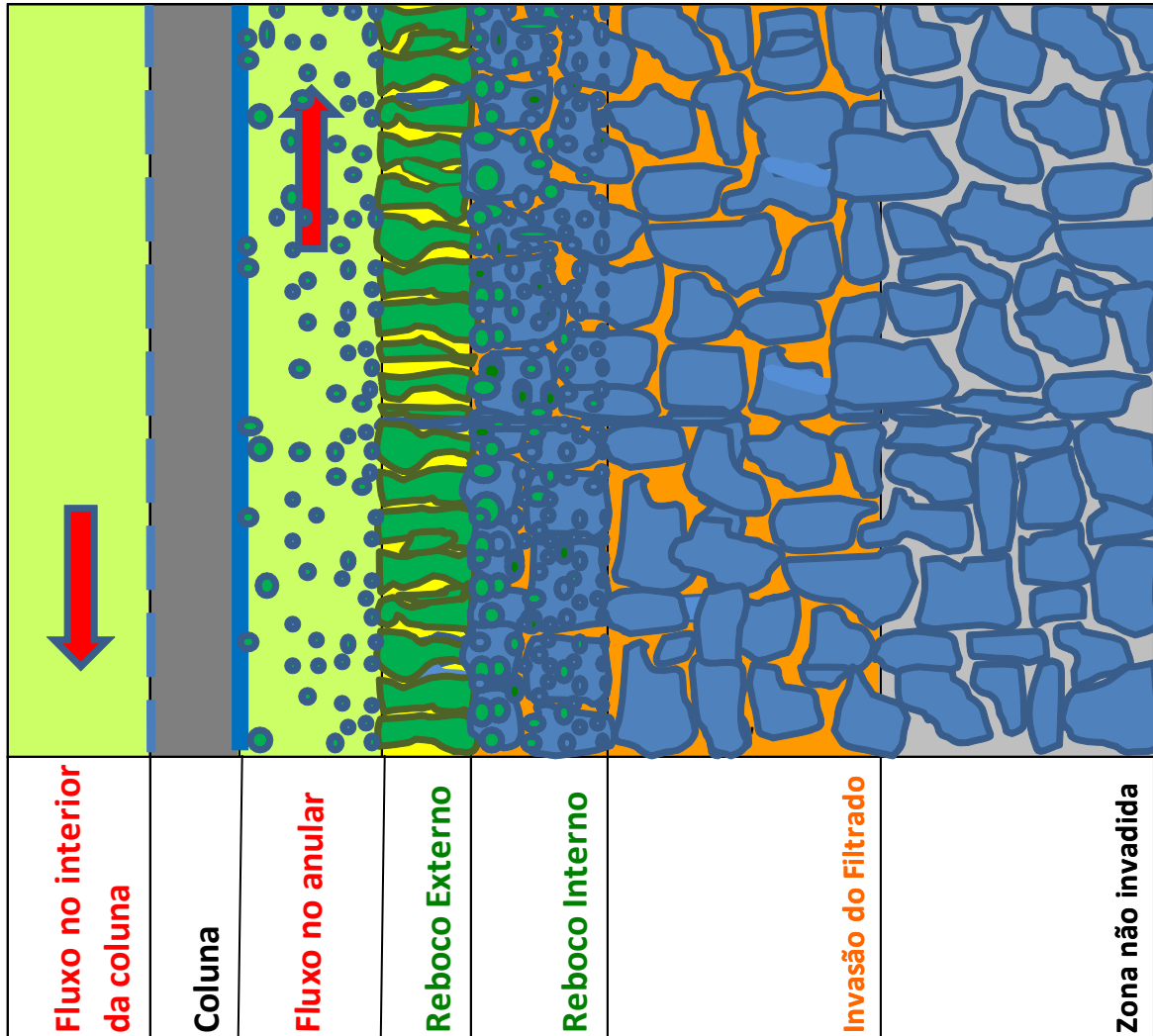


Figura 3.2. Interface poço-formação, rebocos externo e interno.

b. Sistema Poço.

b.1 Fluido de perfuração.

O fluido de perfuração está relacionado direta ou indiretamente com a grande maioria dos problemas de perfuração. Não que seja a causa ou a solução dos problemas, mas que

geralmente é a ferramenta ou o meio que se tem em mãos para se aliviar grande parte dos problemas (Max R. et al., 1996).

O primeiro objetivo de um fluido é reduzir ao máximo o tempo de sonda, e se isso acontecer o mesmo será extremamente econômico, independente dos custos desse fluido de perfuração em US\$/bbl de fluido.

Na prática, um bom fluido de perfuração contém a menor quantidade possível de aditivos e isso é quem vai facilitar a sua manutenção e o controle de suas propriedades, o que de certa forma é bom para os devidos ajustes necessários que o avanço da perfuração venha a precisar.

Um programa de fluido para a perfuração de um poço, começa com a aquisição de todas as informações pertinentes à estratigrafia geológica e às ocorrências dos poços de correlação. Tais informações constam da janela operacional (ou conjunto de curvas de pressão de poros, gradiente de fratura, pressões de colapso inferior e superior, e pressões de sobrecarga, características das formações - se arenito, se calcáreo, se folhelho), Figura 3.3, estabilidade mecânica dos intervalos que serão atravessados, salinidade dos fluidos das formações, da possível ocorrência de influxos de gás ou mesmo de água, e da presença de zonas com pressões anormalmente alta ou baixa.

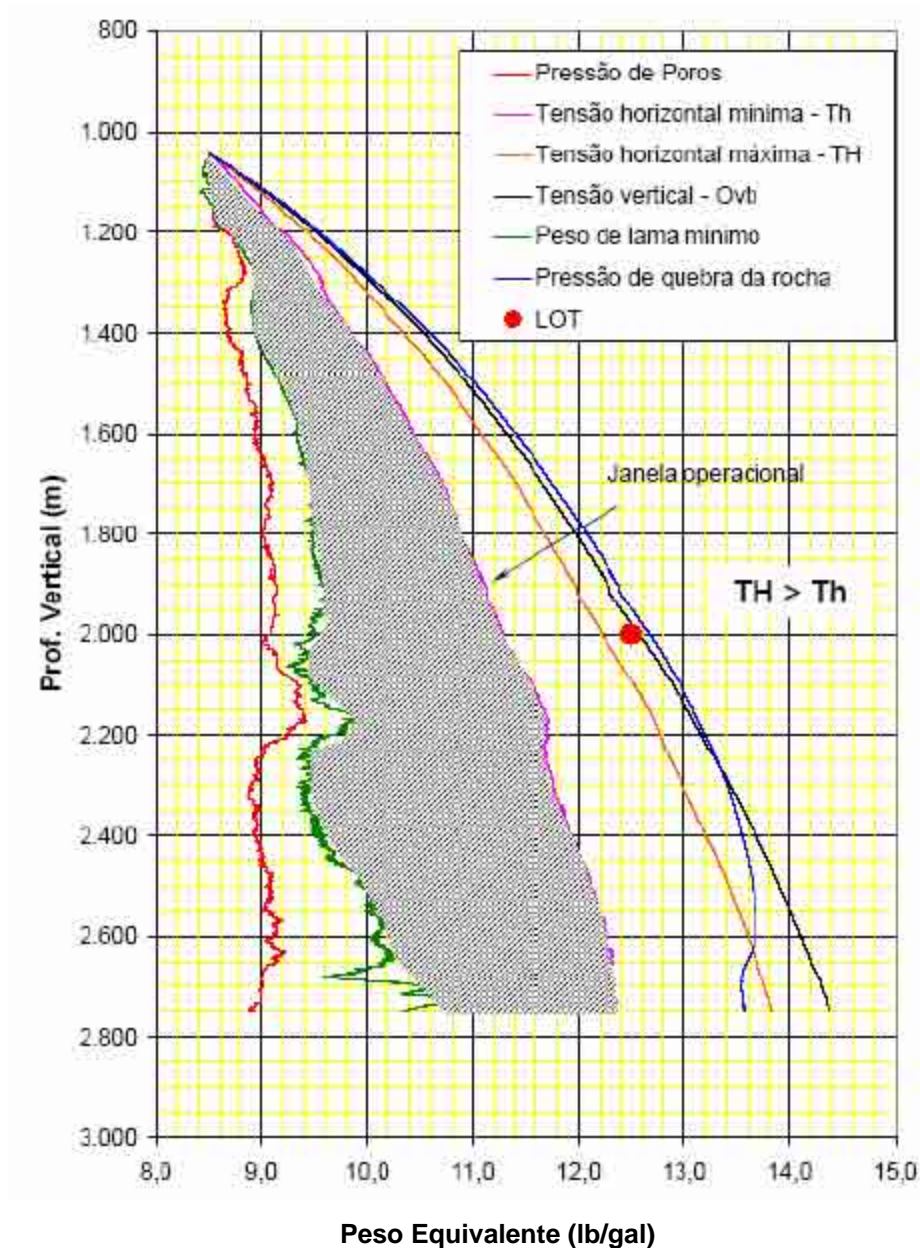


Figura 3.3. *Janela Operacional* de um poço de mar na bacia de campos, Brasil, definida na *prática operacional e de campo* pela área hachurada da figura – intervalo de trabalho para o peso específico do fluido de perfuração (valor mínimo – imediatamente acima da pressão de poros e valor máximo- imediatamente abaixo da tensão mínima horizontal), e *na literatura e para projetos diversos* (teste de absorção, direcional, cimentação, perfilagem, completção, compressão de cimento, teste de formação, fraturamento e outros) pelo intervalo maior entre as curvas mais externas de pressão de poros e de fratura, ou entre poros e um valor intermediário entre as tensões mínimas e máximas horizontais (geradas a partir de dados sísmicos e de perfilagem de poços de correlação, como também do acompanhamento operacional de cada poço de estudo).

Em seguida o programa de fluido precisa ser integrado e compatível com o programa de revestimentos, pois este é específico para cada fase do poço e ainda precisa de uma contingência para os prováveis desvios ou mudanças das profundidades finais ou sapatas de revestimentos de cada fase do poço.

São inúmeras as funções de um fluido de perfuração, onde encontramos como básicas:

- controle de pressões: segurar ou vencer as pressões da formação, evitando o influxo de fluidos da formação e o desmoronamento de formações superficiais não consolidadas;
- limpeza do poço: carrear os cascalhos ou resíduos do corte das formações pela broca à superfície;
- limpeza do BHA (*bottom hole assembly*, ou parte rígida da coluna de perfuração), e abaixo da broca e respectivas partes móveis, ou cones de broca, se de cortadores móveis;
- refrigerar e lubrificar a broca e toda a coluna de perfuração;
- isolar ou selar as formações permeáveis;
- estabilizar as paredes do poço aberto, em formações não competentes;
- controle de corrosão da coluna de perfuração e de revestimentos;
- inibir argilas e folhelhos;
- transmitir informações de perfis elétricos;
- manter em suspensão os cascalhos, durante as paralizações da circulação;
- transmitir potência hidráulica à broca (Filho, Alúcio;2009).

Essas funções citadas já mostram a complexidade do papel de um fluido de perfuração, e de certa forma são quem dão o peso ou a importância de um programa de fluido.

Dentre essas funções, o isolamento ou a selagem das formações permeáveis têm mais a ver com o problema ou desafio desse estudo. Este isolamento é conseguido com a formação do reboco, onde o ideal é que este reboco seja o mais fino, o mais impermeável e formado no menor tempo possível.

Perfurar com água limpa ou industrial ou sem nenhum aditivo é possível, desde que as seguintes premissas sejam observadas:

- as formações em poço aberto tenham baixa permeabilidade a ponto de não permitir o fluxo de água para o interior das mesmas;

- o diferencial de pressão poço-formação conseguido com a água também seja o suficiente para evitar o influxo poço-formação;

- o total de filtrado perdido para a formação não comprometa a avaliação da formação. Quando isso ocorre ou quando há uma grande invasão de filtrado e por conseguinte um provável DF elevado, isso comprometerá ou interferirá muito quando na interpretação dos resultados da avaliação e no cálculo do IP (índice de produtividade do poço), podendo resultar ainda em perda de produtividade;

- não tenhamos a presença de formações não consolidadas ou que precisem da formação de um reboco para segurá-las contra desmoronamentos ou fechamento de poços (caso da formação Tibau-Guamaré na bacia Ceará-Potiguar);

- as exigências de peso de fluido e de limpeza do poço não sejam acima da necessidade da fabricação de um fluido de perfuração (Max R. et al., 1996).

Perfurando com o fluido de perfuração, os sólidos adicionados à água limpa ou industrial na sua fabricação são depositados nas paredes do poço aberto das formações permeáveis quando há o fluxo no sentido poço-formação, e a partir do início dessa deposição ou formação de um reboco, este fluxo também passará a ser dificultado. Com o aumento da espessura desse reboco, a vazão desse influxo cai, ou de certa forma há a selagem da interface poço-formação. A redução desse influxo ou perda de fluido para a formação é uma busca operacional, a despeito do crescimento da espessura do reboco passar a causar diversos problemas operacionais. Por essa razão há uma medição e controle dessa perda de filtrado e do crescimento desse reboco.

Entre os problemas operacionais que a espessura de um reboco sem controle pode causar, podemos citar (Max R. et al., 1996):

- aumento do risco de prisões por diferencial de pressão. Com o aumento da espessura do reboco há o aumento da área de contacto *superfície da coluna de perfuração-poço aberto*, e quanto maior essa área maior a força da prisão;

- aumento das perdas de cargas quando nas circulações do fluido de perfuração, pois o aumento da espessura de reboco reduz a área de fluxo ou área livre no anular, e isso tem como conseqüências maiores riscos de perdas de circulação, Figura 3.4;

- aumento das pressões de pistoneo ou de *swab* (manobra de retirada ou puxada da coluna, *trip out*) e de sobrepressão ou de *surge* (manobra de descida, *trip in*), Figura 3.4;

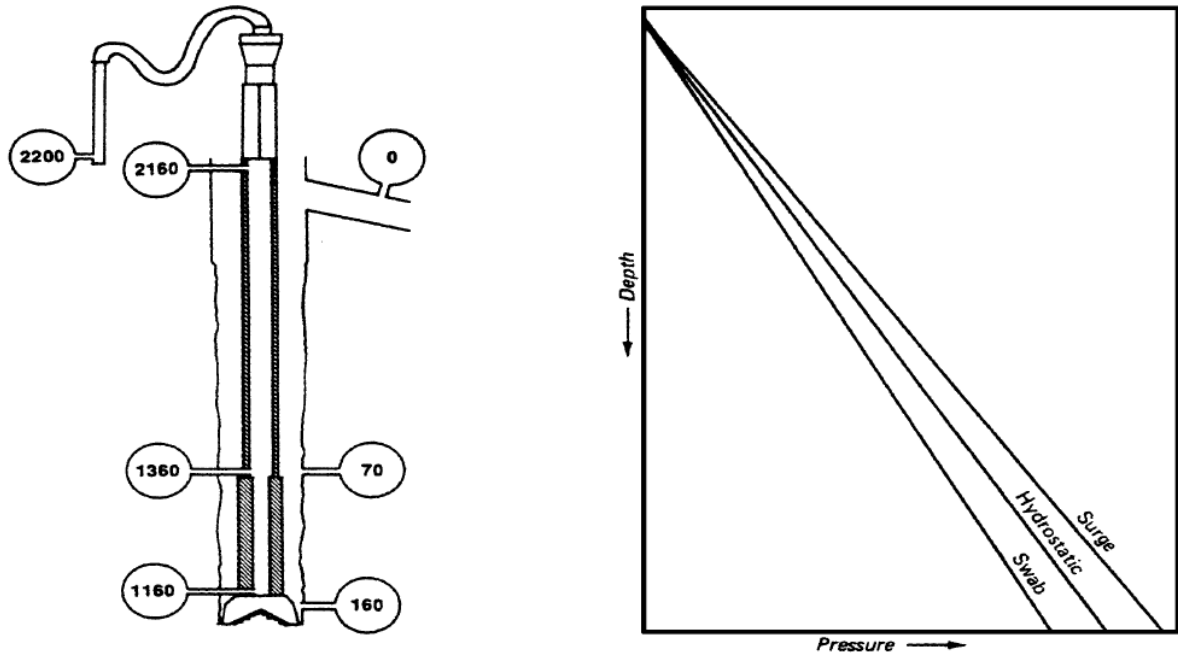


Figura 3.4. Variação das pressões quando na circulação de um fluido de perfuração, da bomba de lama (2200 psi) ao *flow line* (saída lateral inclinada), e curvas de pressões hidrostática, de *surge* e de *swab* (Max R. et al., 1996).

- dificuldades na perfilagem do poço, onde maiores espessuras de reboco alteram a resposta dos perfis, dificultam a descida e a retirada dessas ferramentas e ainda aumentam os riscos de prisão ou perda dessas ferramentas;

- outros problemas: aumento do torque e *drag* nas operações de perfuração e de manobra, dificuldades na descida das colunas de revestimentos e cimentações com isolamentos ruins.

Ou seja, para um representante da engenharia de petróleo e dentro da atividade de perfuração, selar as paredes do poço é mais complicado do que simplesmente reduzir o total de filtrado perdido para a formação. Na maioria dos casos, o filtrado total é secundário, sendo o mais importante manter um reboco o mais impermeável e com a menor espessura possíveis, e, de preferência ainda, com ambos conseguidos no menor tempo.

b.2 Coluna de Perfuração.

A coluna de perfuração (Figura 3.4.1) é composta basicamente pela broca, coluna de perfuração rígida ou BHA (comandos, DCs ou *drill collars*; HWs ou *heavy weights*, tubos de perfuração pesados) e coluna de perfuração flexível (tubos de perfuração, DPs ou *drill pipes*). Ainda no BHA poderemos ter as ferramentas de estabilização (estabilizadores de lâmina ou de roletes, amortecedores de choke e ferramentas de percussão para pescaria), os equipamentos de perfuração direcional (MWDs, motores de fundo, *rotary steerables*, comandos não magnéticos, ferramentas de verticalização tipo *trutrak*), as ferramentas de perfilagem (PWD, LWD) e ainda os equipamentos de potência tipo haste kelly e *top drive*.

A força motriz ou potência para o giro de uma coluna de perfuração numa perfuração rotativa e convencional, é fornecida pela mesa rotativa e a haste kelly nas sondas convencionais; ou pelo *top drive* nas sondas mais modernas e de grande porte.

O interesse do conhecimento da coluna de perfuração num estudo de dano à formação, vem da necessidade de se definir as perdas de cargas no interior da coluna de perfuração e no anular poço-formação. Os diâmetros externos dos DPs e dos DCs, juntamente com o diâmetro do poço D_h (*hole diameter*) ou r_w (*raio do poço*), é quem definem a velocidade de fluxo do fluido de perfuração na interface poço-formação (Equações 4.3 e 4.4), que por sua vez definem a tensão de cisalhamento nessa mesma interface (Equação 3.20) e finalmente a velocidade com que a espessura de reboco δ (mm) crescerá ($\delta = r_w - r_c$; sendo r_c , o raio do reboco), definindo assim o tempo de formação do reboco, A (cm^{-1} , parcela de deposição) e B (cm/min , parcela de erosão), Equação 3.17).

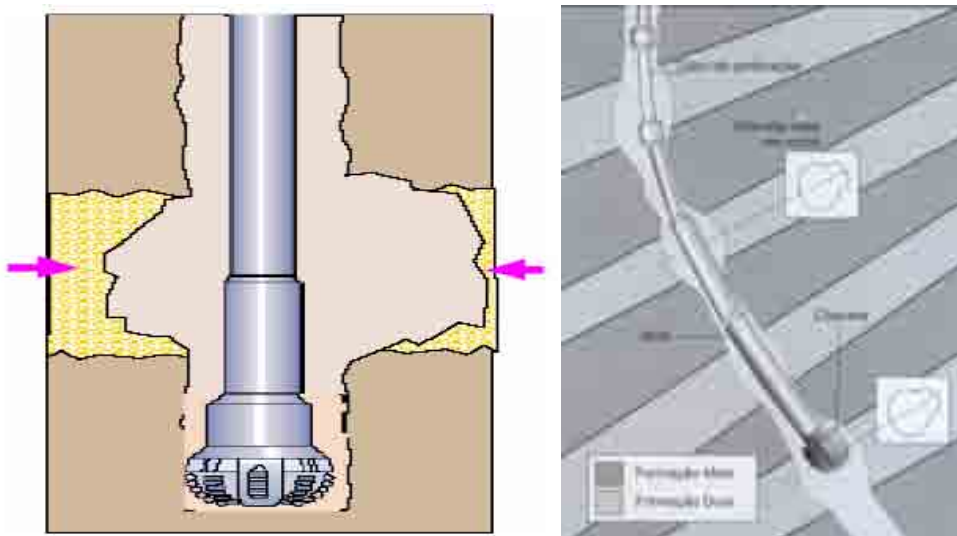


Figura 3.4.1. Detalhe dos componentes principais de uma coluna de perfuração (broca, parte rígida ou BHA e DPs (*drill pipes*, ou tubos de perfuração, parte flexível) e diferentes cálipers ou diâmetros de um poço ($2r_w$) (Santos et al., 2007).

b.3 Geometria do Poço.

A geometria de um poço depende da sua trajetória (se vertical, direcional ou horizontal, se com uma trajetória num único plano vertical ou tipo *bidimensional* ou *2D*, e ainda se em *designer well* ou *3D*, trajetória contida em mais de um plano vertical), da sua tortuosidade e do cáliper.

Poços verticais têm um reboco de maior durabilidade, enquanto os direcionais de alta inclinação e os horizontais têm um reboco de menor durabilidade, uma vez que a coluna de perfuração está freqüentemente removendo o reboco por ação mecânica ou arrastes nas chavetas e geratriz inferior da trajetória do poço, Figura 3.4.1.

Os poços perfurados com motores de fundo têm uma tortuosidade bem maior do que os poços perfurados com a ferramenta de orientação direcional tipo *rotary steerable*, que por sua vez ainda há uma maior tortuosidade nos poços perfurados com *rotary steerable* tipo *push the bit* do que nos poços perfurados com *rotary steerable* tipo *point the bit*. Quanto maior a tortuosidade, maior a remoção de reboco, pois há uma relação direta entre a tortuosidade e a rugosidade de um poço, levando a maiores velocidades de arraste do reboco ou a necessidades de rebocos com maiores tensões de cisalhamento para não ocorrer maiores erosões no reboco.

Quanto ao cáliper, importante no cálculo da tensão de cisalhamento e definição da espessura de reboco δ (mm), depende do efeito ou interação da coluna de perfuração com a formação, da trajetória do poço e principalmente da relação *fluido de perfuração x formação x fluidos da formação* e ainda do tipo de broca utilizado (se *short gage*, se *long gage*, se tipo tricônica ou se tipo PDC).

Da relação *fluido de perfuração x formação*, poderemos ter diferentes mecanismos que definirão o cáliper de um poço como *washouts*, *key seats* ou chavetas e *breakouts*. Um fluido com uma boa lubrificação ameniza as chavetas, mas *washouts* e *breakouts* dependem mais das pressões de sobrecarga da formação que definem suas geopressões mecânicas como as três tensões principais: as verticais e as tensões principais horizontal maior e horizontal menor. A Figura 3.4.2 apresenta diferentes perfis de cálipers que definem o tipo de ocorrência nas bordas de um poço, ou diâmetros internos de um poço.

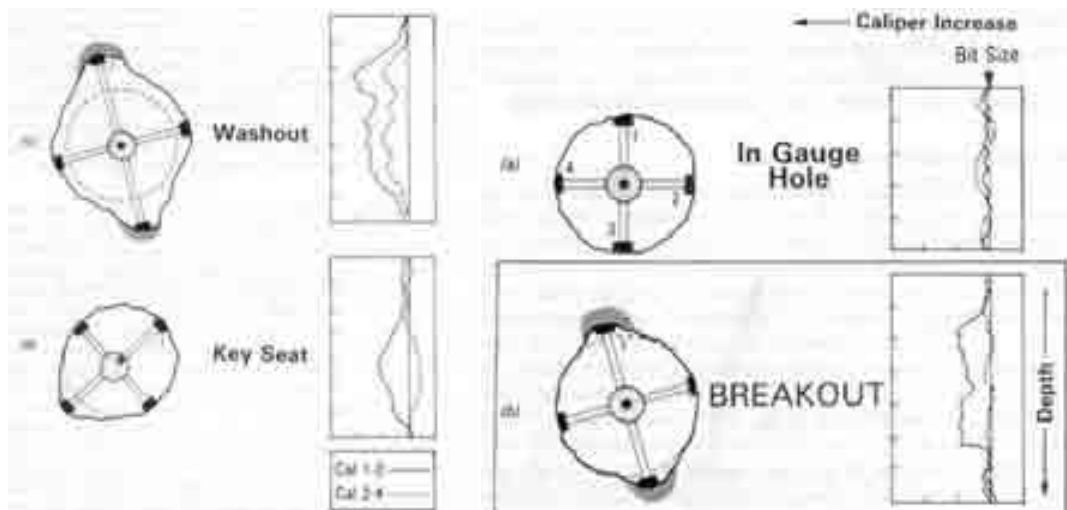


Figura 3.4.2. Diferentes ocorrências num diâmetro interno de um poço perfurado, via análise de perfis de cálipers.

c. Sistema Formação.

c.1 Formação propriamente dita.

Na construção de um poço e na perfuração convencional (rotativa e em *overbalance*), atravessamos vários tipos de rochas, originadas em diferentes ambientes e tempos geológicos.

As rochas são corpos sólidos naturais, resultantes de processos geológicos determinados, formados por agregados de um ou mais minerais, e arranjados segundo as condições de temperatura e pressão existentes durante sua *formação*, e constituem parte da crosta terrestre.

Na linguagem de petróleo, o termo rocha é substituído pelo termo *formação*, que de certa forma é um conceito *bem mais amplo* e que envolve desde a natureza ou origem mineralógica das rochas às propriedades das rochas como porosidade e permeabilidade, às propriedades mecânicas como geopressões, resistências à compressão e à tração e gradientes de pressões de fluido da formação e de temperatura. Numa formação as rochas podem ser do tipo magmáticas, metamórficas e sedimentares, sendo estas últimas o interesse da indústria de petróleo, mais precisamente os arenitos, calcáreos, argilitos e folhelhos, com suas respectivas espessuras de camadas, interfaces entre as mesmas, direções e sentidos de inclinações.

Num estudo de DF, o interesse no conhecimento de uma formação é precisamente no conhecimento da variabilidade de sua porosidade, permeabilidade e tortuosidade.

c.2 Fluidos da Formação.

Numa rocha, há a parte ocupada pelas partículas sólidas formando uma estrutura e há o volume restante ou de vazios ou poros, que é ocupado pelos fluidos da formação. Tais fluidos é quem exercem a conhecida pressão de poros, pressão da formação ou pressão dos fluidos contidos nos espaços porosos da rocha.

Essa pressão de poros ou dos fluidos, é função da massa específica do fluido da formação e de cargas que a mesma esteja suportando. Os fluidos podem ser água, óleo ou gás, com massas específicas que variam de 8,5 a 9,0 lb/gal para águas com maiores salinidades, a valores de 7,0 lb/gal para o óleo e de 2,0 lb/gal para o gás.

Para um estudo de DF, o interesse de se conhecer o fluido de uma formação, é que de certa forma é este fluido que será deslocado ou empurrado pelo fluido de perfuração que invadir a formação, já que a perfuração convencional é em *overbalance*, como também é este fluido que terá suas propriedades físico-químicas alteradas quando em contacto com o fluido de perfuração.

d. Combinação dos Sistemas Poço-Formação

d.1 Fluxo Darciano.

A expressão *fluxo Darciano* substitue a expressão de *fluxo laminar*, quando estamos lidando com um fluxo em um meio poroso. O termo “laminar” vem da Mecânica dos Fluidos, hipótese de Navier, que admite que a baixas velocidades os fluidos escoam como se fossem compostos de lâminas se deslocando umas sobre as outras. No nosso caso, este não é o modo como os fluidos se deslocam no meio poroso, pois há a tortuosidade e a heterogeneidade inerentes da formação, além da casualidade e distribuição dos poros (formas e dimensões das partículas e gargantas do meio poroso efetivo), que é o local de armazenamento e de fluxo dos fluidos na engenharia de reservatórios.

Um fluxo Darciano e num meio proso, é aquele que segue a Equação de Darcy (de Henri Darcy, França; 1856) , assim definida para um fluxo linear,

$$Q = \frac{KA\Delta P}{\mu L}, \text{ ou } Q = \left(\frac{KA}{\mu}\right) \cdot \frac{dp}{dx} \quad (3.1)$$

Essa Equação é válida sob certas condições (Amao, 2007; Innocentini, M. et al., 2002):

- 1) Fluxo isotérmico, laminar e com as vazões variando linearmente com o gradiente de pressões entre dois pontos de um meio poroso;
- 2) Fluido incompressível, homogêneo e de viscosidade invariável com a pressão;
- 3) Meio poroso homogêneo e que não reage com o fluido;
- 4) O fluxo laminar é referente ao fluxo viscoso ou a forças viscosas, ou a perdas de energia viscosa durante um escoamento em baixas velocidades. Isso significa que a inércia, efeito da densidade do fluido, ou o efeito de forças por aceleração não são consideradas, quando confrontando com a equação clássica de Navier-Stokes;
- 5) A permeabilidade K é definida nessa equação como a permeabilidade Darciana e tem unidade de área (1 Darcy = $0,987 \times 10^{-12} \text{ m}^2$);
- 6) A lei de Darcy considera que para o fluxo viscoso uma grande área geométrica é exposta ao fluxo, e exatamente por esta razão as forças viscosas excedem em muito as forças inerciais, a não ser que o efeito da turbulência entre em ação e passe a ser significativo;
- 7) No nosso caso e pela geometria cilíndrica de nosso sistema poço-formação, a equação passa a ser função da variação do raio e tem a forma

$$Q = \frac{2\pi K h \Delta P}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3.2)$$

- 8) A Equação de Darcy é empírica ou a partir de evidências experimentais, e de certa forma é uma representação *macroscópica* de um fluxo hidrodinâmico em um meio poroso.

d.2 Fluxo Não Darciano.

Quando um fluxo num meio poroso apresenta desvios em relação à lei de Darcy, ou quando não mais é válida a relação direta ou de linearidade entre a vazão de fluxo e a queda de pressão, ele passa a ser um fluxo não Darciano, e uma nova equação passa a representar este fluxo, no caso Equação de Forchheimer (de Philippe Forchheimer, Holanda; 1901).

Fisicamente as causas que explicam este desvio são fluxos em altas velocidades, efeitos moleculares, efeitos iônicos e a reologia ou o comportamento de fluidos não Newtonianos, o que é muito comum com os fluidos da indústria do petróleo (Amao, 2007).

Os fluxos em altas velocidades são as causas mais comuns de fluxos não Darcianos na engenharia de petróleo e são encontrados nas imediações do poço ou na interface poço-formação, em poços fraturados hidráulicamente e em reservatórios naturalmente fraturados, em reservatórios de gás e de condensado, em poços com um potencial de altas vazões e em *gravel packs*. Historicamente o fluxo não Darciano era considerado apenas para a produção de gás, em altas vazões e apenas nas imediações do poço e não no reservatório, mas hoje já é reconhecida como importante no cálculo não só do *skin* de um poço de gás como também no cálculo do IP de um poço de óleo também (Amao, 2007).

A Equação de Forchheimer é também empírica, e de certa forma apenas acrescenta na Equação de Darcy as perdas de pressão devidas às forças inerciais de acelerações ou desacelerações das partículas em fluxo num meio poroso e tortuoso, ou à perda de energia em altas velocidades e intensificada pela turbulência do escoamento e tortuosidade do meio poroso.

A Equação de Forchheimer ou de um modelo de fluxo Darcy-Forchheimer é assim formulada,

$$\frac{dp}{dx} = \left(\frac{\mu}{k}\right)u + (\beta\rho)u^2 \quad (3.3)$$

para um fluxo linear e, no nosso caso e para um fluxo radial, como

$$\frac{dp}{dr} = \left(\frac{\mu}{k}\right)u + (\beta\rho)u^2 \quad (3.4)$$

A primeira parcela do segundo termo dessa equação são as perdas de pressão pelas forças viscosas e a segunda parcela são as perdas inerciais, sendo \mathbf{u} a velocidade de fluxo perpendicular à superfície do poço e no sentido poço-formação, conforme Equação (3.15),

diferente da velocidade do fluido de perfuração \mathbf{v} que é paralela à superfície da formação e no sentido axial do poço, conforme Equações (4.4) e (4.5).

Integrando a segunda parcela da Equação (3.4) chegamos a

$$\Delta p_{\text{não Darciana}} = \int_{r_w}^{r_e} \beta \rho \left(\frac{q}{2\pi r h} \right)^2 dr \quad (3.5)$$

O fluxo não Darciano é válido pois, e de maneira mais representativa, nas imediações do poço ou na interface poço-formação, válido sob os seguintes conceitos:

1) A primeira parcela do segundo termo da Equação (3.4) são as perdas de pressão pelas forças viscosas e a segunda parcela são as perdas inerciais, pois depende da densidade do fluido ρ (Dake, 1998);

2) O valor da espessura de estudo h foi considerado nesse estudo igual a uma polegada ou 2,54 cm. Essa necessidade visa considerar uma modelagem de um disco de invasão com essa espessura, uma vez que os demais parâmetros de cálculo encontrados na literatura e a partir de ensaios de laboratório são a partir dessa consideração;

3) A queda de pressão pelas forças inerciais é resultado de uma perturbação de certa forma instantânea e do primeiro contacto *fluido de perfuração x formação virgem do poço aberto*, e que há um ajuste imediato de fluxo à medida que as vazões de fluxo se afastam da interface poço-formação (Civan5, Faruk; 2006);

4) A Equação (3.4), pode ainda ser escrita como

$$\frac{dp}{dr} = \left(\frac{\mu}{k_1} \right) u + \left(\frac{\rho}{k_2} \right) u^2 \quad (3.6)$$

em que k_1 é conhecida como a constante Darciana ou a permeabilidade Darciana (relativa a forças viscosas) em unidades de m^2 ou $[L]^2$ (Darcy) e relativa às perdas de energia viscosa no escoamento e em baixas velocidades (forças viscosas); e a constante k_2 é conhecida como a constante não-Darciana ou a permeabilidade não-Darciana (relativa às forças inerciais) em unidades de m ou $[L]$, e relativa às perdas de energia em altas velocidades e intensificadas pela turbulência do escoamento e pela tortuosidade do meio poroso. Nesse ínterim é que aparece o fator de fluxo inercial ou “ β ”, que tem unidade m^{-1} ou $[L]^{-1}$, e que é fortemente influenciado pela tortuosidade do meio poroso (M. D. M. Innocentini et al., 2002);

5) O fator β é conhecido com o fator inercial, fator de fluxo não-Darciano, fator de turbulência, ou ainda de coeficiente de resistência inercial ao fluxo, uma vez que as primeiras explicações dessas perdas de pressão a mais, e em cima da Equação de Darcy, eram devidas intuitivamente e fisicamente apenas à turbulência do fluxo. Pela Equação (3.6) seria ainda o inverso da permeabilidade k_2 ou o inverso da permeabilidade não-Darciana k_2 , ou $\beta = (k_2)^{-1}$.

6) O fator β é uma propriedade do meio poroso e está *fortemente* ligado à tortuosidade do mesmo. É, a princípio, calculado pela Equação (3.7) e tem unidade de $[L]^{-1}$ ou em (cm^{-1}) (Liu et al.,1995; Civan1, Faruk; 2006, p.281 e 349).

$$\beta = 2,92 \times 10^4 \cdot \left(\frac{\tau}{K\phi} \right) \quad (3.7)$$

Sendo:

τ , a tortuosidade do meio poroso, adimensional

ϕ , a porosidade efetiva do meio poroso, adimensional

k , a permeabilidade efetiva do meio poroso, em (Darcy).

7) A Equação de Darcy-Forchheimer é também empírica ou a partir de evidências experimentais, e de certa forma é uma representação *microscópica* e *instantânea* de um fluxo hidrodinâmico em um meio poroso (M. D. M. Innocentini et al., 2002).

d.3 Fluxo na Interface Poço-Formação.

Conforme exposições anteriores, fica agora mais fácil entender que consideraremos na região em que há a formação do reboco e nas imediações do intervalo poço-aberto formação, uma aplicação da equação de fluxo de Darcy-Forchheimer.

Na prática, a Equação de Darcy considera um *senal negativo* sempre que o potencial de pressão cai no mesmo sentido de deslocamento do fluido, ou em que a distância tem medida positiva e no mesmo sentido de deslocamento do fluido, pois o fluxo é sempre no sentido do maior para o menor potencial (Dake, 1998). Assim, temos que

$$q = - \left(\frac{KA}{\mu} \right) \frac{dp}{dx} \quad (3.8)$$

e analogamente a Equação de Darcy-Forchheimer fica,

$$-\frac{dp}{dr} = \left(\frac{\mu}{k}\right) u + (\beta \cdot \rho) u^2 \quad (3.9)$$

O nosso objetivo é simular o tempo de formação de uma determinada espessura de reboco, a variação dessa permeabilidade do reboco com a espessura, a quantidade de filtrado do fluido de perfuração que ultrapassa os rebocos externo e interno, a profundidade dessa invasão de filtrado e a variação das pressões na interface poço-formação. De posse desses dados, fica possível quantificar tais variáveis a partir das propriedades do fluido de perfuração e do filtrado do fluido de perfuração, para avaliar se houve algum DF causado pela atividade de perfuração.

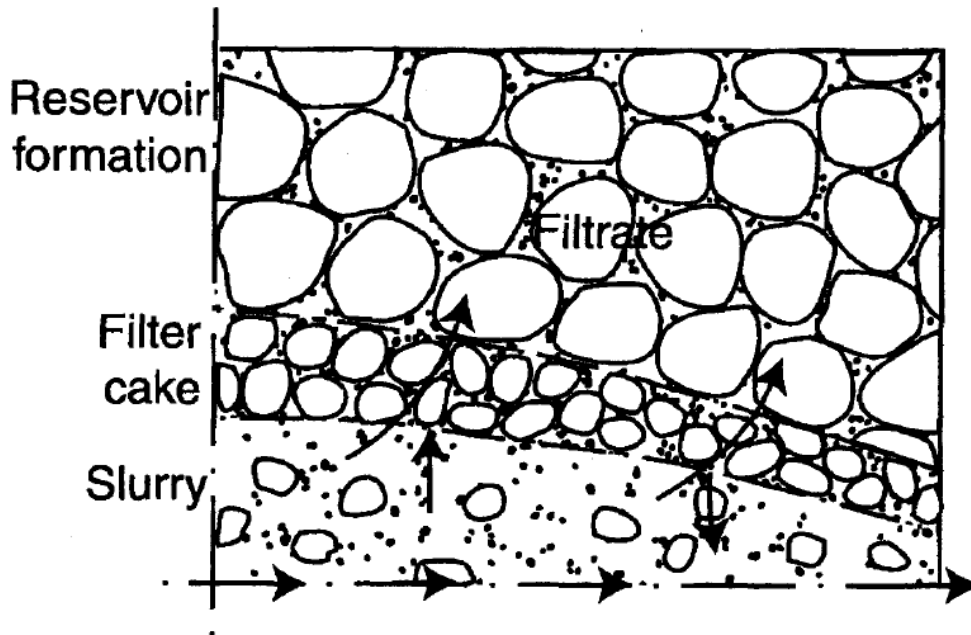


Figura 3.5. Crescimento de um reboco de filtrado na superfície de uma formação (Civan1, 2007).

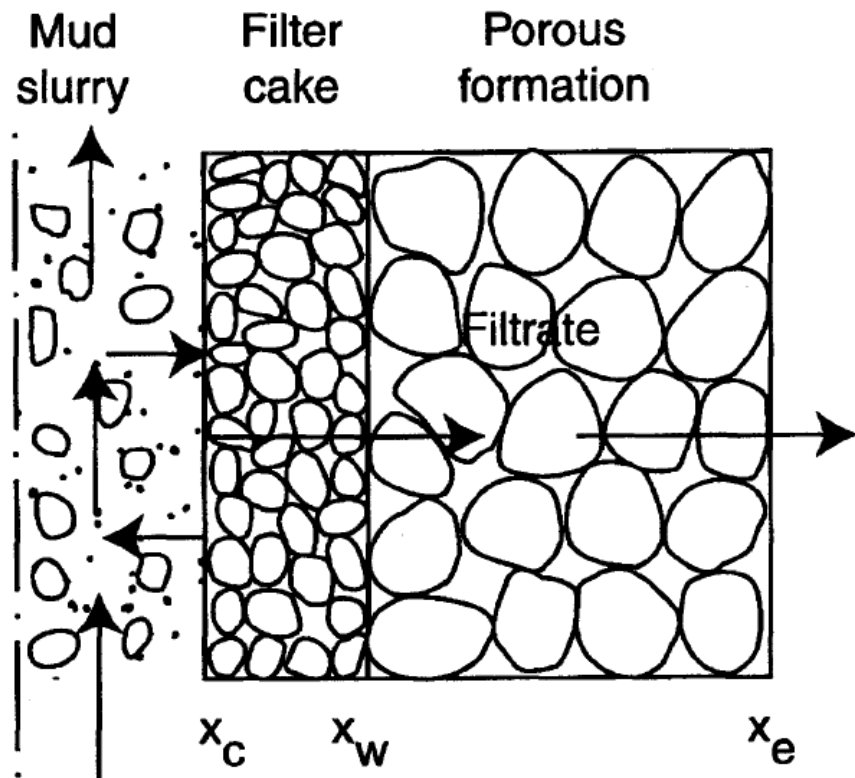


Figura 3.6. Formação de um reboco de filtrado sobre a superfície de uma amostra de testemunhagem ou superfície de uma formação (Civan 1, 2007).

Para a formação de um reboco num fluxo linear, Figuras (3.5) e (3.6), temos o seguinte balanço de massa de deposição das partículas sólidas do fluido de perfuração (Civan 1, 2007):

$$-(\rho_p \varepsilon_c) \cdot \frac{dxc}{dt} = Rps \quad (3.10)$$

Sendo:

ρ_p , a densidade das partículas depositadas ou acumuladas quando na formação do reboco, partículas essas oriundas do material ou aditivos sólidos do fluido de perfuração ou ainda dos resíduos menores de cascalhos ou cortes da formação pela broca;

ε_c , a parte sólida do reboco (ou fração sólida do reboco constituído pelas partículas depositadas);

ϕ_c , a porosidade ou volume de vazios do reboco (*cake*);

e ε_c definida, como função de ϕ_c , por

$$\varepsilon_c = 1 - \phi_c \quad (3.11)$$

e R_{ps} = taxa mássica líquida de deposição das partículas oriundas da lama (fluido de perfuração)

$$R_{ps} = K_d \cdot u_c \cdot c_p - K_e \cdot ((1 - \phi_c) \cdot \rho_p) \cdot (\tau_s - \tau_{cr}) \cdot U(\tau_s - \tau_{cr}) \quad (3.12)$$

Sendo:

K_d , a taxa de deposição de partículas

K_e , a taxa de erosão de partículas, quando em fluxo dinâmico

c_p , massa de partículas por unidade de volume do fluido de perfuração

ρ_c , a densidade do reboco formado

τ_s , a tensão de cisalhamento aplicada pelo fluido de perfuração na superfície do reboco

τ_{cr} , a tensão de cisalhamento máxima ou crítica entre o fluido de perfuração e superfície do reboco, onde a formação de reboco será mais rápida o quanto τ_s for mais perto de τ_{cr} , e mais lenta o quanto τ_s for mais longe de τ_{cr} .

A variação da espessura de reboco com o tempo pode ser definida partir da Equação (3.13) como

$$\delta = x_w - x_c \quad (3.13)$$

Assim

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{dx_w}{dt} - \frac{dx_c}{dt} \quad (3.13a)$$

Mas x_w é constante, ou $\frac{dx_w}{dt} = 0$, e chegamos a

$$\frac{d\delta}{dt} = - \frac{dxc}{dx} \quad (3.13b)$$

Já pela Equação (3.10), temos que

$$- (\rho_p \varepsilon_c) \frac{dxc}{dt} = Rps, \text{ assim}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{Rps}{\rho_p \varepsilon_c} \quad (3.13c)$$

Mas:

$$\varepsilon_c = 1 - \phi_c \quad (3.11)$$

$$Rps = K_d \cdot u_c \cdot c_p - K_e \cdot ((1 - \phi_c) \cdot \rho_p) \cdot (\tau_s - \tau_{cr}) \cdot U(\tau_s - \tau_{cr}) \quad (3.12)$$

$$u = \frac{q}{\text{área}} \quad (3.15)$$

Aplicando em (3.11), (3.12) e (3.15) em (3.13c), chegamos a

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{K_d \cdot u_c \cdot c_p}{\rho_p \cdot \varepsilon_c} - \frac{K_e \cdot \varepsilon \cdot \rho_p \cdot (\tau_s - \tau_{cr}) \cdot U(\tau_s - \tau_{cr})}{\varepsilon_c \cdot \rho_p}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{K_d \cdot q \cdot c_p}{\rho_p \cdot \varepsilon_c \cdot a} - K_e \cdot (\tau_s - \tau_{cr}) \cdot U(\tau_s - \tau_{cr}) \quad (3.13d)$$

Portanto, a Equação (3.13d) fica:

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{K_d \cdot c_p \cdot q}{\rho_p (1 - \phi_c) a} - K_e \cdot (\tau_s - \tau_{cr}) \cdot U(\tau_s - \tau_{cr}) \quad , \text{ ou}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{K_d \cdot c_p \cdot q}{\rho_p (1 - \phi_c) a} - K_e \cdot (\tau_s - \tau_{cr}) \cdot U(\tau_s - \tau_{cr}) \quad (3.13e)$$

A variação da espessura de reboco com o tempo pode ser definida pois, e a partir da Equação (3.13e), como

$$\frac{d\delta}{dt} = A \cdot q - B \quad (3.13f)$$

Com:

$$A = \frac{kd \cdot cp}{(1-\phi c) \cdot \rho p \cdot \text{área}} \quad (3.16)$$

e

$$B = K_{e.} \cdot (\tau_s - \tau_{cr}) \cdot U(\tau_s - \tau_{cr}) \quad (3.17)$$

Sendo A (cm^{-1}) a *parcela de deposição* das partículas por unidade de área na superfície de poço cortada (reboco em formação) e na taxa de crescimento da espessura de reboco $\frac{d\delta}{dt}$, e B (cm/min) a *parcela de erosão* dessas partículas por unidade de tempo na mesma taxa de crescimento de reboco $\frac{d\delta}{dt}$.

Para a parcela $U(\tau_s - \tau_{cr})$, definimos uma Função Heaviside $U(\tau_s - \tau_{cr})$ (tipo função degrau), assim definida:

0, se Quando $\tau_s < \tau_{cr}$, **não** há erosão de reboco (reboco forte, as partes ou partículas do reboco não se soltam ou precisamente não são arrancadas), B (cm/min) ou parcela da erosão na taxa inicial de crescimento da espessura de reboco é negativo e $\frac{d\delta}{dt}$ é positivo, o reboco cresce pela Equação (3.13f).

1, se Quando $\tau_s \geq \tau_{cr}$, há erosão de reboco (reboco fraco para as forças inerciais de arraste na velocidade tangencial v e paralela à superfície do poço e naquela vazão do fluido de perfuração), B (cm/min) ou parcela da erosão na taxa inicial de crescimento da espessura de

reboco é positivo e $\frac{d\delta}{dt}$ continua positivo, o reboco ainda cresce pela Equação (3.13f), não obstante com uma taxa de crescimento $\frac{d\delta}{dt}$ relativamente menor.

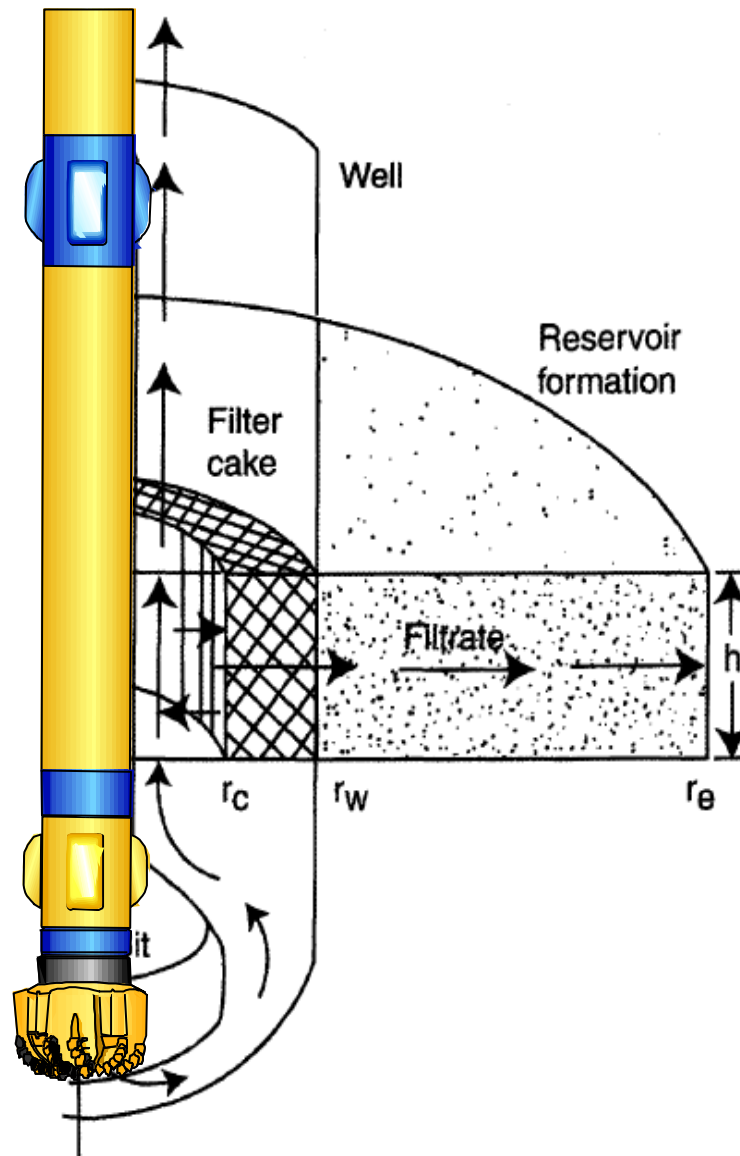


Figura 3.7. Crescimento de um reboco externo de espessura $\delta = r_w - r_c$ na superfície de uma formação, interface poço-formação (Civan 1, 2007).

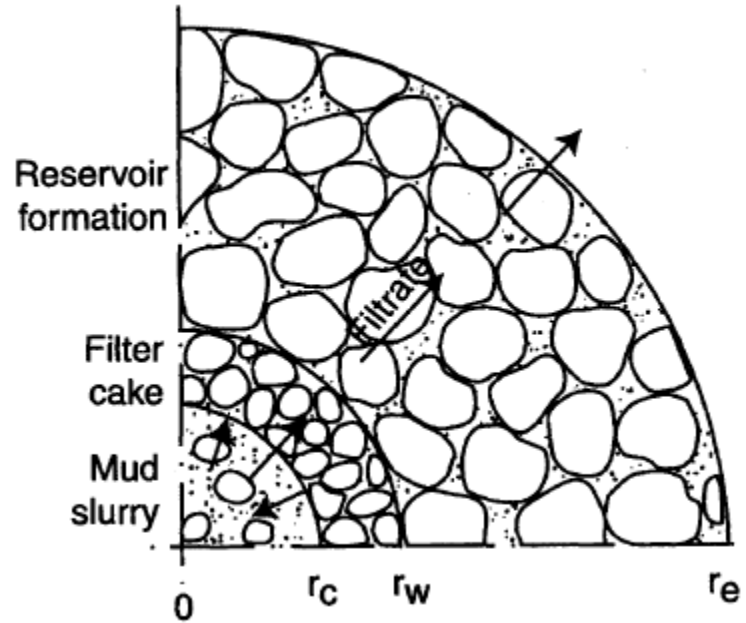


Figura 3.8. Detalhe da espessura de reboco $\delta = r_w - r_c$, para um fluxo radial na interface poço-formação (Civan 1, 2007)

Para um fluxo radial e conforme Figuras 3.7 e 3.8, encontramos:

- para o balanço de massa quando na formação do reboco,

$$-(\rho_p \varepsilon_c) \frac{dr_c}{dt} = R_{ps} \quad (3.18)$$

- para a espessura de reboco δ (cm),

$$\delta = r_w - r_c \quad (3.19)$$

- para o cálculo da tensão de cisalhamento τ_s , e para um fluido de perfuração com uma determinada reologia ou parâmetros de fluxo K' e n' ,

$$\tau_s = k' \left(\frac{4v}{rc} \right)^{n'} \quad (3.20)$$

- para a velocidade de fluxo u_c (cm/min) do filtrado perpendicular à superfície do poço,

$$u_c = \frac{q}{2\pi r c h} \quad (3.21)$$

Para a variação da espessura de reboco δ (cm) com o tempo e num fluxo radial,

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{Aq}{(rw - \delta)} - B \quad (3.22)$$

Onde a variável A agora e num fluxo radial tem unidade (cm^{-1}), e assim calculada

$$A = \frac{k d c p}{2\pi h (1 - \phi c) \cdot \rho p} \quad (3.23)$$

E a variável B (cm/min) tem o mesmo conceito, unidade e cálculo da Equação (3.17), (Civan 2, 2007).

O rápido e imediato fluxo do filtrado pela espessura do reboco pode ser expresso pela Equação de Darcy-Forchheimer (1901), já comentada:

$$-\frac{\partial p}{\partial r} = \left(\frac{\mu}{k}\right)u + (\beta\rho)u^2 \quad (3.24)$$

$$u = \frac{q}{(2\pi r h)} \quad (3.25)$$

Com (3.25) em (3.24), encontramos

$$-\frac{\partial p}{\partial r} = \left(\frac{\mu}{2\pi h k}\right) \cdot \left(\frac{q}{r}\right) + \left(\frac{\beta\rho}{(2\pi h)^2}\right) \cdot \left(\frac{q}{r}\right)^2 \quad (3.26)$$

E integrando a Equação (3.26), encontramos

$$(p_c - p_e) = q_0 \cdot \left(\frac{\mu}{2\pi h k_f}\right) \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + q_0^2 \cdot (\rho \cdot \beta_f) \cdot \left(\frac{1}{(2\pi h)^2}\right) \cdot \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e}\right) \quad (3.27)$$

antes da formação do reboco.

Parcelando a Equação (3.27) em duas parcelas e iguais a

$$(p_c - p_e) = (p_c - p_w) + (p_w - p_e)$$

e aplicando a mesma Equação (3.27) duas vezes e somando, não mais para a vazão inicial q_0 e sim para uma vazão q **durante** a formação do reboco, chegamos a

$$(p_c - p_e) = q \cdot \left(\frac{\mu}{2\pi h k_f} \right) \cdot \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + \left(\frac{k_f}{k_c} \right) \cdot \ln \left(\frac{r_w}{r_c} \right) \right] + q^2 \cdot (\rho \cdot \beta_f) \cdot \left(\frac{1}{(2\pi h)^2} \right) \cdot \left[\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) + \left(\frac{\beta_c}{\beta_f} \right) \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_w} \right) \right] \quad (3.28)$$

durante a formação do reboco.

As Equações (3.28) e (3.27) são iguais, quando na Equação (3.28) fazemos r_c igual a r_w , ou o que equivale à inexistência de reboco, ou pela Equação (3.19) a espessura de reboco δ ser igual a zero no tempo $t=0$ da formação do reboco, e o que equivale ainda ao fator de fluxo inercial β_c também ainda não existir e ser igual zero.

Igualando as Equações (3.27) e (3.28), e aplicando a Equação (3.19), encontramos uma *equação do segundo grau*, onde fazendo os fatores de fluxo para o reboco β_c e para a formação β_f iguais a zero encontramos as vazões qD para um fluxo Darciano, e aplicando estes mesmos fatores de fluxo para o reboco β_c e para a formação β_f diferentes de zero e calculados a partir das propriedades da rocha (ϕ , τ e k ; equações no item 3.2.2 desse mesmo capítulo), encontramos as vazões qND para um fluxo não-Darciano.

A partir da Equação (3.22) e integrando-a para uma vazão de filtrado q (ml/min) constante *enquanto na formação de um reboco de espessura δ (mm) fina e definida*, quando a variação das tensões de cisalhamento podem ser negligenciadas conforme a Equação (3.20), e ainda para as condições iniciais de uma espessura de reboco δ (cm) igual a zero e no tempo inicial t_0 igual a zero, chegamos a:

- t_{din} (min), tempo **dinâmico** para formar um reboco de espessura δ (cm), num fluxo dinâmico (fluido de perfuração circulando) ou com $B \neq 0$ (cm/min), demonstrado conforme o **Anexo I**.

$$t_{din} = - \frac{\delta}{B} + \left(\frac{Aq}{B^2} \right) \cdot \ln \left[\frac{\left(r_w - \delta \frac{Aq}{B} \right)}{\left(r_w - \frac{Aq}{B} \right)} \right] \quad (3.29)$$

sendo nesse caso o t_{din} calculado em função da vazão q (ml/min) ou vazão dinâmica q_{ND} não Darciana (com o fluido de perfuração circulando ou com as bombas de lama ligadas, ou ainda com vazão de circulação Q (gpm) ou de bombeio diferente de zero), a partir da solução da equação do segundo grau anteriormente encontrada e com $B \neq 0$ (tensões de cisalhamento no reboco diferentes de zero pois há erosão no reboco).

- t_{est} (min) , tempo **estático** ou para formar um reboco de espessura δ (cm), num fluxo estático (fluido de perfuração não circulando ou com as bombas de lama paradas, ou ainda com Q (gpm) = zero) ou com $B=0$ (tensões de cisalhamento no reboco iguais a zero pois não há erosão no reboco), demonstrado conforme o **Anexo II**.

$$t_{est} = \left(\frac{1}{Aq} \right) \cdot \left(\delta \cdot r_w - \delta^2 \cdot \frac{1}{2} \right) \quad (3.30)$$

sendo agora q (ml/min) a vazão estática ou **qD** (vazão Darciana).

Os valores de q_{ND} (vazão dinâmica, ou q_{ND} – vazão de fluxo não Darciano) e de qD (vazão estática, ou qD – vazão de fluxo Darciano), foram calculados a partir da solução da mesma equação do segundo grau oriunda de (3.27) e de (3.28), quando igualadas.

Como os as vazões q_{ND} e qD ocorrem ao mesmo tempo e são únicas (apenas em velocidades diferentes de fluxo e de área, com q_{ND} (cm³/min)= a (cm²). V (cm/min) e qD (cm³/min)= A (cm²). v (cm/min), sendo $q_{ND} = qD = q$, uma vez que as áreas de fluxo mudam da interface poço formação de - uma área menor **a** com uma velocidade muito maior **V**; para - uma área muito maior **A** e velocidade menor **v**, à medida que o fluido penetra radialmente na formação), consideramos um tempo médio

$$t_{m\u00e9dio\ din\u00e2mico} = \frac{(t_{din\u00e2mico} + t_{est\u00e1tico})}{2} \quad (3.31)$$

para o tempo de formação de um reboco din\u00e2mico ou com circula\u00e7\u00e3o, e com uma vaz\u00e3o m\u00e9dia **q m\u00e9dio din\u00e2mica** igual \u00e0 m\u00e9dia harm\u00f4nica entre as vaz\u00f5es q_{ND} e qD (similar \u00e0 velocidade m\u00e9dia de **n** velocidades num trecho total, l\u00e1 da Mec\u00e2nica), ou

$$q_{\text{médio dinâmica}} = \frac{2}{\left(\frac{1}{q_{ND}} + \frac{1}{q_D}\right)} \quad (3.32)$$

ou vazão de fluxo média dinâmica e do filtrado, quando circulando o fluido de perfuração (bombas de perfuração ligadas e com fluxos no interior da coluna de perfuração e no anular), média harmônica das duas, demonstração oriunda lá da Mecânica clássica.

Para o caso de um influxo de filtrado do fluido de perfuração sem o mesmo em circulação (bombas de lama paradas) ou vazão estática, a vazão estática é a própria q_D e o tempo estático é o calculado com $K_d=1$, $K_e=0$ e $B=0$ (taxa de erosão quando na formação do reboco em cm/min devido ao cisalhamento do fluido circulando tomada como nula), como também os fatores de fluxo não Darciano ou betas do reboco (β_c) e da formação (β_f) também são zeros.

3.2.2 Ajustes.

a. Tortuosidades do reboco (τ_c) e da formação (τ_f).

a.1 Tortuosidade de Archie.

A obtenção dos valores de parâmetros hidrodinâmicos (permeabilidade, porosidade e transmissividade), sempre valeu-se da interpretação de perfis geofísicos. Só que estes perfis não fornecem tais valores diretamente e então Archie, em seus estudos de laboratório (análise da resistividade de grande número de testemunhos saturados por água salgada), proporcionou uma base para a interpretação quantitativa desses perfis. Assim é que o conceito de *tortuosidade* aparece pela primeira vez em 1941 com a Equação de Archie (Silva, Flávio de Paula et al., 2005), assim definida

$$F = \frac{R_0}{R_w} \quad (3.33)$$

Sendo:

F, o fator de formação

R_0 , a resistividade da formação saturada com água

R_w , a resistividade da água de formação.

Segundo Archie, o fator de formação F é função do tipo e das características da formação e varia, dentre outras propriedades, com a porosidade efetiva e a permeabilidade das rochas reservatório.

Archie definiu ainda F como:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (3.34)$$

Sendo:

a , o coeficiente litológico ou de *tortuosidade resistiva*

ϕ , a porosidade efetiva da formação

m , o coeficiente de cimentação.

Para rochas pouco porosas ou nada cimentadas, os valores de a e de m podem ser definidos como $a = 0,62$ e $m = 2,15$ (Schlumberger, 1972). Os valores de F são função da resistividade da água intersticial, do tamanho dos grãos das partículas da formação e principalmente da sua porosidade. Os valores de F crescem com: a queda na concentração de sólidos dissolvidos na formação, com o aumento da granulometria dos grãos da formação, com o aumento da permeabilidade da formação, com a queda do conteúdo argiloso da formação e com o aumento da resistividade da formação (Silva, Flávio de Paula et al., 2005).

O conceito de tortuosidade é mais claro a partir do entendimento de que há uma redução da velocidade de fluxo num meio poroso, exatamente devido à necessidade do fluido precisar percolar nas cavidades do meio poroso que necessariamente não são lineares.

a.2 Tortuosidade de Kozeny.

A partir da equação de Poiseuille (3.35) para o fluxo em um meio capilar e de raio hidráulico m ,

$$V_R = \frac{D^2 \Delta p}{32 \mu L R} \quad (3.35)$$

Sendo:

V_R , velocidade real do fluido

D , diâmetro do capilar

Δp , perda de pressão no comprimento L

μ , viscosidade do fluido

L_R , comprimento do capilar

Sendo m , raio hidráulico = área da seção/perímetro molhado; D o diâmetro do capilar do meio poroso ou $D=2r_p$ (r_p , raio do meio poroso), temos que

$$m = \frac{\pi R^2}{2\pi R} = \frac{D}{4} \quad (3.36)$$

chegamos a,

$$V_R = \frac{m^2 \Delta p}{2\mu L R} \quad (3.37)$$

Exatamente devido às irregularidades dos capilares do meio poroso a fórmula anterior não se aplica exatamente, e observa-se na prática que em lugar do 2 no denominador, um valor entre 2,5 a 3,0 conduz a melhores resultados, o que leva a se escrever a mesma Equação como $K_o = 2$, ou K_o pertencente ao intervalo (2,5;3) sendo K_o definido como o fator de forma de uma determinada formação.

Já a lei de Darcy define a velocidade de fluxo como aparente e assim obtida,

$$V = \frac{K \Delta p}{\mu L} \quad (3.38)$$

Sendo:

V , a velocidade aparente

K , a permeabilidade do meio

μ , a viscosidade do fluido

Δp , o diferencial de pressão

L , o comprimento do meio

A Equação de Darcy supõe o fluxo num meio de comprimento L, diferente da de Poiseuille onde o fluxo segue um caminho tortuoso e de comprimento bem maior e igual a L_R , tornando pois a velocidade real V_R bem maior que a velocidade aparente V .

A relação entre V_R e V é definida como,

$$\frac{VR}{V} = \frac{LR}{L} \cdot \left(\frac{1}{\phi} \right) \quad (3.39)$$

O que substituindo nas equações anteriores leva a,

$$V = \left(\frac{m^2 \Delta p \phi}{Ko \mu L} \right) \cdot \left(\frac{L}{LR} \right)^2 \quad (3.40)$$

Aqui é que aparece o conceito de *tortuosidade* (τ) segundo Kozeny e definida como a relação entre

$$\tau = \left(\frac{LR}{L} \right)^2 \quad (3.41)$$

E ainda das equações anteriores chegamos à Equação,

$$K = \frac{m^2 \phi}{Ko \tau} \quad (3.42)$$

E ainda à constante de Kozeny, definida como,

$$K_z = K_o \cdot \tau \quad (3.43)$$

Nessa equação, K_z é a constante de Kozeny e toma um valor universal de aproximadamente igual a 5,0. Segundo a mesma, a tortuosidade τ variaria entre 1,5 a 2,0 e o fator de forma K_o variaria conseqüentemente entre 3,33 a 2,5 (Bonet, Euclides J. et al., 1990).

Mas a partir da própria Equação da tortuosidade (τ), só faria sentido o valor da mesma variar a partir de 1, quando $L_R = L$. Portanto e nessa dissertação, os valores de τ pertenceriam ao intervalo (1,5) e os valores de K_o pertenceriam ao intervalo de (5,1). Ou seja: a tortuosidade num **fluxo dinâmico** não seria exatamente igual ao coeficiente litológico **a** ou *tortuosidade resistiva* de Archie.

Como o raio hidráulico m tem unidade de [L], e tomando a área de superfície de grãos por unidade de volume poroso A_s com unidade de $[L^{-1}]$, temos que $A_s=1/m$, o que leva à Equação de Kozeny,

$$K = \frac{\phi}{K_z.A_s^2} \quad (3.44)$$

Se $m=D/4$ e $m=1/A_s$, temos que $A_s = 2/r_p$. Ou seja: num capilar de um meio poroso, a área de superfície de grãos por unidade de volume poroso A_s é igual a duas vezes o inverso do raio desse meio poroso. Nessa dissertação, consideraremos r_p como também igual ao raio equivalente das gargantas desse mesmo meio poroso.

a.3 Tortuosidade de Civan .

O mesmo conceito de tortuosidade da Equação de Kozeny e segundo a (3.41), é o considerado por CIVAN (Civan 6,2007), mas apenas como uma relação direta entre o comprimento real L_h ou caminho real percorrido pelo fluido, e o comprimento aparente L e correspondente à altura de um testemunho, conforme Figura 3.9 abaixo, diferentemente da Equação (3.41), que considera o quadrado da relação ou $\tau = (L_R/L)^2$.

$$\tau = \left(\frac{L_h}{L} \right) \quad (3.45)$$

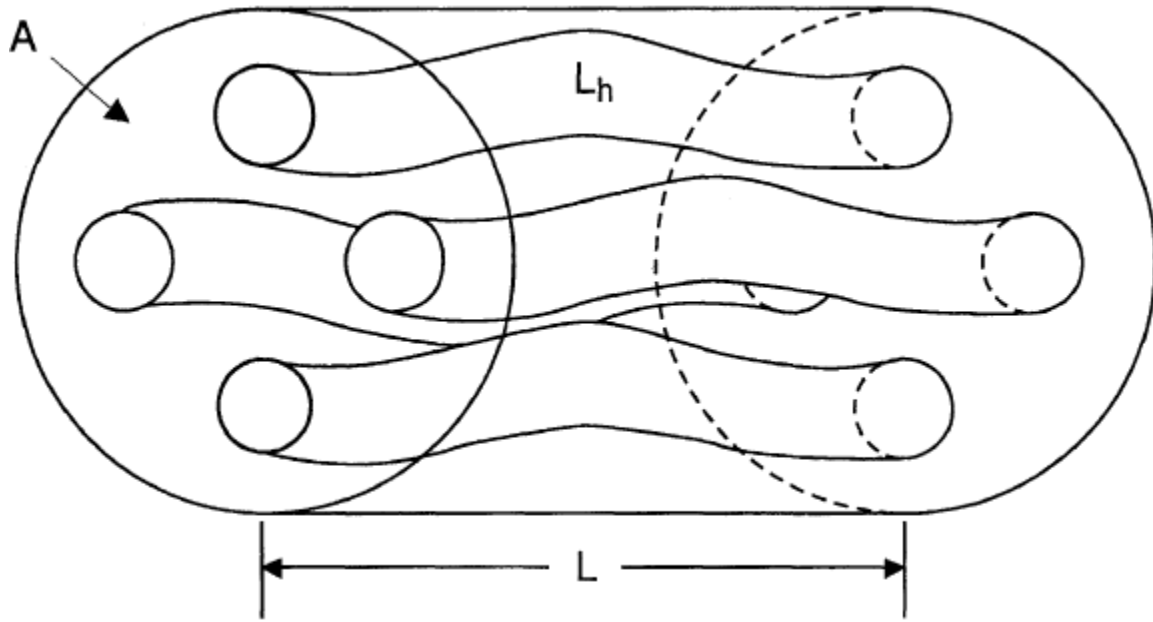


Figura 3.9. Modelagem de um fluxo hidráulico nos tubos capilares de uma amostra ou testemunho (Civan 6,2007).

a.4 Tortuosidade da Geometria.

Na geometria, a tortuosidade tem mais a ver com a curvatura de uma curva, com dimensão de $[L^{-1}]$, definida como curvatura $\rho = 1/\text{Raio}$. Ou seja, quando menor o raio de uma curva, teoricamente maior seria a sua curvatura e conseqüentemente seria mais tortuosa e portanto com uma maior tortuosidade. Quanto maior este raio menor a curvatura, e que se num raio igual ao infinito é que teríamos uma curva com uma curvatura nula e portanto com uma tortuosidade unitária, e para o nosso caso com o caminho de fluxo aparente igual ao caminho de fluxo real.

A partir da Figura 3.10, fica mais fácil entender o conceito. Para o caso em que L_R é igual a $L=2R$, temos $\tau_1=1$. Para o caso em que $L_R=2\pi R/2$ (comprimento da metade de uma circunferência) e o comprimento real $L=2R$ ou igual ao seu diâmetro, temos $\tau_2 = (\pi/2)^2 = 2,4674$. Ou seja: numa curva com um comprimento $L_R=(\pi/2)L$ é que a tortuosidade é aumentada em 2,4674 vezes, e o L_R em 1,5708 vezes ou $\pi/2$ vezes o comprimento original de L . No limite da tortuosidade ou com um valor igual a $\tau_3 = 5$ (segundo a constante de Kozeny, e que levaria a um fator de forma $K_o = 1$, é que teremos uma curva $L_R=L\sqrt{5}$. Ou seja, teremos uma curva de comprimento real de no máximo 2,2361 vezes o comprimento original

L. Generalizando poderemos ainda escrever a partir de $\tau = (L_R/L)^2$, que $L_R = L\sqrt{\tau}$, o que fica fácil entender que unicamente quando $L_R = L$ é que a tortuosidade é igual a 1,0, e que não teria sentido uma tortuosidade menor do que a unidade, conforme o conceito da constante **a** na Equação de Archie (3.33 e 3.34) ou *tortuosidade resistiva*, que tem valores de $a = 0,62$ para algumas formações de arenito.

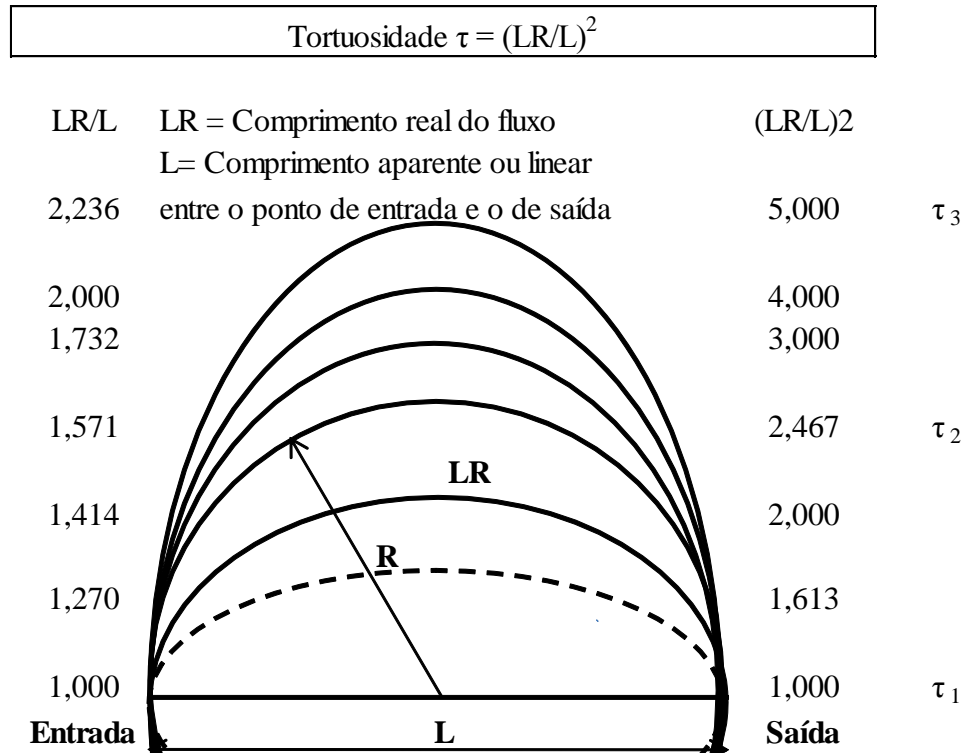


Figura 3.10. Variabilidade da tortuosidade na geometria, modelagem.

a.5 Tortuosidade da Perfuração Direcional.

A tortuosidade de um poço na perfuração direcional é definida a partir do conceito de DLS (*dog leg severity*) na unidade de ($^{\circ}/100$ ft), o que mede o quanto a trajetória de um poço varia em inclinação (taxa de *build*) e em direção (taxa de *turn*, variação do azimute) para cada 100 ft ou 30 m de avanço ou trecho perfurado na profundidade medida, ou ainda ou em ($^{\circ}/30$ m).

O DLS ($^{\circ}/30$ m) é usado no acompanhamento da trajetória de um poço, onde as fotos ou registros direcionais de dois pontos seguidos fornecem as informações de inclinação, direção e profundidade medida, onde um método de cálculo da trajetória escolhido fará a

união dessas fotos calculando os valores de profundidades verticais e os afastamentos NS=norte/sul e EW=leste/oeste a partir da cabeça de poço.

Sendo I1, D1 e M1, a inclinação I1 e a direção D1 numa determinada profundidade medida M1; e I2, D2 e M2 a inclinação I2 e a direção D2 numa determinada profundidade medida M2, o DLS (°/30m) pode ser calculado pela fórmula de Lubinski (Anadri/Schlumberger, 1989),

$$DLS_{Lubinski} = \left(\frac{30}{\Delta M} \right) \cdot 2 \cdot \arcsen \left[\left(\sen \frac{\Delta I}{2} \right)^2 + \left(\sen \frac{\Delta D}{2} \right)^2 \cdot \sen I1 \cdot \sen I2 \right] \quad (3.46)$$

Ou ainda pela fórmula de Taylor (1972),

$$DLS_{Taylor} = \left(\frac{30}{\Delta M} \right) \cdot \arccos \{ \cos \Delta I - [\sen I1 \cdot \sen I2 \cdot (1 - \cos \Delta D)] \} \quad (3.47)$$

O DLS ou *build up rate* (BUR), seria o ganho de ângulo em graus de 1° para cada 30 metros de poço perfurado, o que equivale para um arco de circunferência de 360° ou 2πR a um raio de curvatura R ou *radius of curvature* (ROC) de,

$$\begin{array}{lcl} 30 \text{ (m)} & - & \text{DLS (}^\circ\text{)} \\ 2\pi R \text{ (m)} & - & 360 \text{ (}^\circ\text{)} \end{array}$$

$$R = \left(\frac{30 \cdot 360}{2\pi \text{DLS}} \right), \text{ ou } ROC = \frac{1719}{\text{DLS}} \quad (3.48)$$

Para um DLS em (°/30m), teremos um ROC em (m).

Especificamente e para o nosso caso de uma *tortuosidade microscópica*, definiremos uma tortuosidade ou DLS na unidade de (°/30μm), significando uma tortuosidade de (1°/30μm).

Para a *tortuosidade dinâmica* que é o nosso interesse, tomaremos o comprimento de arco com um DLS unitário e igual a (1°/30 μm) como o DLS de referência ou para uma tortuosidade unitária e **relativa** (portanto sem unidade), o que equivale a um ROC de 1719 μm, aplicando a Equação (3.48), que seria o comprimento aparente de referência.

Analogamente, para uma tortuosidade geológica real **a** ou fornecida pela Geologia (também sem unidade), teremos um $ROC(a) = 1719/a$, comprimento real do fluxo dinâmico.

A partir da definição de tortuosidade dinâmica e relativa como sendo $\tau_{relativa} = L_{Real}/L_{Aparente}$ (sem unidade), encontramos

$$\tau_{relativa} = \frac{2\pi ROC(a)}{2\pi ROC} (\tau=1, \text{ ou } ROC=1719 \mu m) = \left(\frac{1719}{a}\right) \cdot \left(\frac{1}{1719}\right) = \frac{1}{a}$$

$$\tau_{relativa} = \frac{1}{a} \tag{3.49}$$

A partir dessa equação, já faz um pouco de sentido o cálculo da tortuosidade de fluxo ou dinâmica a partir do coeficiente litológico de Archie, valores fornecidos pela Geologia e que pertencem ao intervalo **a** e **(0,62;1,1)** na bacia Ceará-Potiguar, levando a tortuosidade dinâmica e relativa τ em ($^{\circ}/30 \mu m$) a ficar no intervalo τ e (1,613;0,909), mas ainda com valores reais encontrados abaixo da unidade, o que ainda não convence fisicamente para o conceito esperado de uma tortuosidade dinâmica.

A Equação (3.49), tem sua robustez para essa dissertação, a partir do momento em que considera um comprimento L_R ou real em três dimensões (3D), pois o cálculo do DLS ($^{\circ}/30\mu m$) pode ser obtido a partir do cálculo ou variação de inclinações nos planos verticais (ΔI) e de direções nos planos horizontais (ΔD), com taxas de ganho de direção na vertical ou *build up* ($^{\circ}/30\mu m$) e taxas de ganho na horizontal ou *turn* ($^{\circ}/30\mu m$).

Faz sentido entender a tortuosidade como um DLS($^{\circ}/30\mu m$) *microscópico*, pois a tortuosidade visa identificar a resistência ao fluxo – e essa resistência não ocorre no plano e sim no espaço, pois o fluido em movimento nos poros é vítima do atrito lateral nas três dimensões e na mudança de direção nos três eixos *x*, *y* e *z*, atrito este que é quem aplica as perdas de pressão por inércia e devida às altas velocidades; e ainda este DLS é calculado exatamente considerando essa variabilidade na vertical (taxa de *build*) e na horizontal (taxa de *turn*), e tem dimensão física coerente com a prática e literatura ou [Grau.L⁻¹].

Fisicamente faz sentido, uma vez que $a=0,62$, fornece uma tortuosidade de $\tau=1,6129$; o que é identifica uma curva L_R de comprimento $LR=1,27.L$ (*exatamente uma curva média* entre uma linha reta e igual a $LR=1.L$ ($\tau=1$) e uma semicircunferência de comprimento $LR=1,5708.L$, que tem tortuosidade igual a $\tau=2,4674$), considerando tudo num plano ou em 2D, conforme Figura 3.10, linha tracejada.

a.6 Tortuosidade a partir do raio médio poroso r_p (μm) de um capilar.

A partir da Equação (3.49) ainda encontramos valores para a nossa tortuosidade dinâmica abaixo de zero, o que pela Figura 3.9 ainda deixa uma parcela de dúvidas ou com um convencimento físico incompleto. Continuando com uma insistência ou uma busca de um valor fisicamente mais convincente, observamos na Figura 3.11 abaixo que:

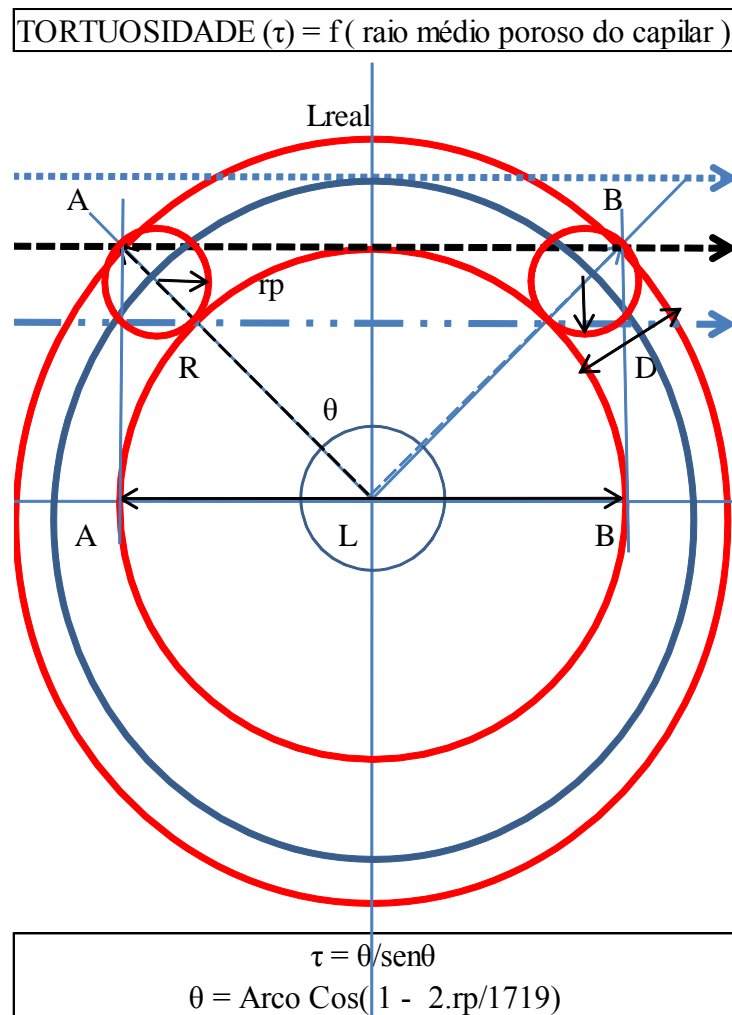


Figura 3.11. Imagem e cálculo da tortuosidade dinâmica a partir do raio médio poroso de um capilar de diâmetro $D = 2 \cdot r_p$.

Pela Figura 3.11, observamos que uma frente de fluxo com vazão q (ml/min) seguirá uma trajetória de,

L, segmento de reta AB, caminho preferencial do fluxo e comprimento aparente da trajetória de um fluxo em linha reta AB;

Lreal, segmento de arco AB e comprimento real da trajetória de fluxo em linha curva AB;

R, raio da micro curva ou trajetória de fluxo, sendo R igual a 1719 μm para uma tortuosidade unitária de $1^\circ/30 \mu\text{m}$, pela Equação (3.48), e aplicando os conceitos da perfuração direcional.

D, diâmetro do meio poroso, $D=2.\text{raio poroso}$ ou $D = 2. rp$

A partir dessas considerações, concluímos que:

01. Para $R - R\cos\theta < D$, Tortuosidade > 1 , pois $L_{\text{real}}/L > 1$ e tende a cair **até 1**, maior perda de carga pelo atrito lateral maior nas paredes do capilar, e uma *menor* permeabilidade;

02. Para $R - R\cos\theta = D$, Tortuosidade unitária é igual a 1, pois $L_{\text{real}}/L = 1$;

03. Para $R - R\cos\theta > D$, Tortuosidade continua > 1 , pois $L_{\text{real}}/L > 1$ e continua subindo, bem acima de 1 e ainda tendendo a crescer com uma menor perda de carga pelo atrito lateral menor junto às paredes do capilar, e portanto com uma *maior* permeabilidade.

Observa-se que quanto menor D em relação a Lreal, mais LR se aproxima de L, tortuosidade tende a $L_{\text{real}}/L=1$, para o ângulo $\theta = 0$.

Quanto maior D em relação a Lreal, mais Lreal se afasta de L, tortuosidade tende a $L_{\text{real}}/L > 1$, e com valor igual $L_{\text{real}}/L=1,571$, o θ tende a $\pi/2$ ou a uma semicircunferência.

A partir da definição de tortuosidade dinâmica (que é o nosso interesse) e dada pela Equação (3.45) e Figura 3.9, chegamos a :

$$TORTUOSIDADE = \frac{L_{\text{real}} (\text{arco AB})}{2R\text{sen}\theta(\text{reta AB})}$$

$$\text{Mas, } \frac{L_{\text{real}}}{2} = R\theta, \text{ ou } L_{\text{real}} = 2R\theta$$

$$\text{Ou a TORTUOSIDADE} = \frac{2R\theta}{2R\text{sen } \theta} = \frac{\theta}{\text{sen } \theta}$$

E a partir de:

$$R - R\cos\theta = D$$

$$R(1 - \cos\theta) = 2 \cdot r_p$$

$$1719 (1 - \cos\theta) = 2 \cdot r_p, \text{ encontramos}$$

$$\theta = \text{Arco Cos}\left(1 - \frac{2 \cdot r_p}{1719}\right) \quad (3.50)$$

e finalmente,

$$\tau = \frac{\theta}{\text{sen}\theta} \quad (3.51)$$

Portanto, uma vez conhecida a permeabilidade e a porosidade efetivas de uma formação, poderemos encontrar o valor do raio médio poroso $r_p(\mu\text{m})$ pela Equação (3.44) e finalmente a *tortuosidade dinâmica* τ da formação com a equação (3.51) que leva a valores necessariamente acima da unidade, fazendo sentido fisicamente e atendendo aos conceitos postulados nas Figuras 3.10 e 3.11 para uma tortuosidade dinâmica, conforme resultados na Tabela 4.4 para os oito poços de estudo, sendo esta uma contribuição a mais desse estudo.

b. Fator de fluxo inercial do reboco e da formação (β_c e β_f).

O nosso objetivo nessa dissertação é estimar o *tempo dinâmico* de formação de um reboco de uma determinada espessura $\delta(\text{cm})$ e a *permeabilidade desse reboco* $K_c(\text{mD})$, a partir de uma determinada vazão dinâmica média entre q_{ND} e q_D , e ainda estimar este mesmo *tempo estático* a partir de q_D , as vazões de fluxo q_{ND} e q_D e finalmente os filtrados acumulados, dinâmico e estático, nesses intervalos de tempo e a partir dessas duas vazões.

Só que esses tempos já definidos pelas Equações (3.29) e (3.30), são calculados pela fórmula de Bácsara ou solução de uma *equação do segundo grau* por

$$x = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

Para isso precisaremos encontrar os coeficientes a, b e c depois de igualar as Equações (3.27) e (3.28).

Tais coeficientes são fortemente dependentes dos fatores inerciais de fluxo β_c (fator beta do reboco) e β_f (fator beta da formação).

Portanto, é importantíssimo uma análise do cálculo desses dois fatores.

b.1 Equações de Civan .

Civan sugere duas equações para o cálculo de beta, que dependem da unidade das demais variáveis, estimadas a partir de Liu et al.(1995), (Civan 1, Faruk, 2007).

Para o caso da permeabilidade K em (Darcy), porosidade ϕ (fração decimal) e tortuosidade (adimensional), teremos beta em (cm^{-1}) :

$$\beta = 2,92 \times 10^4 \cdot \left(\frac{\tau}{\phi K} \right) \quad (3.50)$$

Para o caso da permeabilidade K em (mD), porosidade ϕ (fração decimal) e tortuosidade (adimensional), teremos beta em (ft^{-1}) :

$$\beta = 8,91 \times 10^8 \cdot \left(\frac{\tau}{\phi K} \right) \quad (3.51)$$

b.2 Equações Diversas.

Na literatura encontramos o cálculo de beta a partir equações unicamente em função da permeabilidade K e da porosidade ϕ , como também em função de K, ϕ e τ (Amao, 2007).

Como função apenas de K e de ϕ , temos a equação de Ergun baseada em experimentos e em dados da literatura (Innocentini, M. et al., 2002; Amao, 2007).

$$\beta = ab^{-1/2} (10^{-8} K)^{-1/2} \phi^{-3/2} \quad (3.52)$$

Com $a=1,75$; $b=150$, K em Darcy e β em (cm^{-1}) .

E ainda

$$\beta = 1,59 \times 10^3 K^{-0,5} \phi^{-5,5} \quad (3.53)$$

Há ainda a correlação de Liu Xinghui (Liu, X.; 1995), que também estima β (cm^{-1}) apenas em função da porosidade e da permeabilidade (Darcy).

$$\beta = \frac{4,214 \times 10^4}{\phi^1 k^{1,021}} \quad (3.54)$$

Encontramos ainda equações como função de K, ϕ e τ , onde temos a equação de Thauvin et al. (Amao, 2007), assim definida

$$\beta = \frac{1,55 \times 10^4 \tau^{3,35}}{\phi^{0,29} k^{0,985}} \quad (3.55)$$

Com K em Darcy e β em (cm^{-1}) .

b.3 Ajustes.

Conforme Tabelas 3.1 e 3.2, as equações anteriores e mais duas oriundas das mesmas fontes de pesquisa (Amao, 2007), foram usadas com os valores de K, ϕ e τ devidamente ajustados, segundo dados já comentados. Foram calculados os fatores β_c (fator de fluxo inercial para um reboco de permeabilidade K_c) e β_f (fator de fluxo inercial da formação de permeabilidade K_f) para o Poço 1, que tem uma permeabilidade efetiva de 9,80 mD e um

porosidade de 14%, com as *equações originais* e com as mesmas *equações ajustadas*, conforme Tabelas 3.1 a 3.2 e Figuras 3.12 e 3.13.

Tabela 3.1. Equações e resultados de cálculos para os fatores β_c e β_f com as equações originais.

Nº Correlação	Cálculo de β (cm ⁻¹)		Equação Original	Unidades		
				K, permeabilidade	ϕ , porosidade	τ , tortuosidade
01. Liu et al.	β_c (cm ⁻¹)	3.755.406.467,50	$\beta = 2,92 \times 10^{-4} \cdot \left(\frac{\tau}{\phi K}\right)$			
	β_f (cm ⁻¹)	21.274.709,24		Darcy, D	fração decimal	adimensional
02. Egun`s	β_c (cm ⁻¹)	3.659.643,57	$\beta = 1,75 \times (150)^{-1/2} (10^{-8} K)^{-1/2} \phi^{-3/2}$	Darcy, D	fração decimal	
	β_f (cm ⁻¹)	275.449,59				
03. Amao, 9	β_c (cm ⁻¹)	1.578.322,3124	$\beta = \frac{1}{(0,3048)} \cdot \frac{1}{\phi} \sqrt{\frac{1,8 \times 10^9}{K \cdot \phi}}$	mD	fração decimal	
	β_f (cm ⁻¹)	118.795,2396				
04. Amao, 8	β_c (cm ⁻¹)	3.659.643,5718	$\beta = \frac{1}{\phi} \sqrt{\frac{245 \times 10^8}{12 \cdot K \cdot \phi}}$	mD	fração decimal	
	β_f (cm ⁻¹)	275.449,5907				
05. Thauvin et al.	β_c (cm ⁻¹)	426.404.688,58	$\beta = \frac{1,55 \times 10^4 \tau^{3,35}}{\phi^{0,29} k^{0,985}}$	Darcy, D	fração decimal	adimensional
	β_f (cm ⁻¹)	2.610.541,22				
06. Liu et al.	β_c (cm ⁻¹)	3.759.558.437,76	$\beta = 8,91 \times 10^{-8} \cdot \left(\frac{\tau}{\phi K}\right)$			
	β_f (cm ⁻¹)	21.298.230,52				
	β_c (ft ⁻¹)	114.591.341.182,88		mD	fração decimal	adimensional
	β_f (ft ⁻¹)	649.170.066,29				
07. Liu, X.	β_c (cm ⁻¹)	6.655.859.679,48	$\beta = \frac{4,214 \times 10^4}{\phi^1 k^{1,021}}$	Darcy, D	fração decimal	
	β_f (cm ⁻¹)	33.824.250,45				

Tabela 3.2. Equações e resultados de cálculos para os fatores β_c , β_f e β_c / β_f , com as equações **originais**, detalhes de médias e variabilidades (desvios padrões).

Correlação	β_c (cm ⁻¹)	β_f (cm ⁻¹)	β_c/β_f	$\beta_c \cdot \sqrt{Kc} = \beta_f \cdot \sqrt{Kf} = \text{Constante ?}$
Liu et al.	3.755.406.467,50	21.274.709,24	176,520	885153367,293
Egun`s	3.659.643,57	275.449,59	13,286	862581,949
Amao,9	1.578.322,31	118.795,24	13,286	372012,277
Amao,8	3.659.643,57	275.449,59	13,286	862581,949
Thauvin et al.	406.018.280,05	2.550.868,89	159,169	95698947,871
Evans et al.	3.759.558.437,76	21.298.230,52	176,520	886131991,175
Liu, X.	6.655.859.679,48	33.824.250,45	196,778	1568793327,304
Média β_c	2.083.677.210,61			
Desvio β_c	2.655.520.368,05			
Média β_f		11373964,8	106,978	
Desvio β_f		13852864,1	88,312	

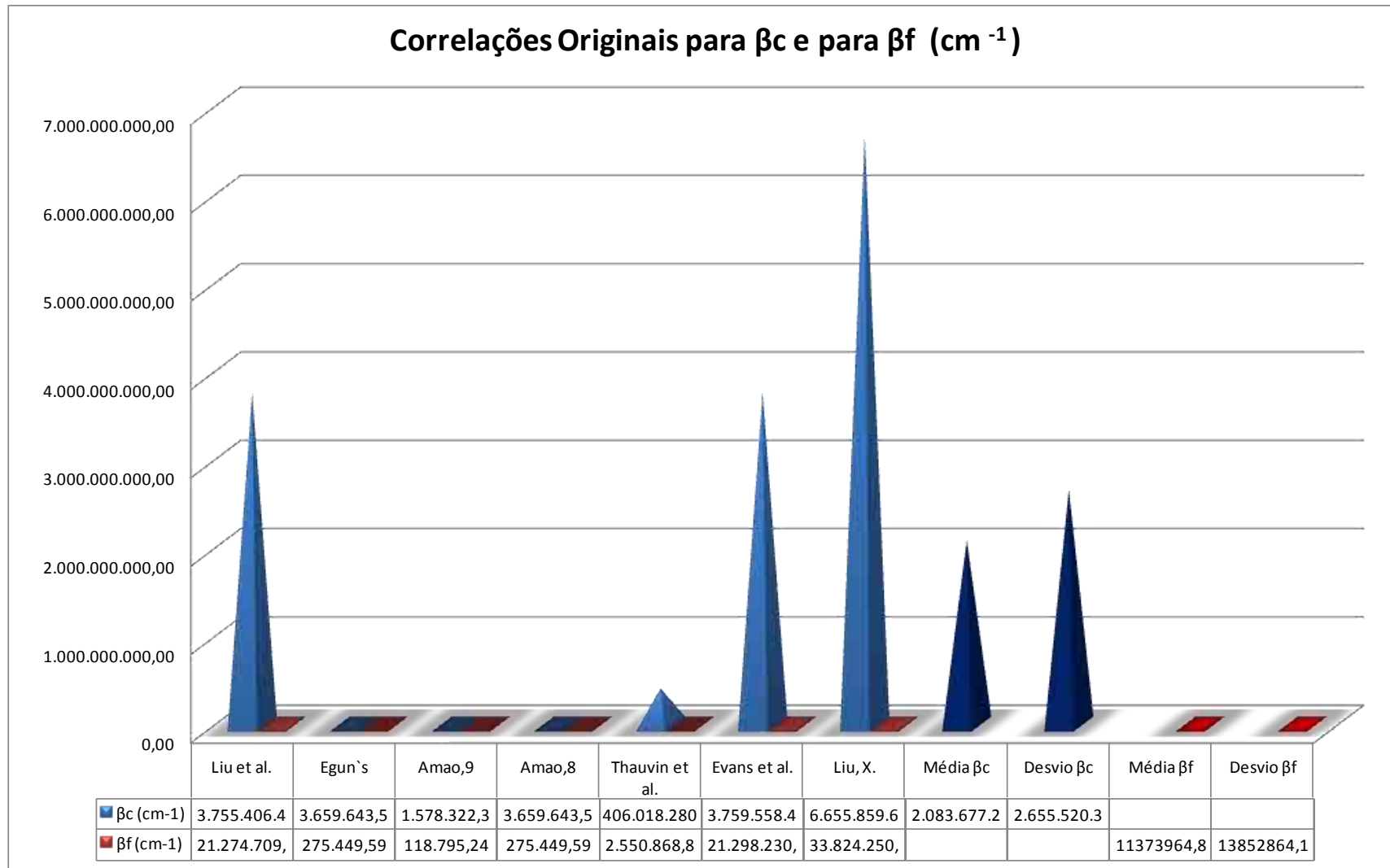


Figura 3.12. Valores de β_c , e β_f a partir das equações **originais**. Observam-se altas variabilidades e desvios acima das médias.

Para os resultados das equações originais, observa-se uma variabilidade alta e uma relação β_c / β_f também com uma mesma alta variabilidade, além de um desvio padrão bem maior do que a própria média. Parte das equações foram ajustadas – equações 01, 05, 06 e 07 (corrigidas para uma entrada de dados coerente da permeabilidade que tem unidade de $[L^2]$, e portanto sua raiz quadrada passa a ter unidade correta ou $[L]$), e as demais equações – ou equações 02, 03 e 04, permaneceram sem ajuste (uma vez que já usam na equação a unidade correta da permeabilidade ou a permeabilidade como dado de entrada numa equação já com raiz quadrada), onde isso visava confrontar resultados originais, e já validados experimentalmente (Amao, 2007), com os ajustados e dar segurança e confiabilidade aos ajustes nas demais equações.

Após os devidos ajustes, observam-se médias de β_c e de β_f dos valores encontrados com as equações ajustadas bem acima dos respectivos desvios padrões, uma menor variabilidade nos resultados das 7 equações ou correlações diferentes com uma mesma ordem de grandeza e, o que é mais importante e o que gera um maior impacto na confiabilidade dos resultados dessa modelagem de um DF, a relação β_c / β_f (importante e usada na Equação (3.28)) igual para todas as 7 equações e com um desvio padrão ou variabilidade *nula*, atestando que realmente as equações ajustadas passaram a fazer mais sentido fisicamente e dimensionalmente, conforme Tabelas 3.3 e 3.4 e Figuras 3.13 e 3.14.

Outra evidência forte de que os ajustes ficaram coerentes, é a relação entre o fator de fluxo inercial β (ou coeficiente de fluxo inercial) e a permeabilidade K (mD) que segue a equação,

$$\beta = \frac{\text{Constante}}{K^\alpha} \quad (5.2)$$

sendo α uma constante, para testes já validados de laboratório e para fluxos de gás (Dake, 1998). Pelas Tabelas 3.1 e 3.2, observa-se que antes dos ajustes ou com as equações originais, apenas as equações 02, 03 e 04 atendiam a este pré-requisito e, depois dos ajustes, as demais equações também passaram a atendê-lo.

Estes resultados para os fatores beta c e beta f e de acordo com a Equação (5.2) são importantes para essa modelagem de um DF, uma vez que na interface poço-formação e na iminência do fluxo no sentido poço-formação é que há altíssimas perdas de carga num fluxo não Darciano, e estes resultados beta c e beta f necessariamente precisam ser iguais, caso contrário não teremos o *início* e a *continuidade* da formação do reboco.

Tabela 3.3. Equações e resultados de cálculos para os fatores β_c e β_f , com as equações **ajustadas**.

Nº Correlação	Cálculo de β (cm ⁻¹)		Equação Ajustada	Unidades		
	β_c (cm ⁻¹)	β_f (cm ⁻¹)		K, permeabilidade	ϕ , porosidade	τ , tortuosidade
01. Liu et al.	β_c (cm ⁻¹)	1.110.608,361	$\beta = 3,09687652 \times 10^3 \sqrt{\left[\frac{\tau}{\phi K}\right]}$			
	β_f (cm ⁻¹)	83.591,916		Darcy, D	fração decimal	adimensional
02. Egun`s	β_c (cm ⁻¹)	3.659.643,572	$\beta = 1,75x(150)^{-1/2}(10^{-8}K)^{-1/2} \phi^{-3/2}$	Darcy, D	fração decimal	
	β_f (cm ⁻¹)	275.449,591				
03. Amao, 9	β_c (cm ⁻¹)	1.578.322,312	$\beta = \frac{1}{(0,3048)} \cdot \frac{1}{\phi} \sqrt{\frac{1,8x10^9}{K \cdot \phi}}$	mD	fração decimal	
	β_f (cm ⁻¹)	118.795,240				
04. Amao, 8	β_c (cm ⁻¹)	3.659.643,572	$\beta = \frac{1}{\phi} \sqrt{\frac{245x10^8}{12.K.\phi}}$	mD	fração decimal	
	β_f (cm ⁻¹)	275.449,591				
05. Thauvin et al.	β_c (cm ⁻¹)	691.721,731	$\beta = 0,25x1,55x10^{-4} \cdot \sqrt{\frac{\tau^{3,35}}{K \cdot \phi^{0,29}}}$	Darcy, D	fração decimal	adimensional
	β_f (cm ⁻¹)	52.063,668				
06. Liu et al.	β_c (cm ⁻¹)	1.110.608,361	$\beta = \sqrt{8,91x10^{12}} \cdot \sqrt{\left[\frac{\tau}{\phi K}\right]}$			
	β_f (cm ⁻¹)	83.591,916				
	β_c (ft ⁻¹)	33.851.342,836		mD	fração decimal	adimensional
	β_f (ft ⁻¹)	2.547.881,603				
07. Liu, X.	β_c (cm ⁻¹)	1.511.015,563	$\beta = \frac{4,214x10^4}{\sqrt{K \cdot \phi}}$	Darcy, D	fração decimal	
	β_f (cm ⁻¹)	113.729,277				

Tabela 3.4. Equações e resultados de cálculos para os fatores β_c , β_f e β_c / β_f , com as equações **ajustadas** e detalhes de médias e variabilidades (desvios padrões), e principalmente uma variabilidade *nula* para a relação β_c / β_f .

Correlação	β_c (cm ⁻¹)	β_f (cm ⁻¹)	β_c/β_f	$\beta_c \cdot \sqrt{Kc} = \beta_f \cdot \sqrt{Kf} = \text{Constante !}$	
Liu et al.	1.110.608,36	83.591,92	13,2860737315	261771,592	261771,592
Egun`s	3.659.643,57	275.449,59	13,2860737315	862581,949	862581,949
Amao,9	1.578.322,31	118.795,24	13,2860737315	372012,277	372012,277
Amao,8	3.659.643,57	275.449,59	13,2860737315	862581,949	862581,949
Thauvin et al.	691.721,73	52.063,67	13,2860737315	163039,560	163039,560
Evans et al.	1.110.608,36	83.591,92	13,2860737315	261771,592	261771,592
Liu, X.	1.511.015,56	113.729,28	13,2860737315	356148,003	356148,003
Média β_c	1.903.080,50				
Desvio β_c	1.235.153,48				
Média β_f		143238,7	13,2860737315		
Desvio β_f		92966,0	0,000		

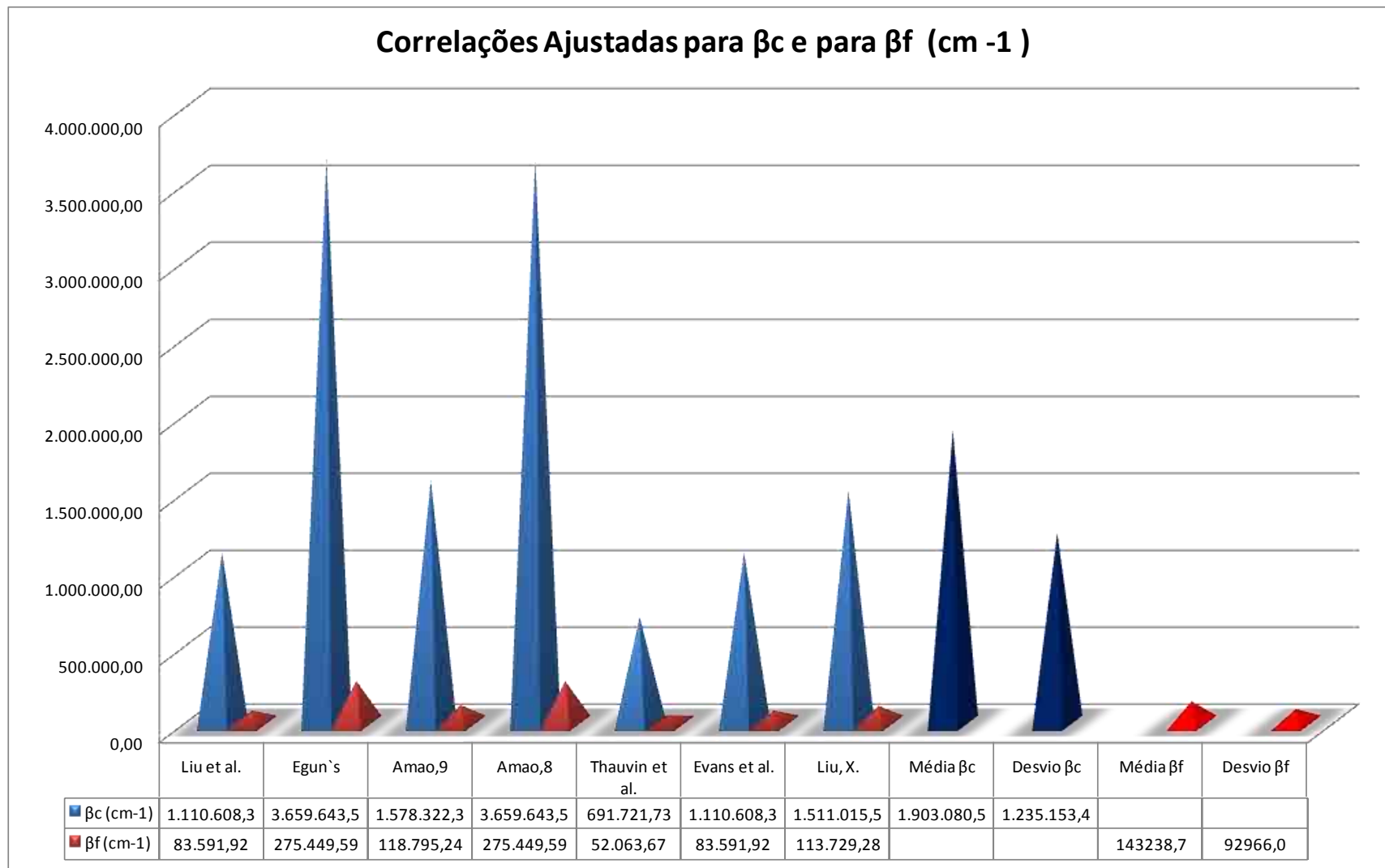
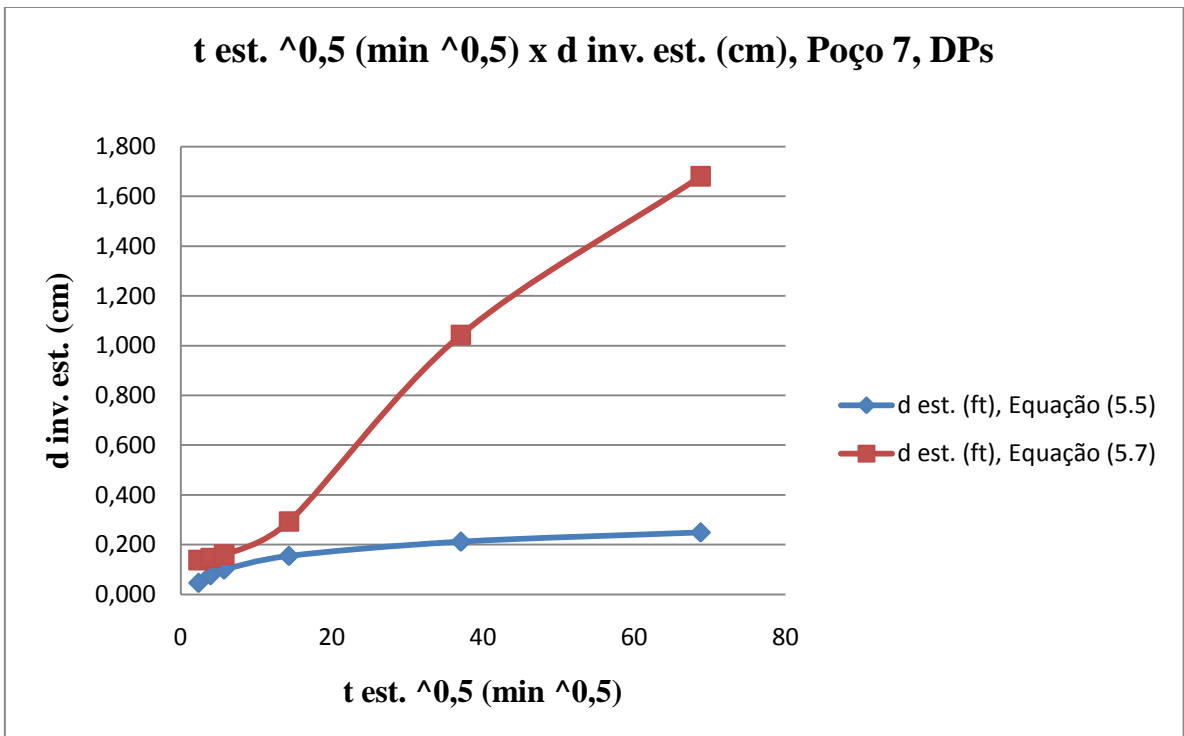
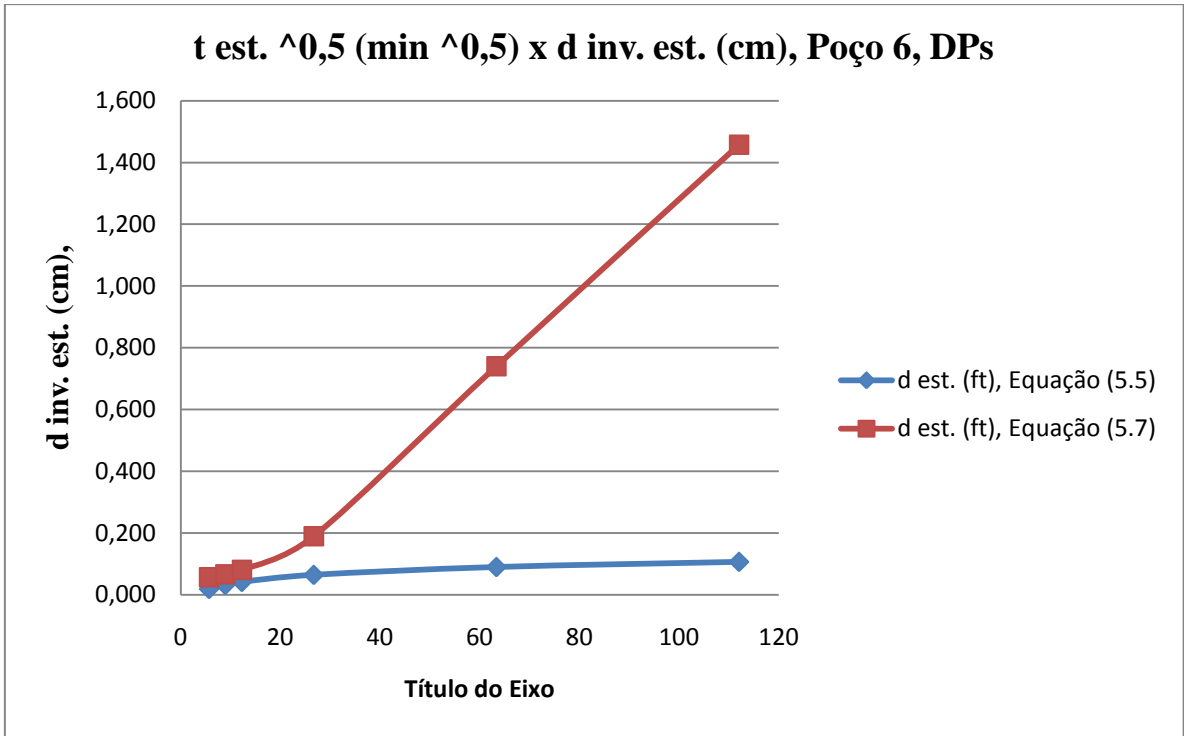


Figura 3.13. Valores de β_c e β_f a partir das equações **ajustadas**. Observam-se baixas variabilidades e desvios coerentes com as médias.



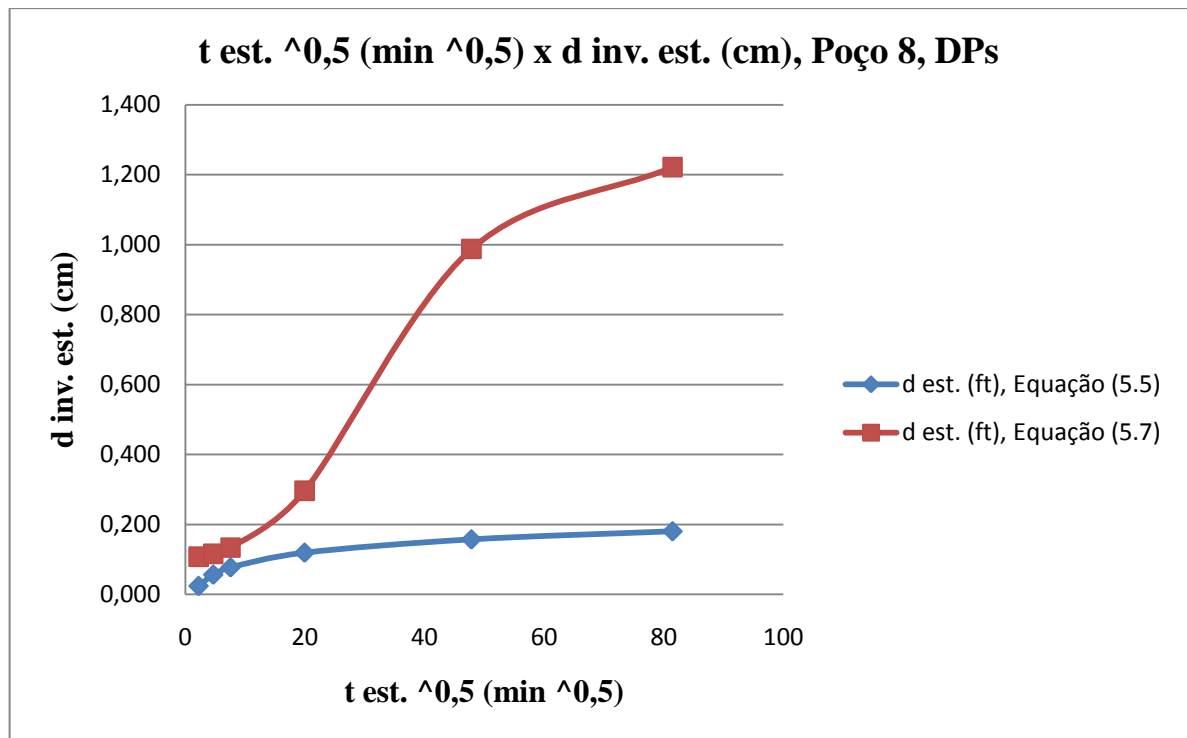
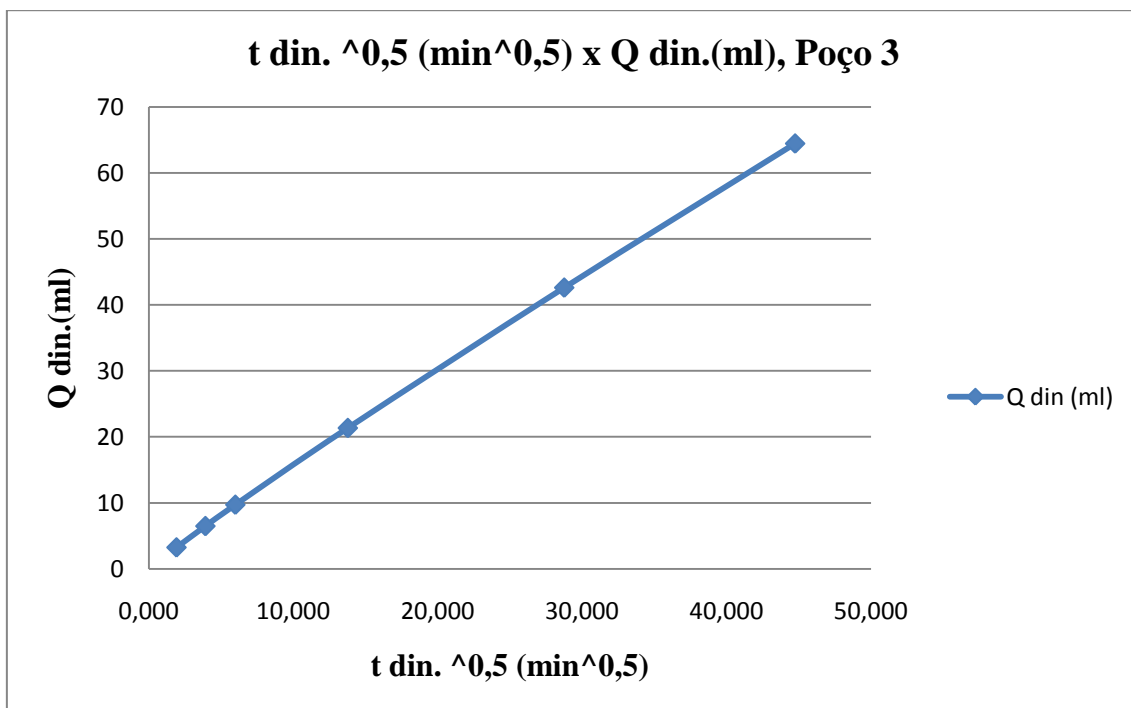
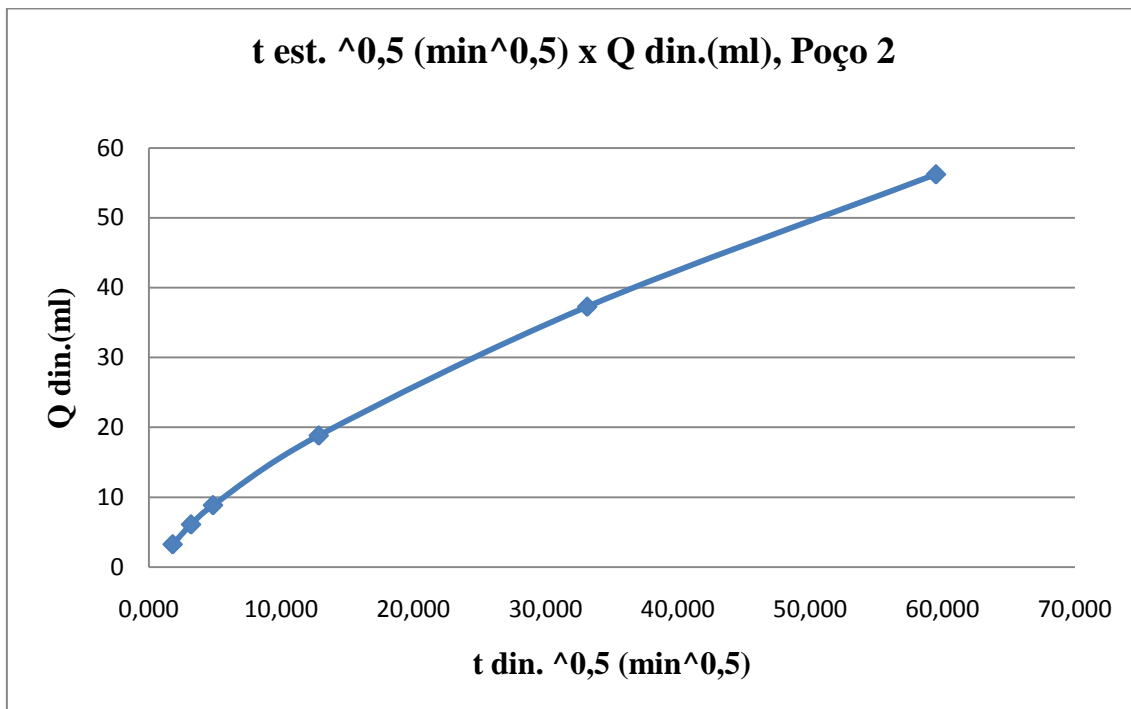
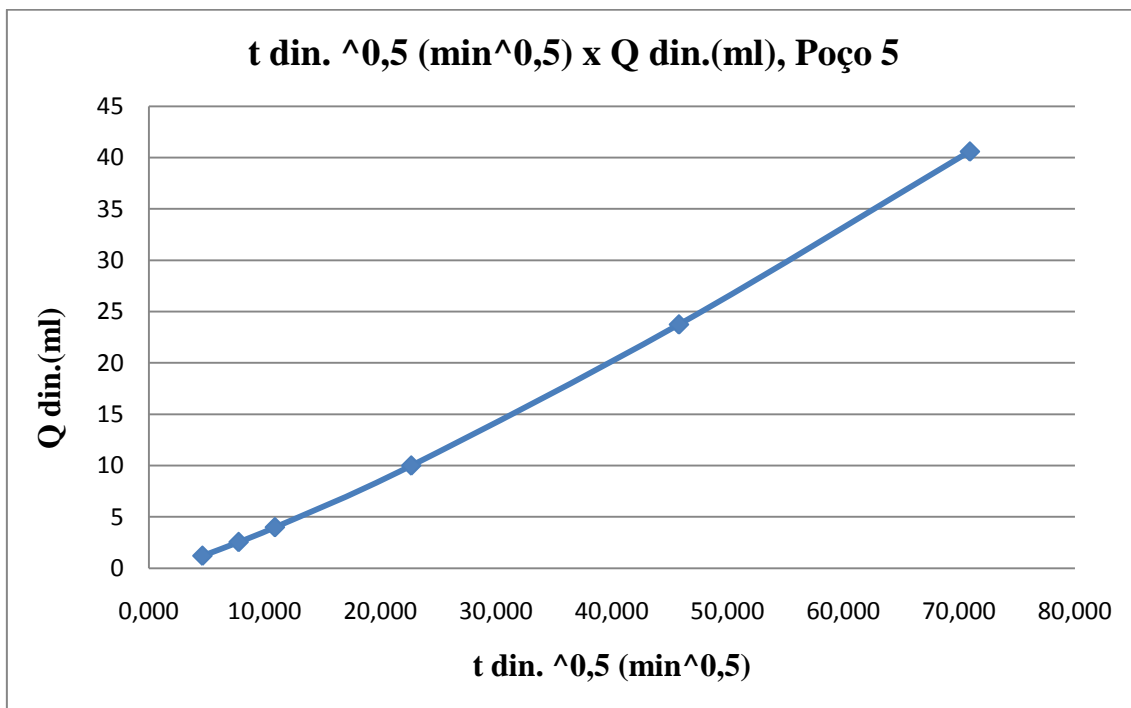
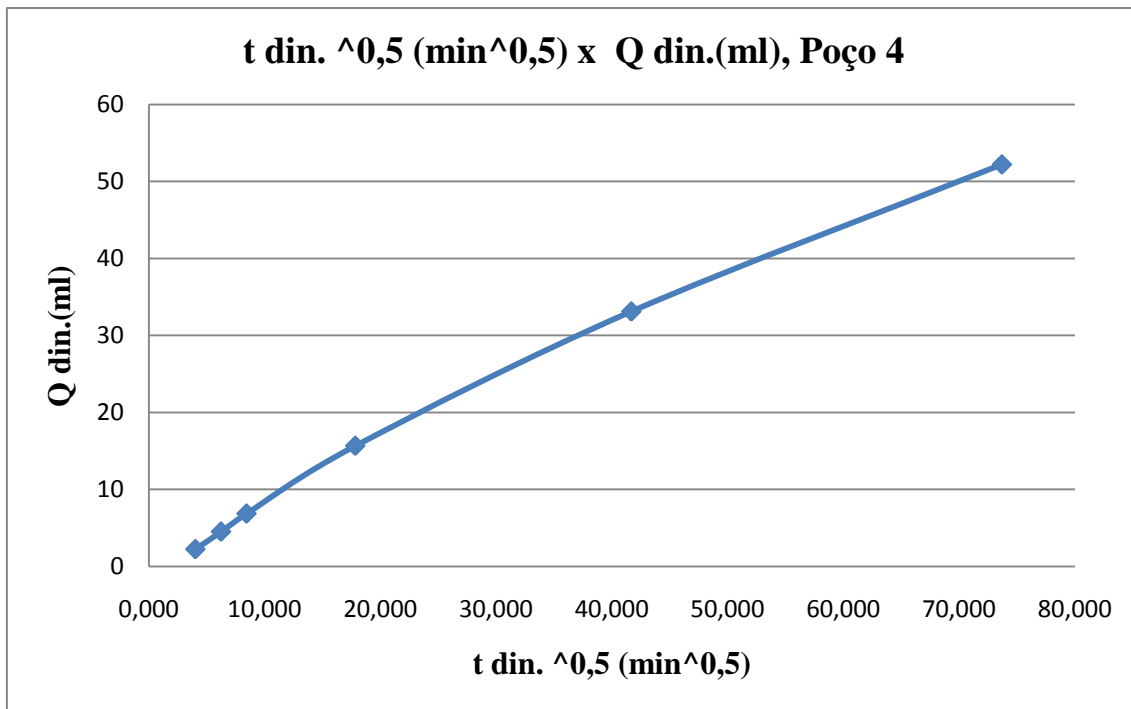
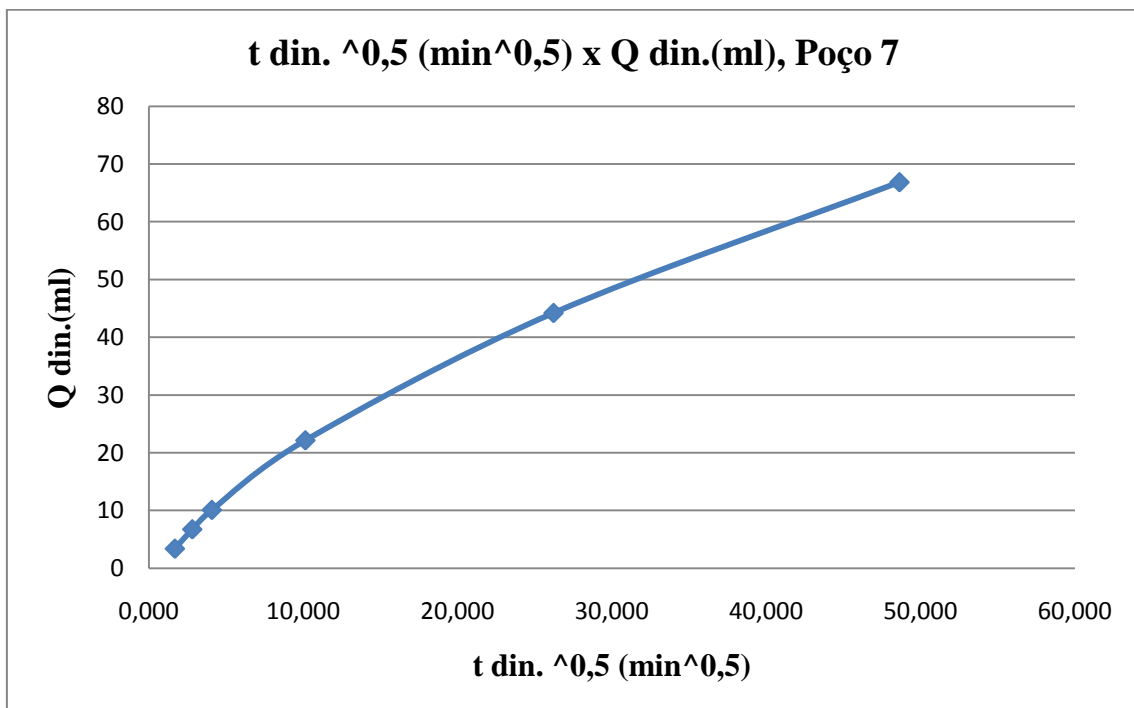
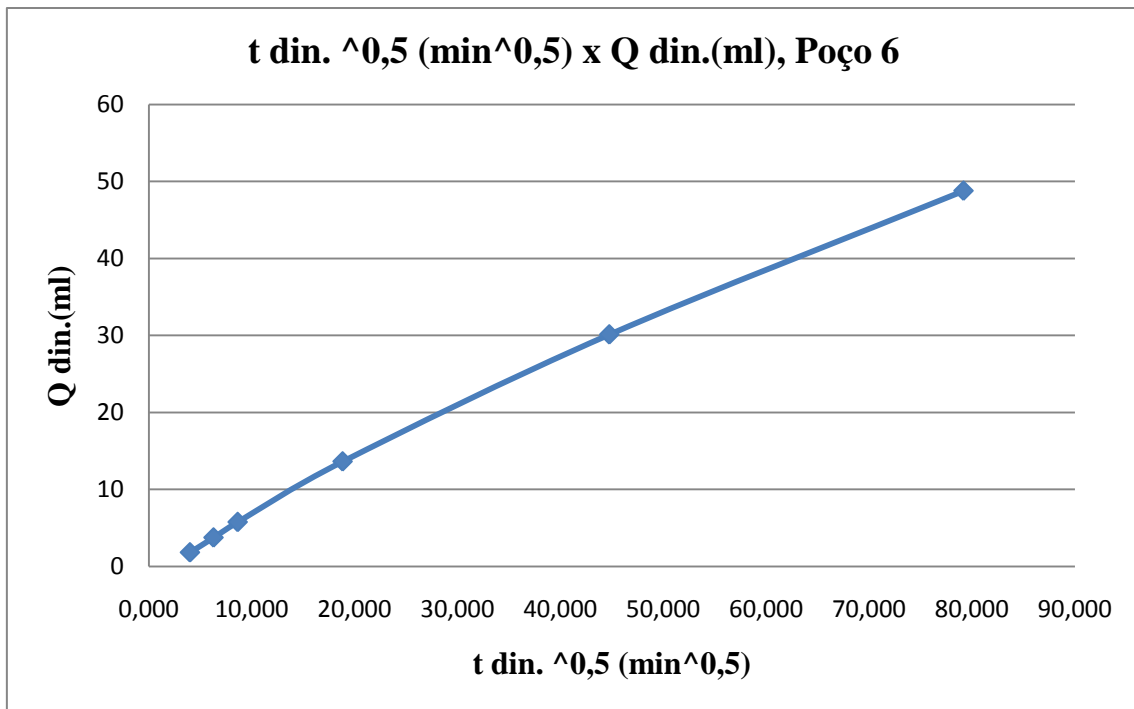


Figura 5.27.2 Gráficos da raiz (tempo estático de formação do reboco) (min)^{0,5} x profundidade de invasão d(cm), para os DPs, Poços 2 a 8.







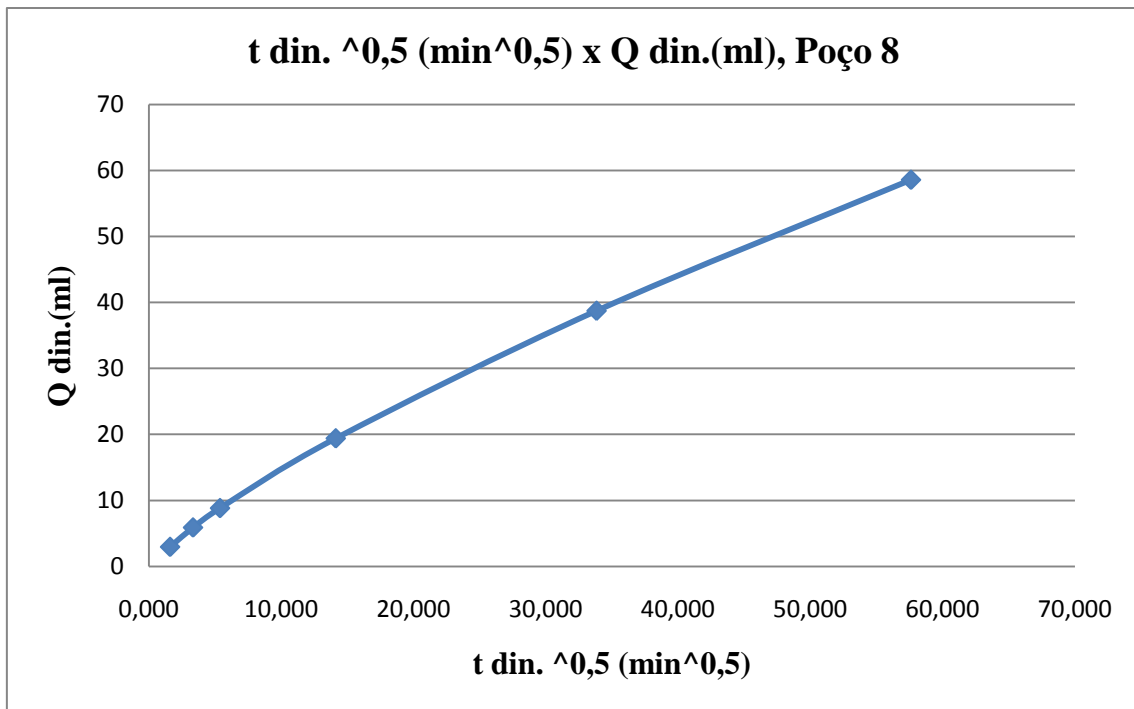
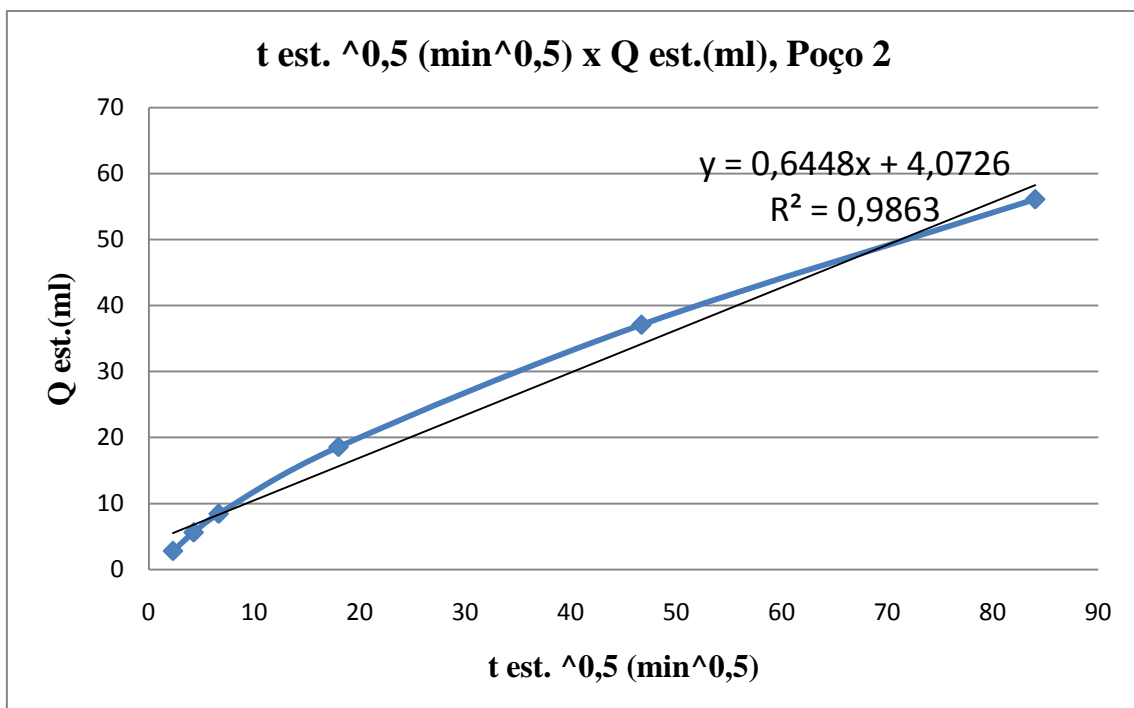
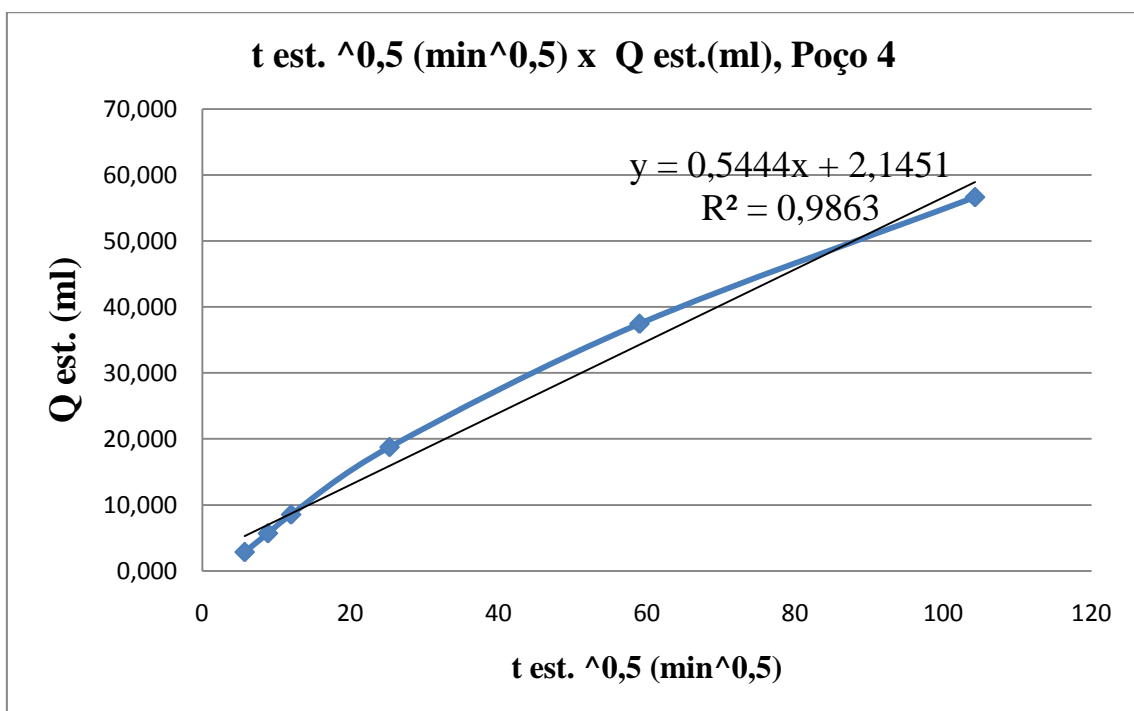
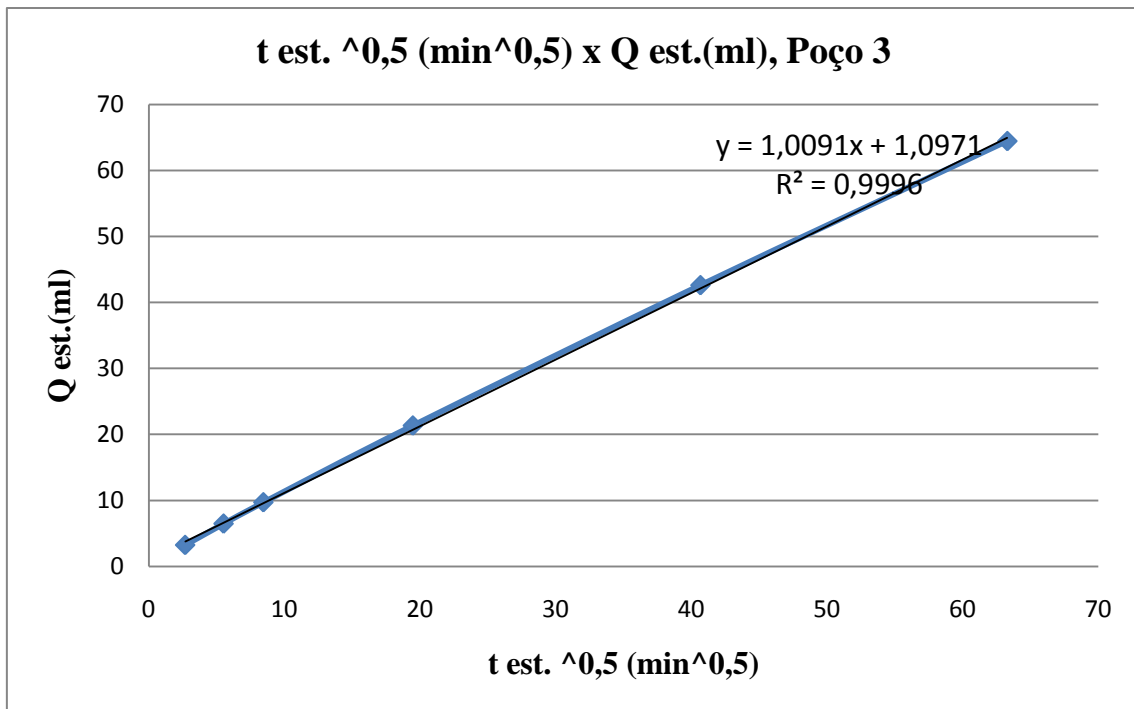
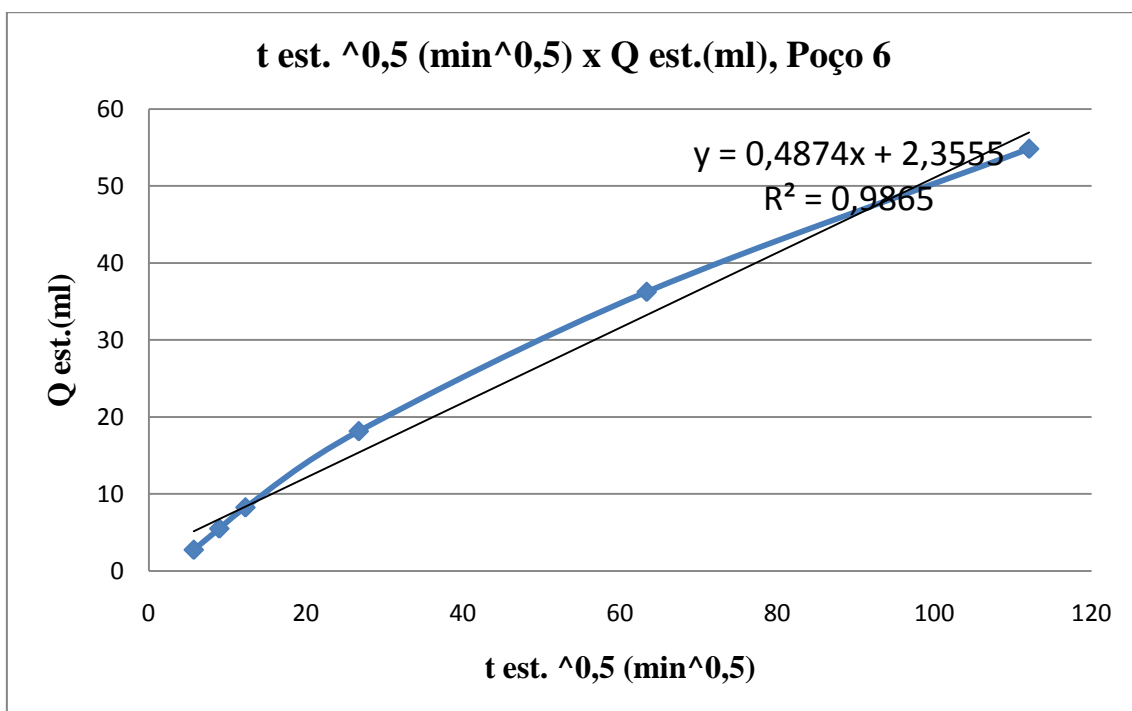
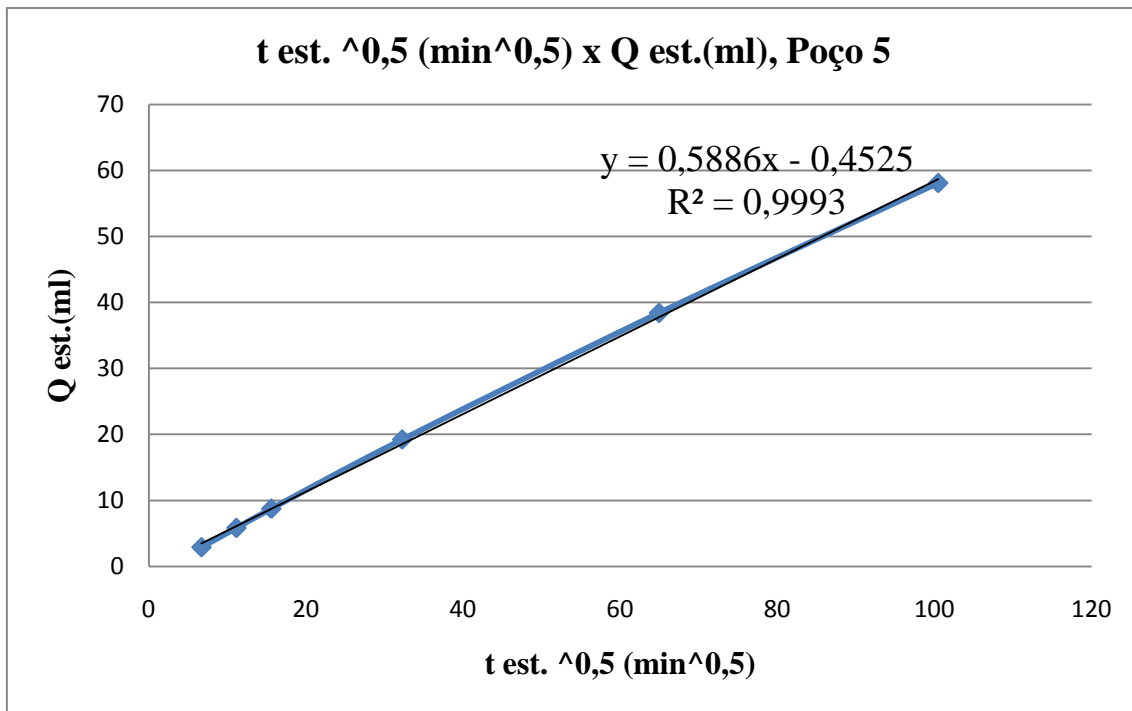


Figura 5.28. Gráficos raiz (tempo médio dinâmico de formação do reboco) (min)^{0,5} x filtrado acumulado (dinâmico médio) (ml) para os DPs, Poços 2 a 8.







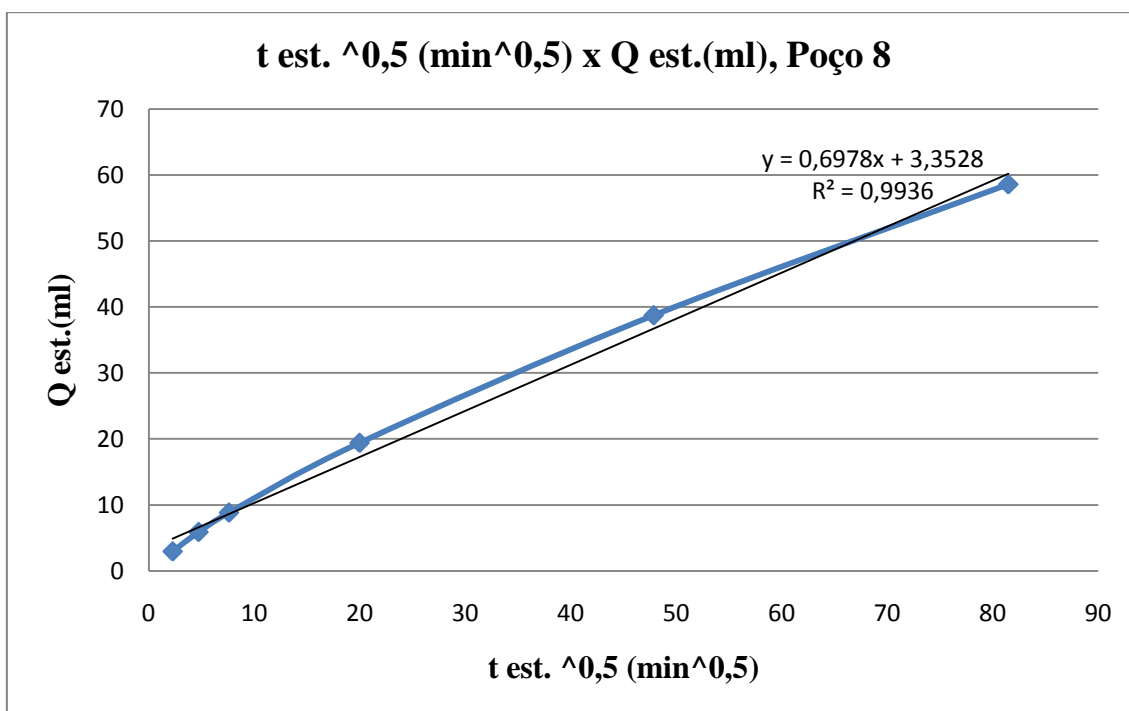
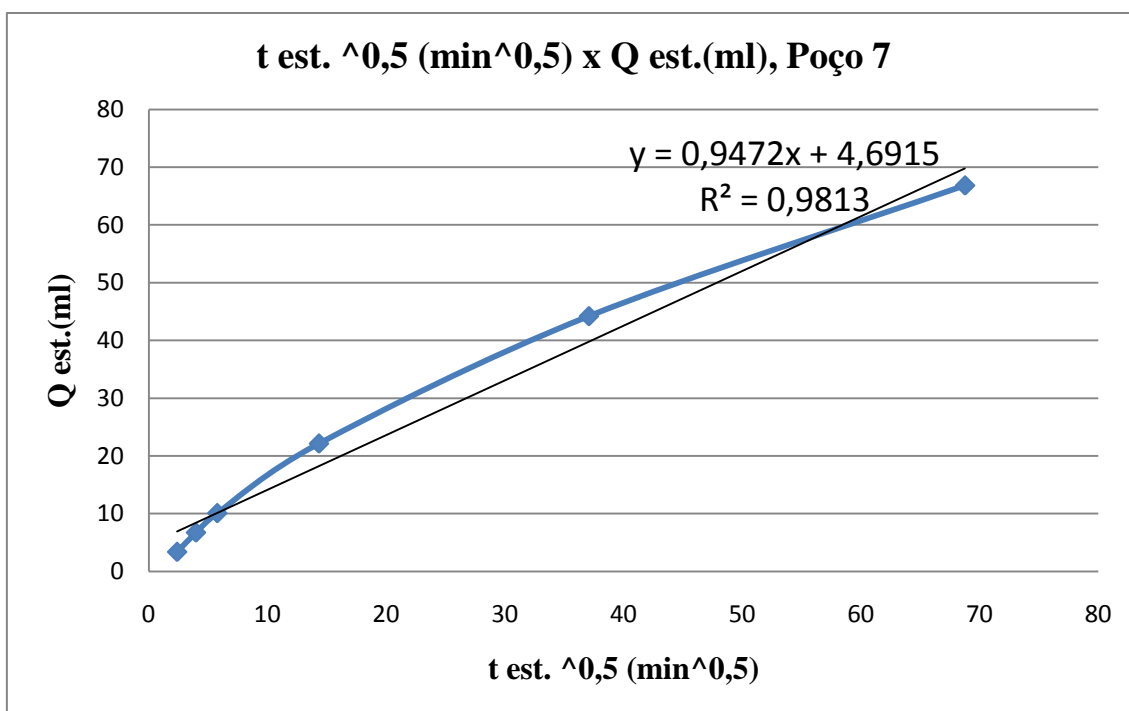
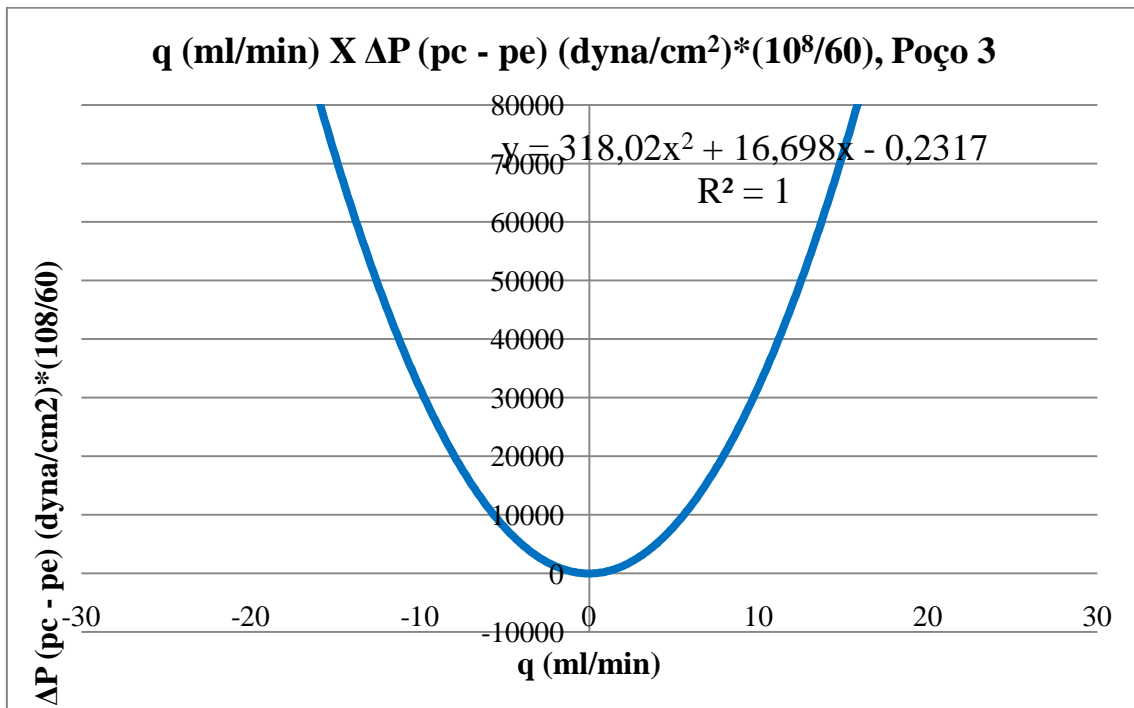
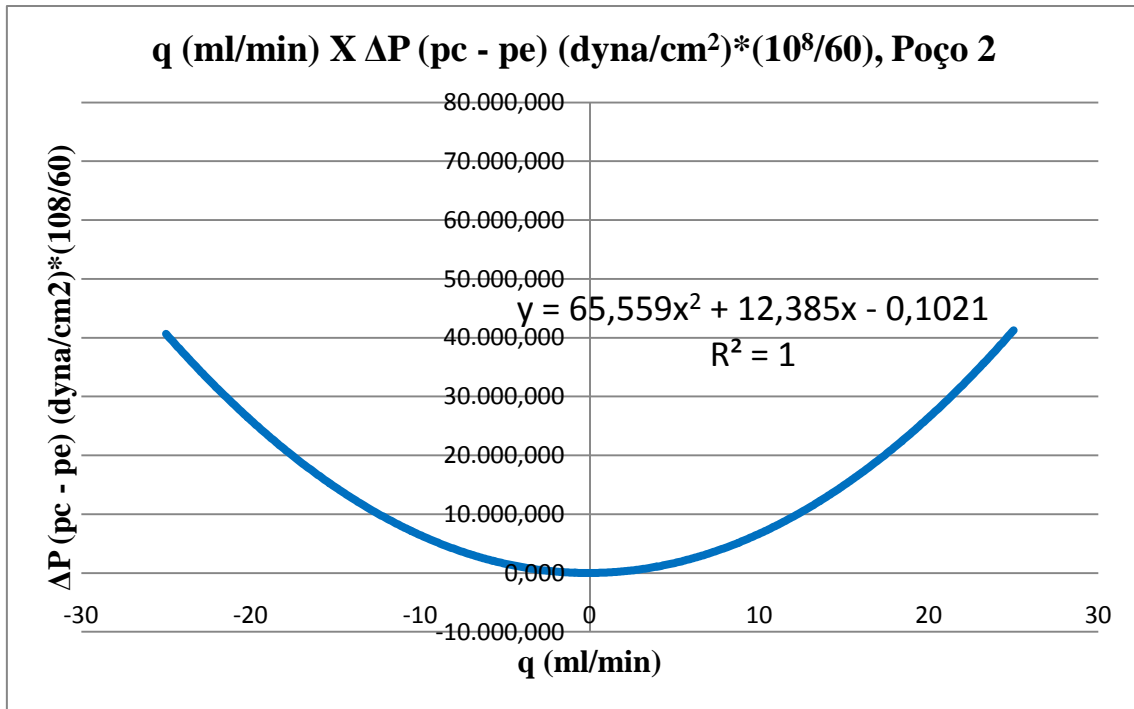
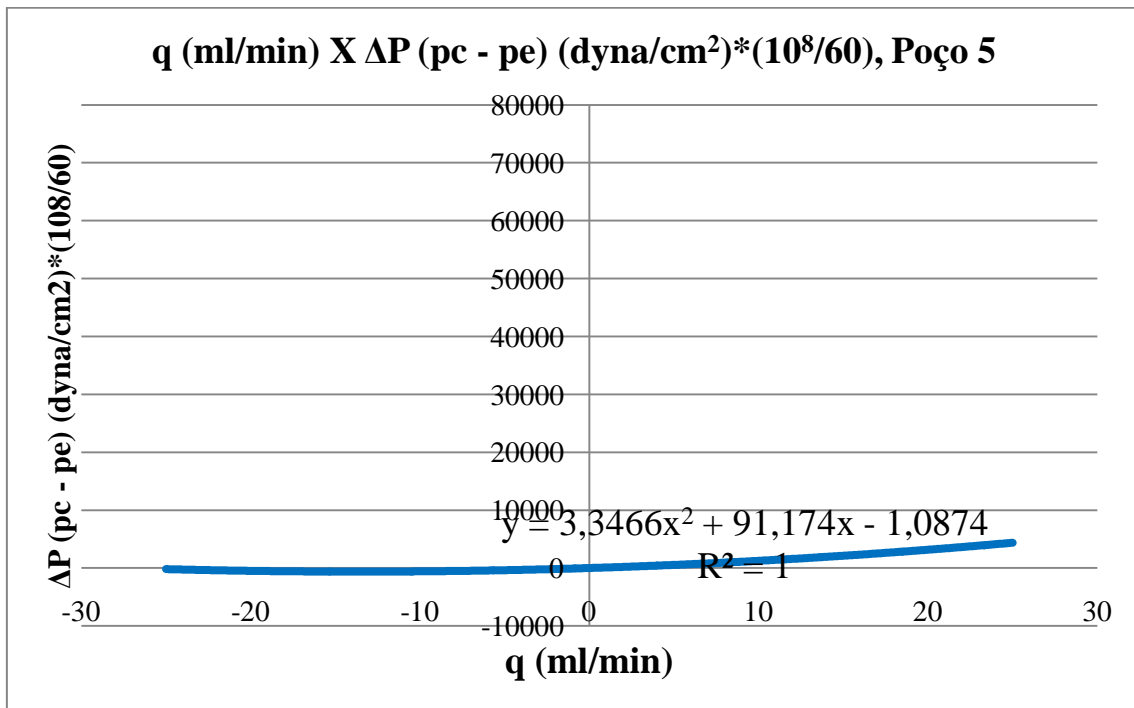
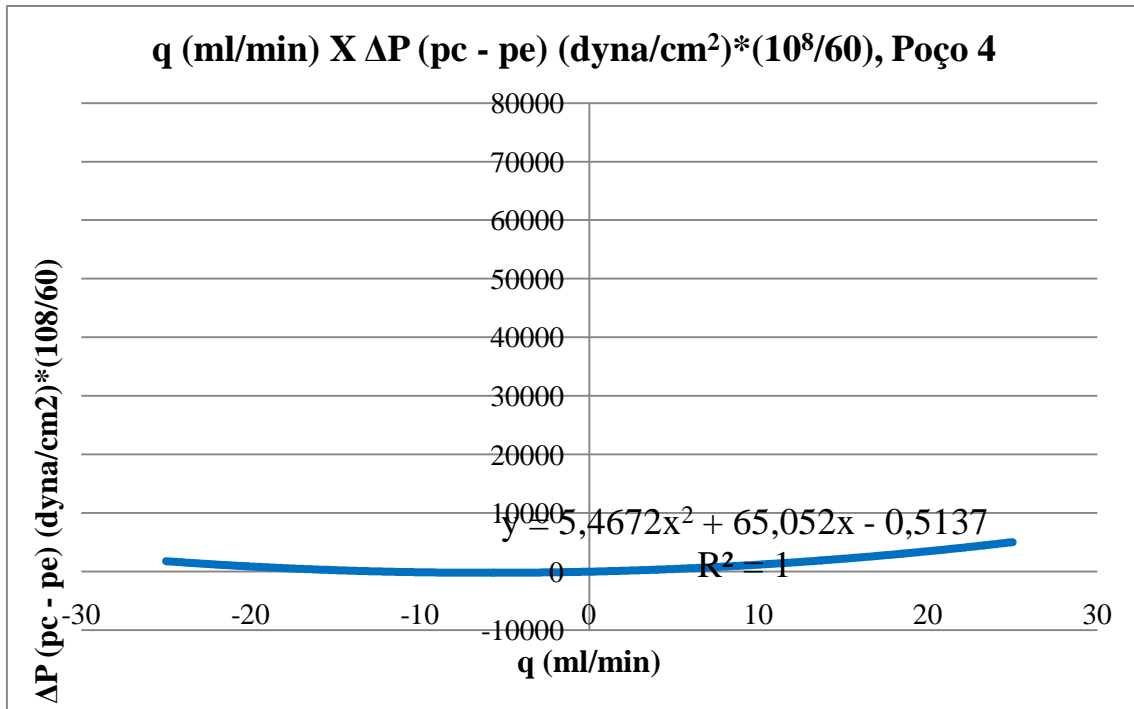
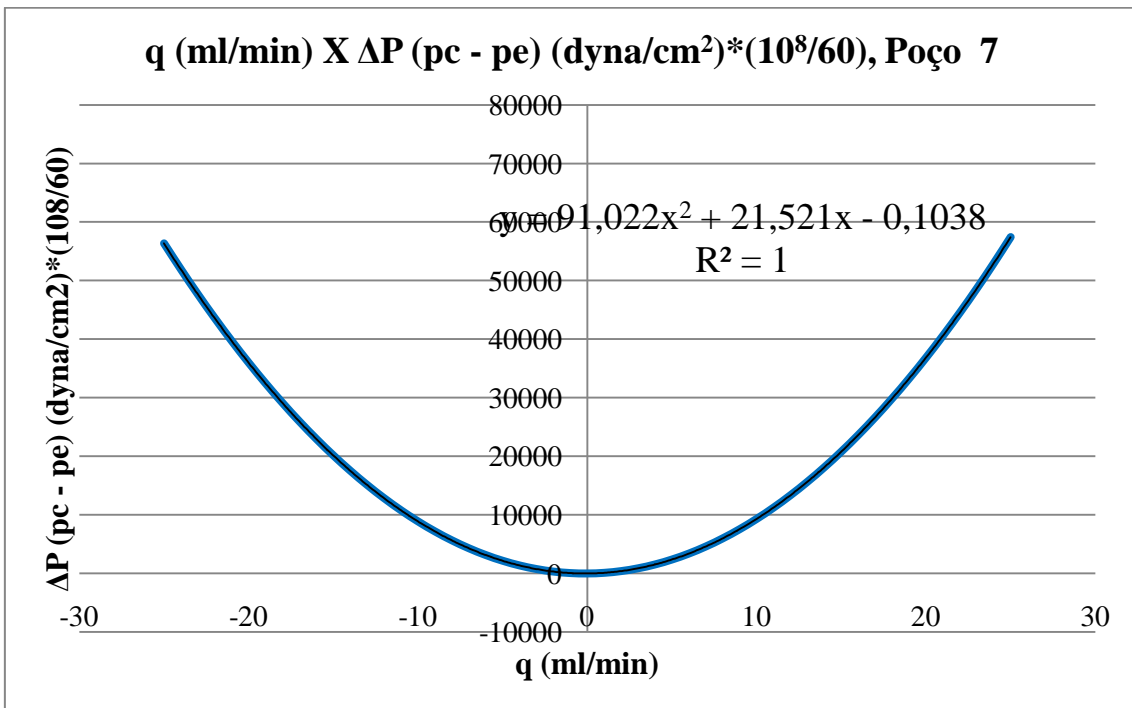
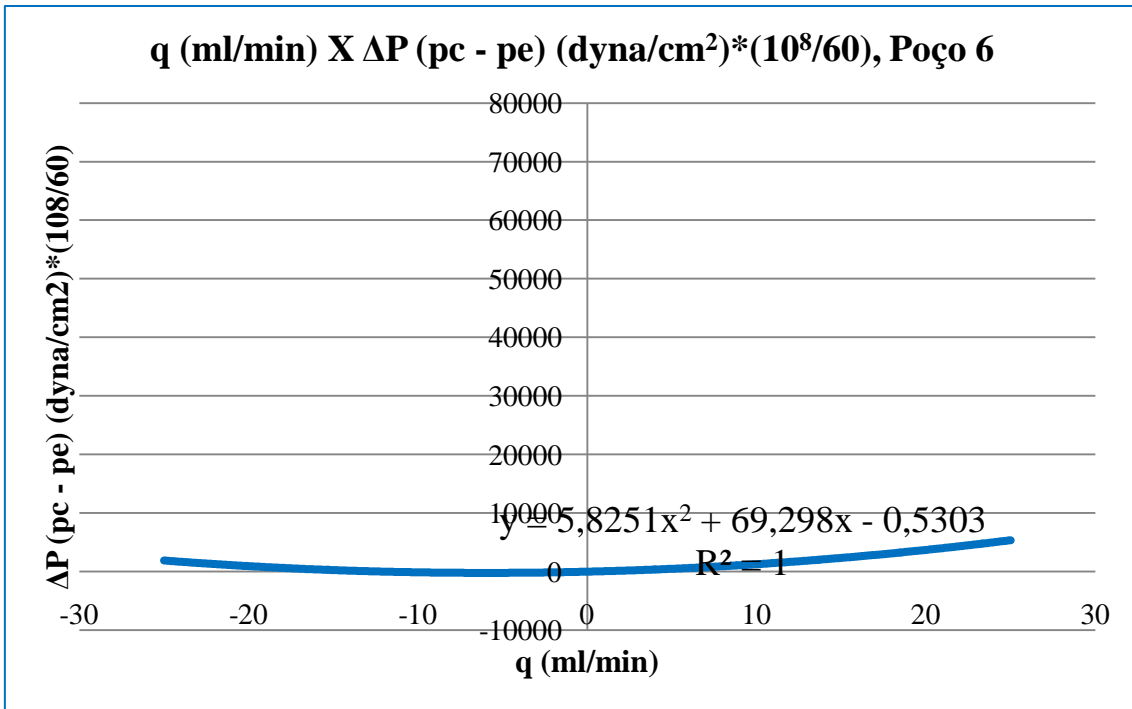


Figura 5.29. Gráficos raiz (tempo estático de formação do reboco) (min)^{0,5} x filtrado acumulado (estático) (ml) para os DPs, Poço 1.







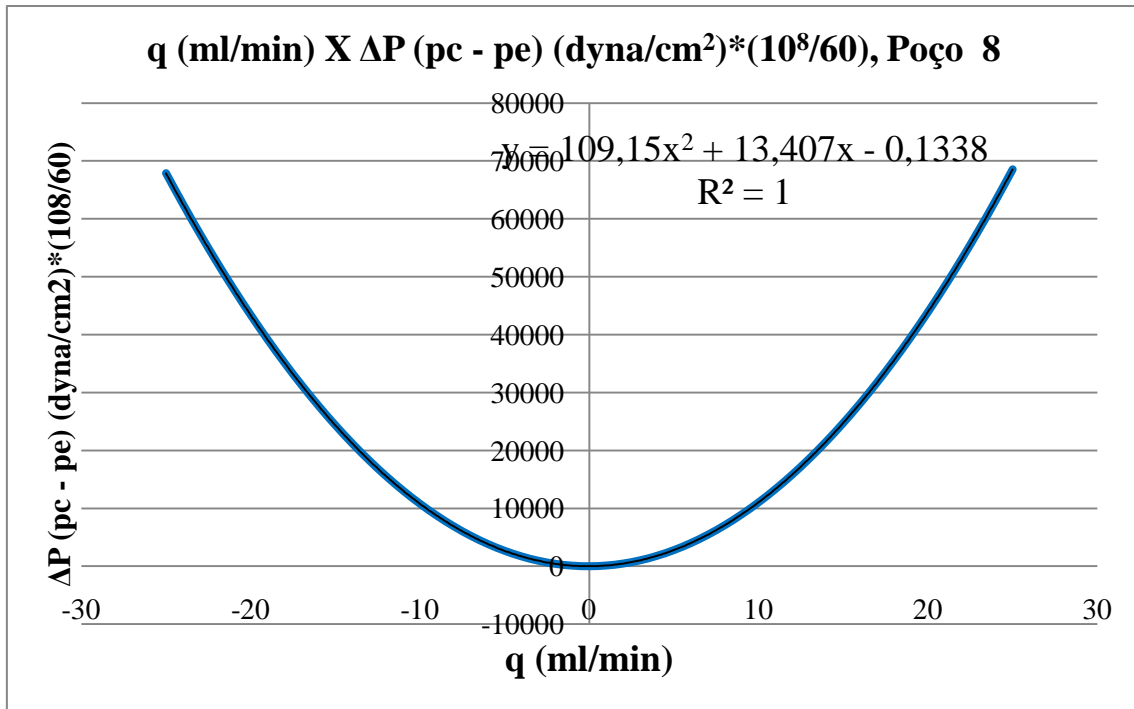
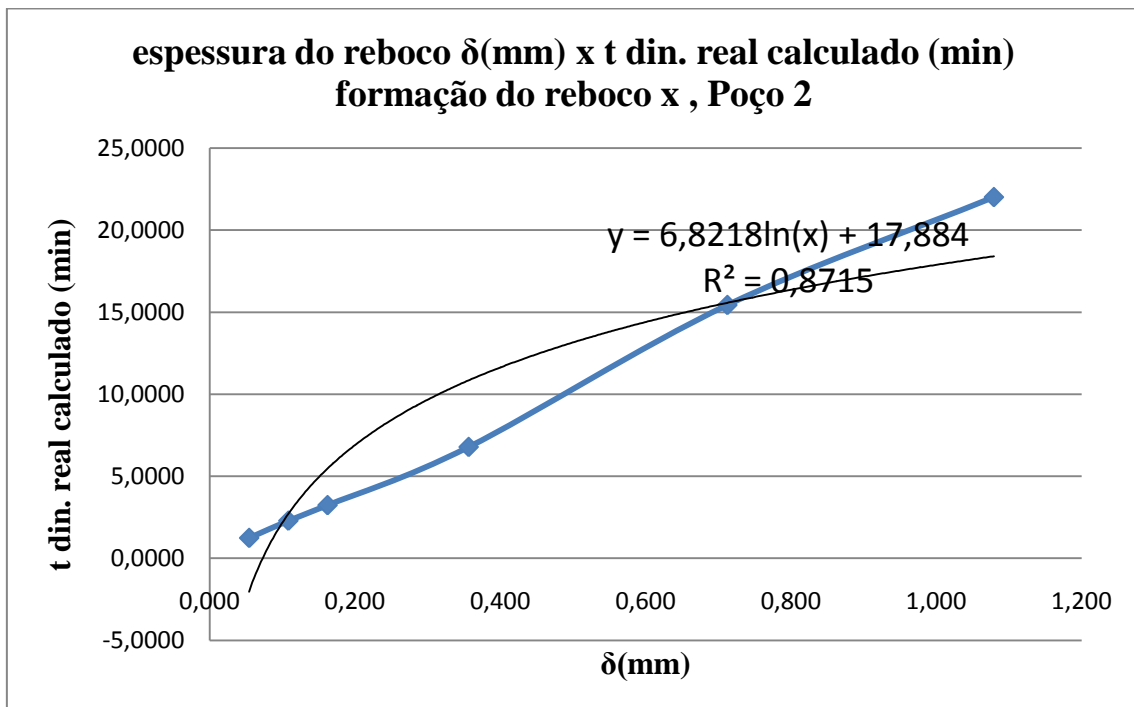
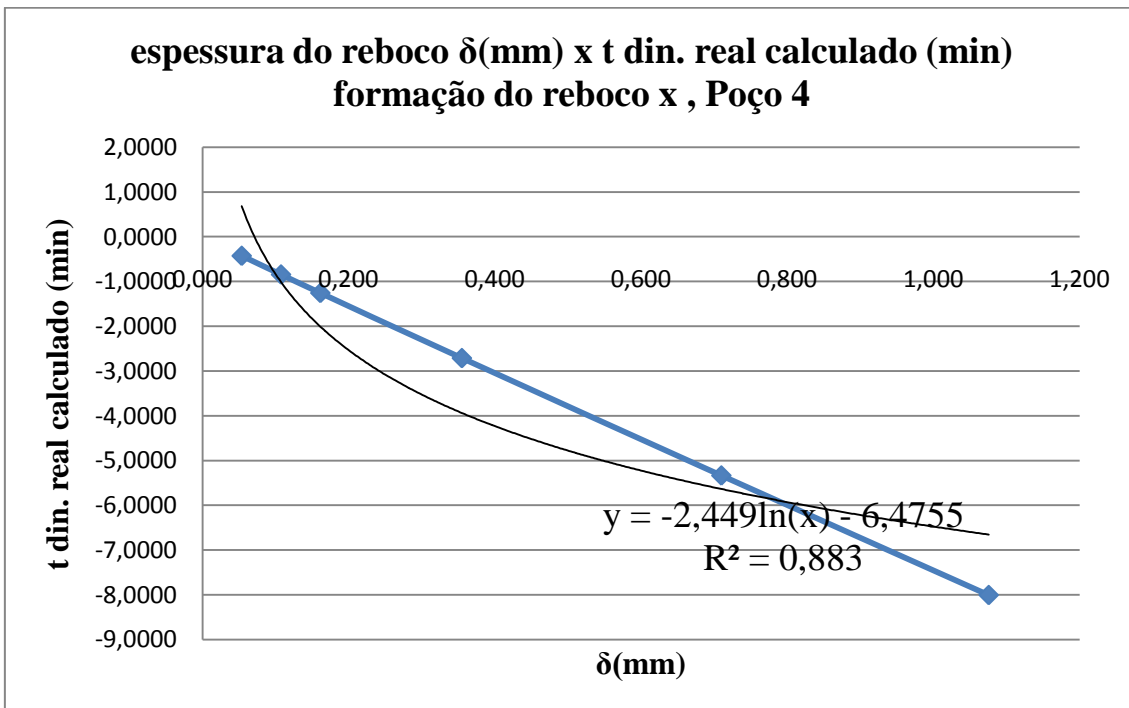
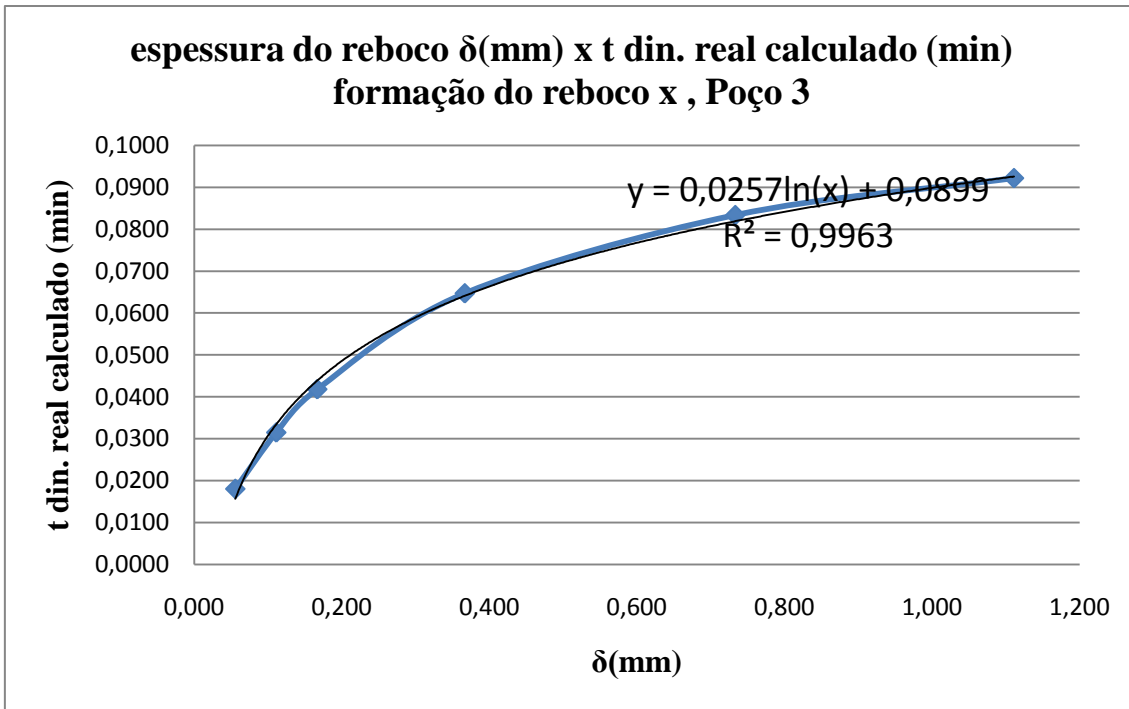
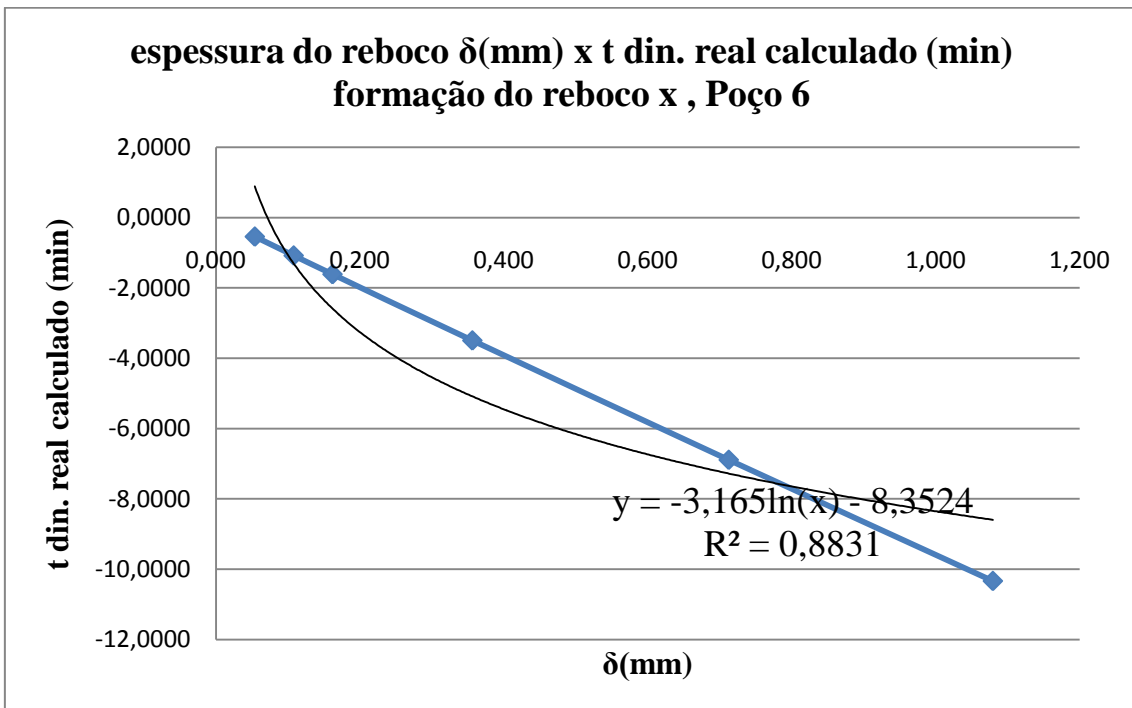
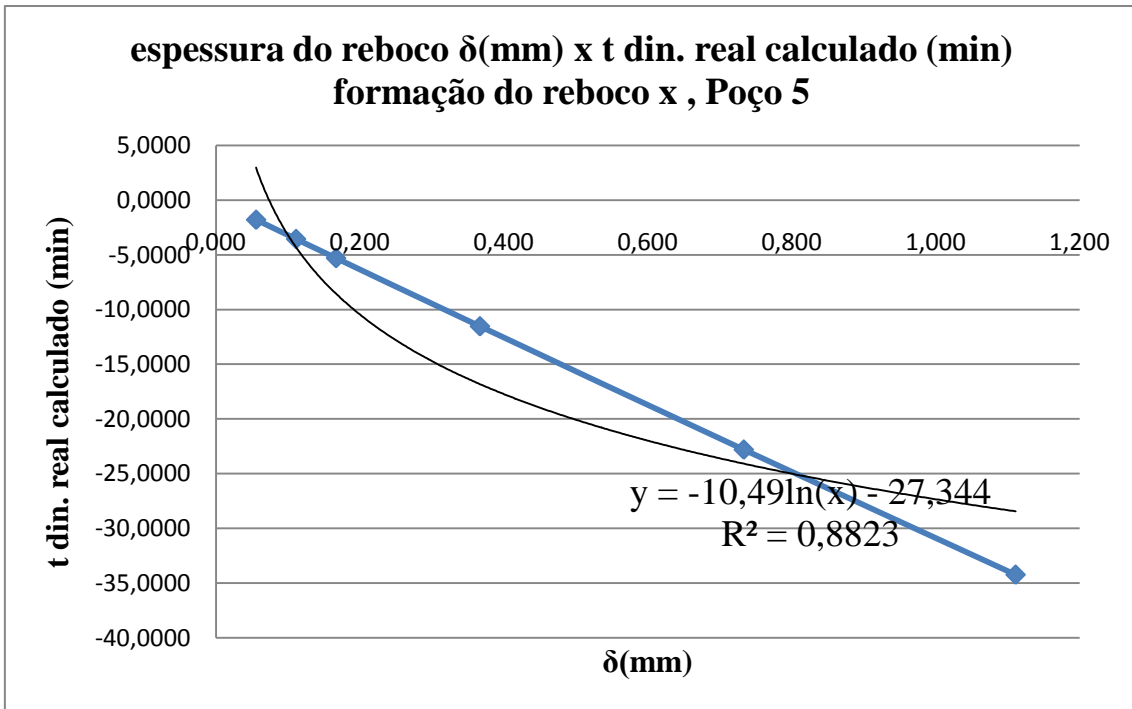


Figura 5.30. Gráficos q(vazões médias dinâmicas) x ΔP(pc-pe) dinâmicas para os DPs, Poços 2 a 8.







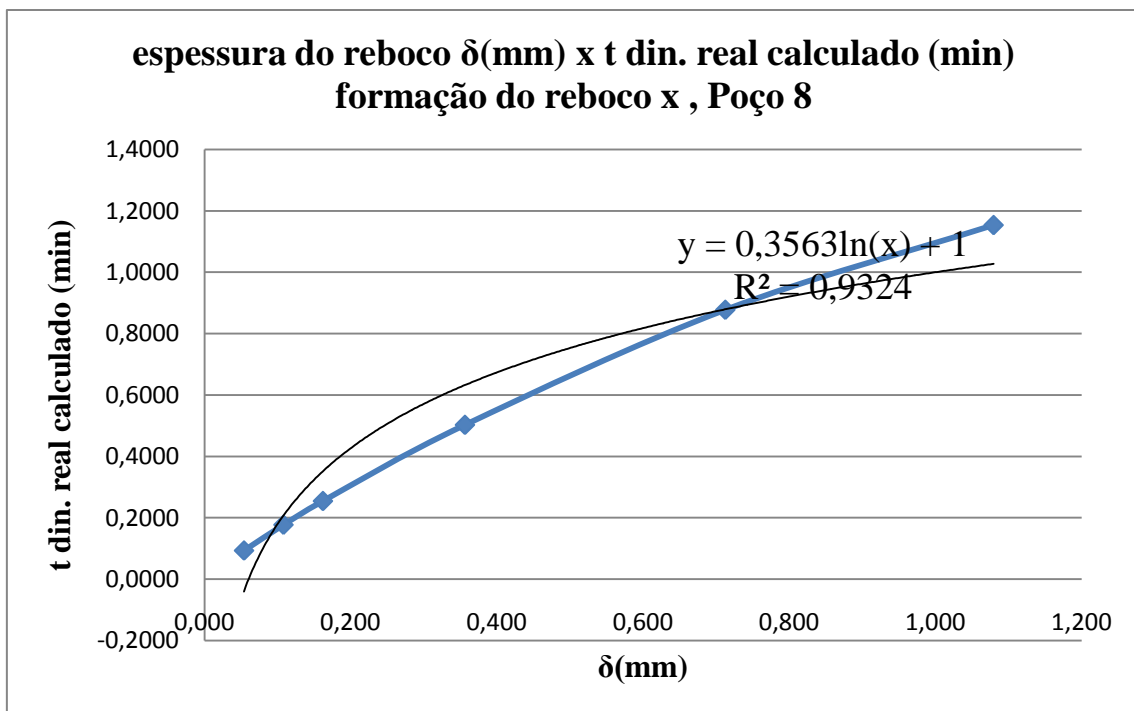
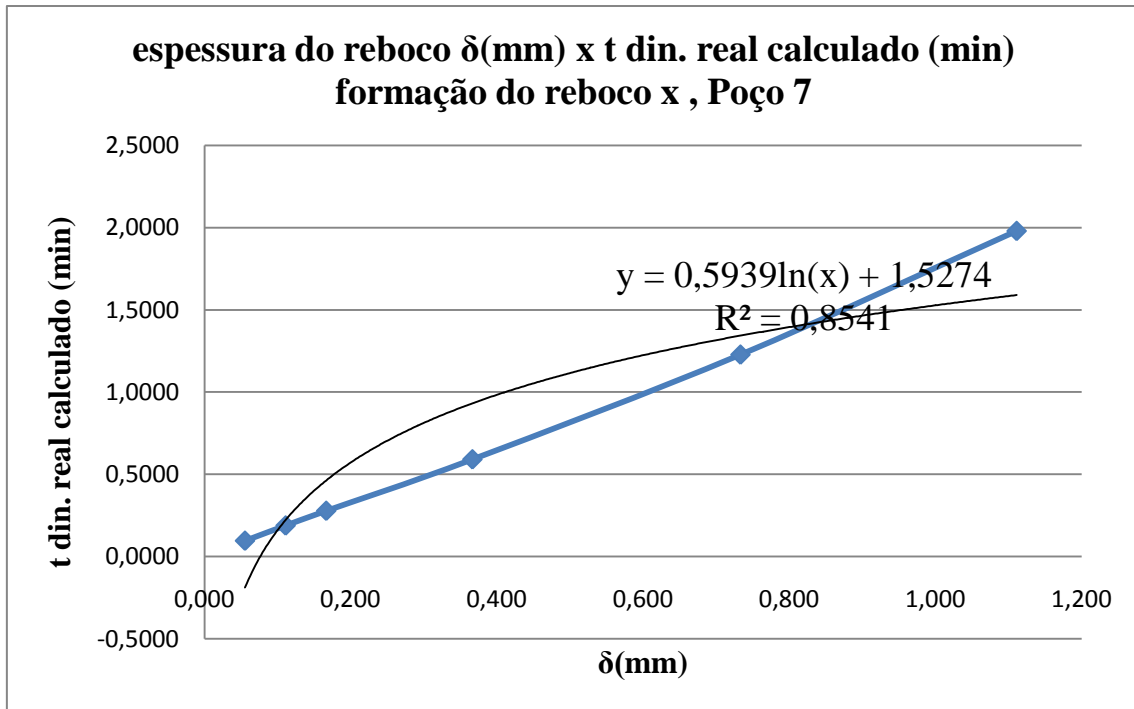
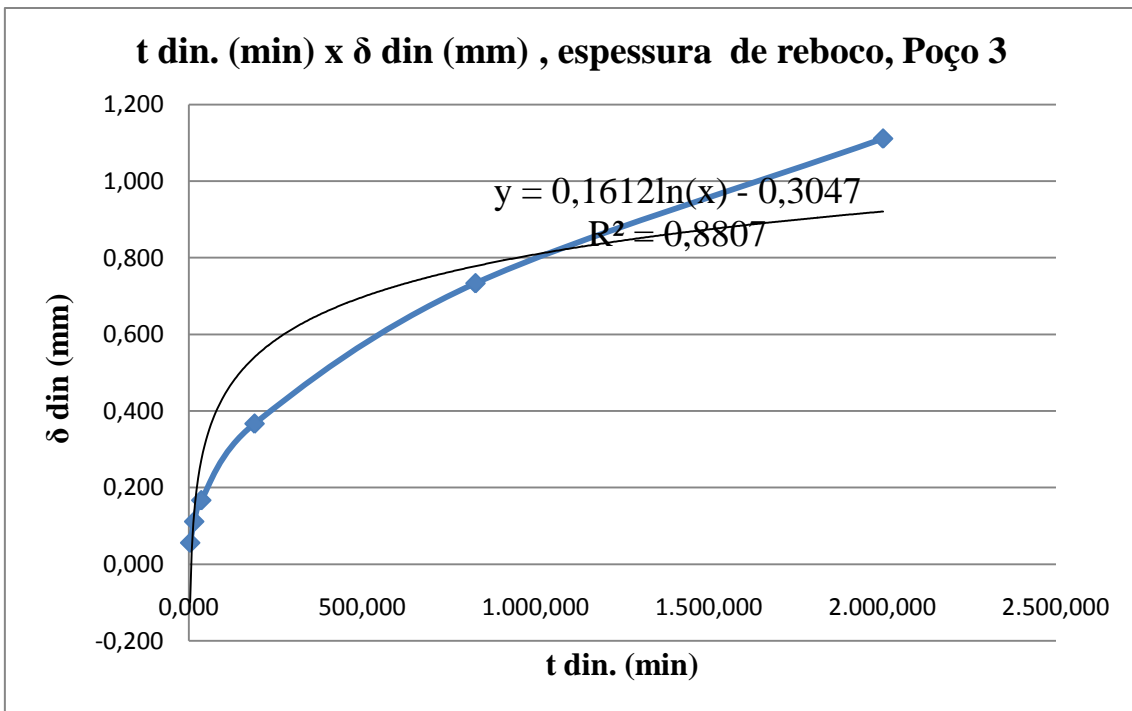
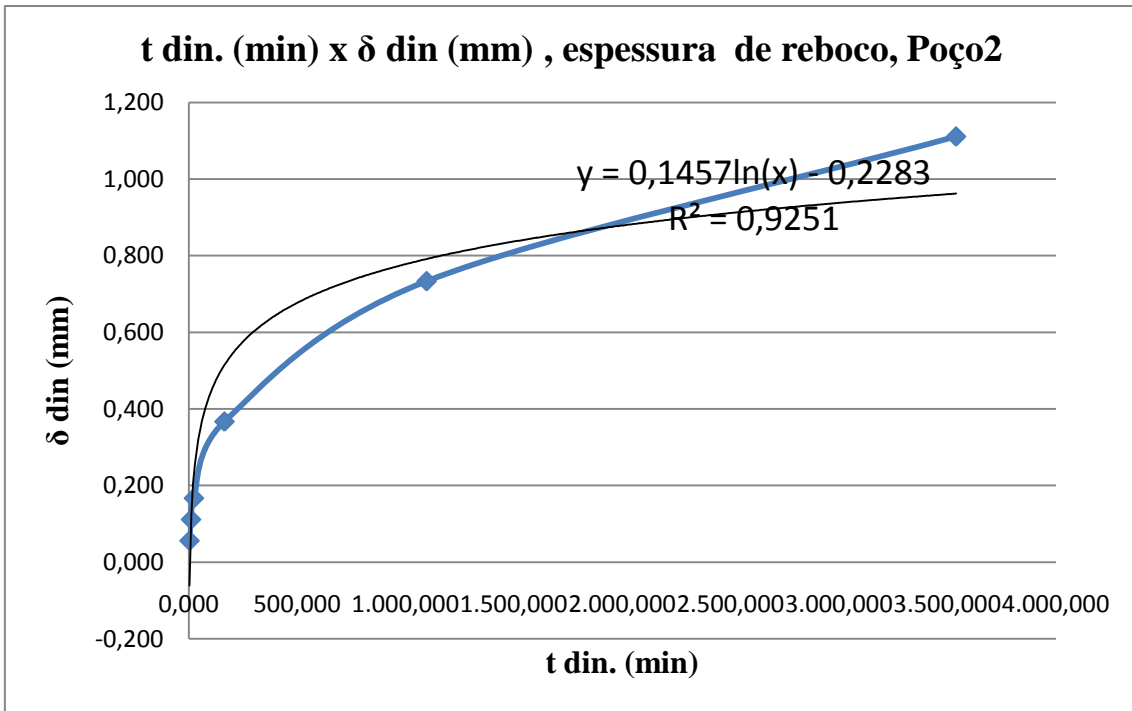
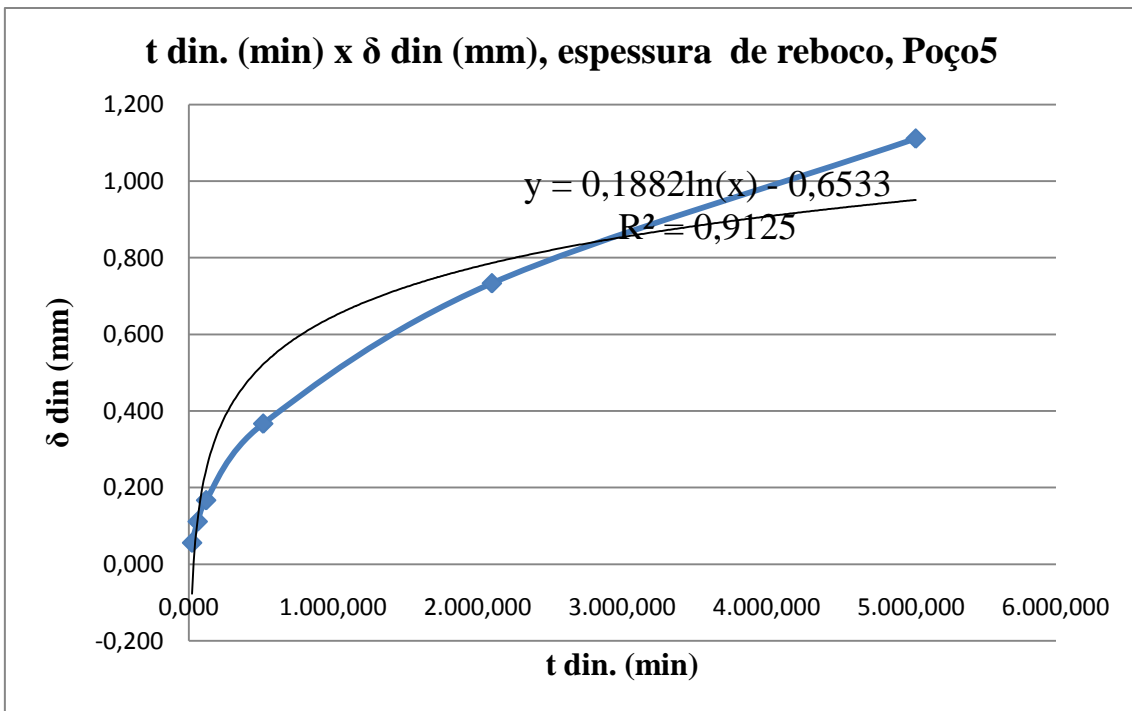
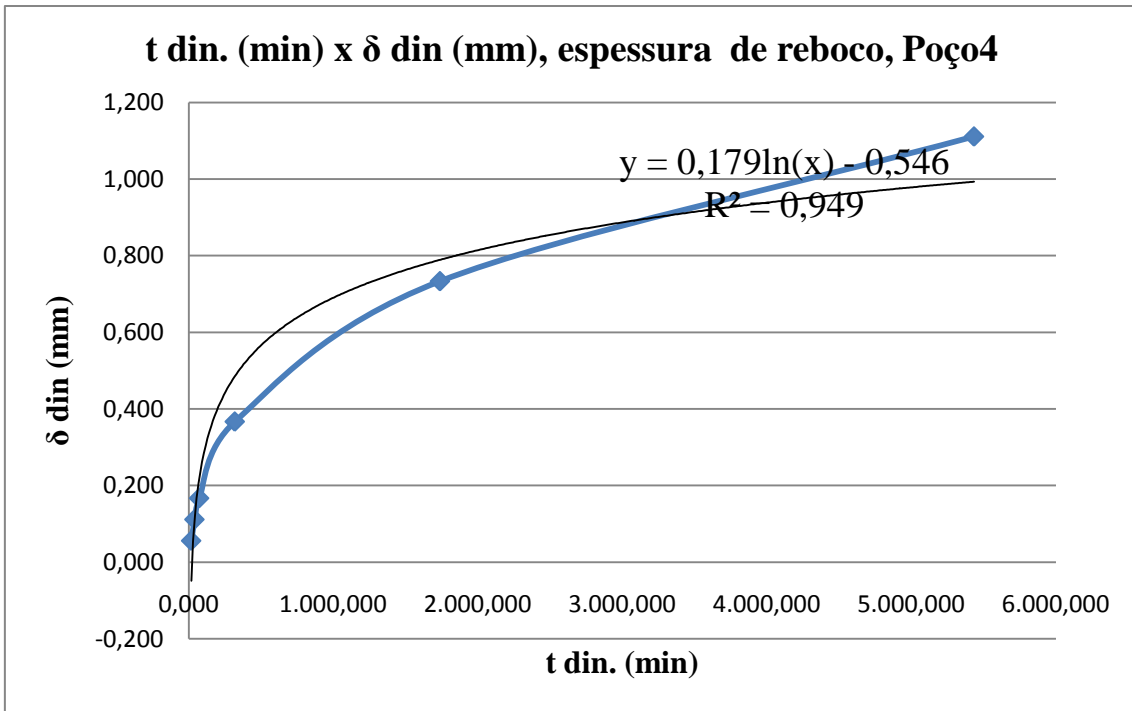
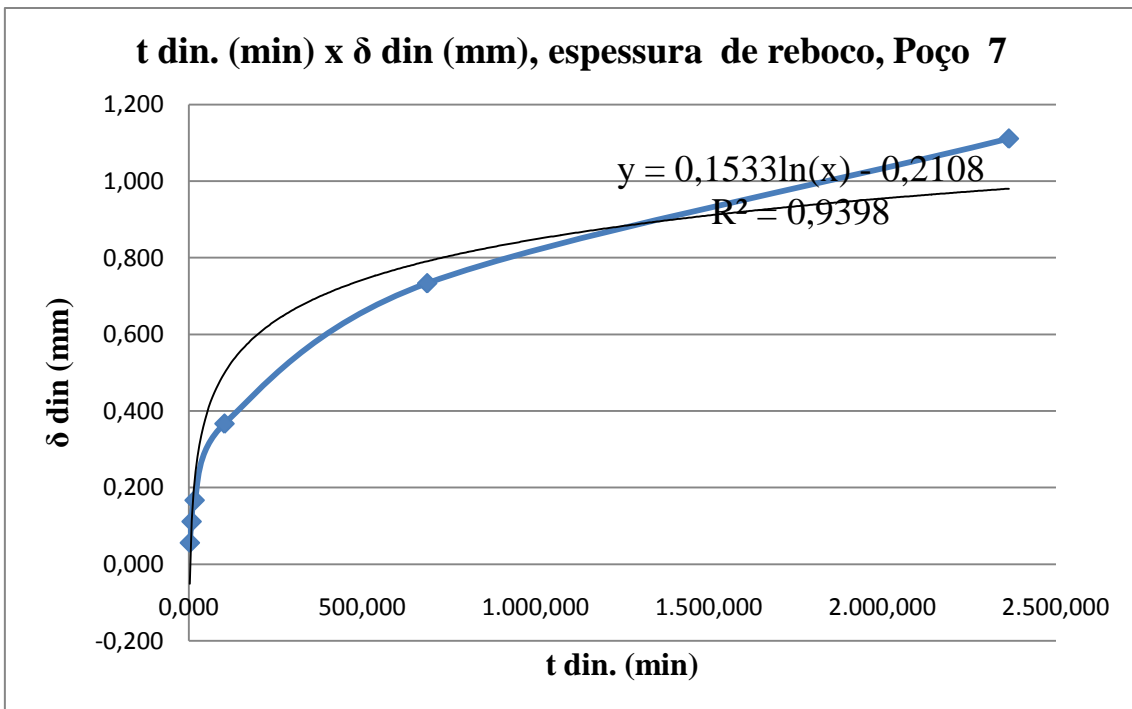
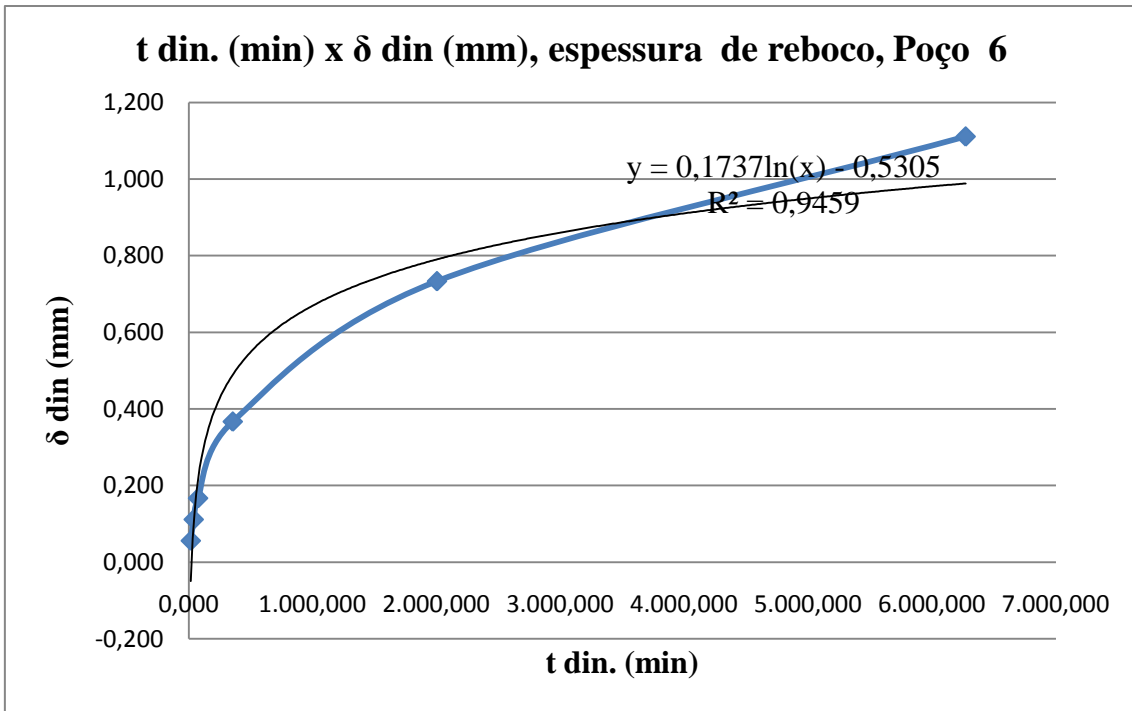


Figura 5.31. Gráficos tempo dinâmico real e calculado de formação do reboco (min) x espessura de reboco δ (mm) para os DPs, Poço 1, sem considerar o tempo médio, ratificando a dedução do Anexo I, Poços 2 a 8.







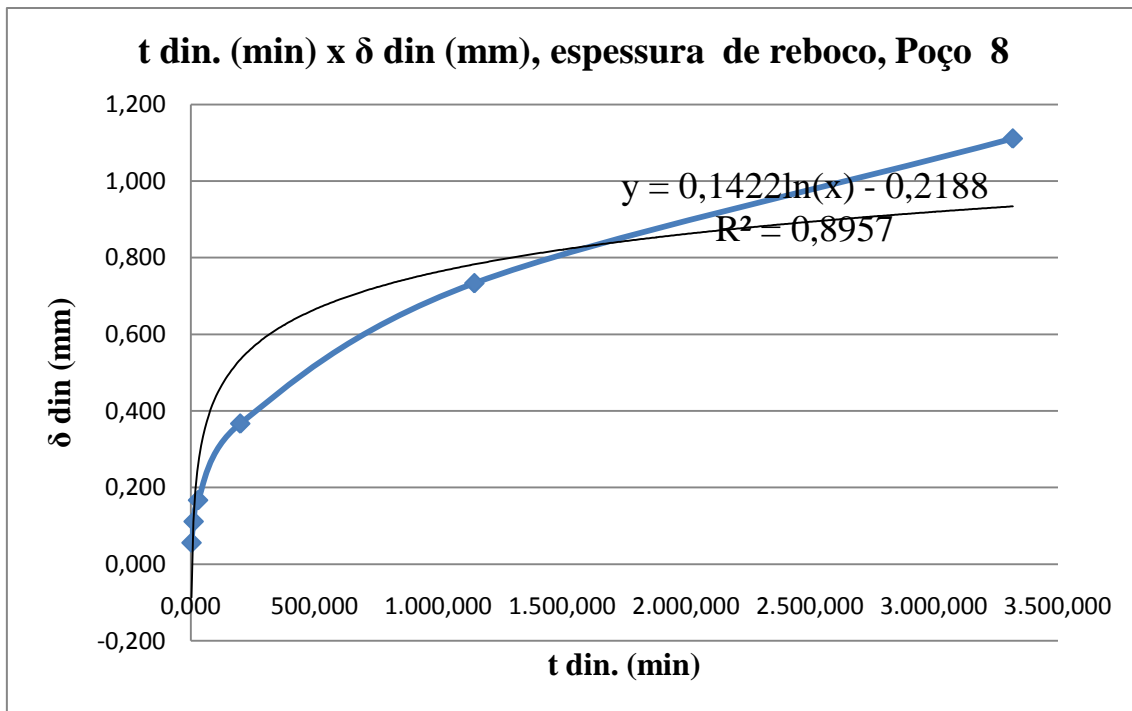
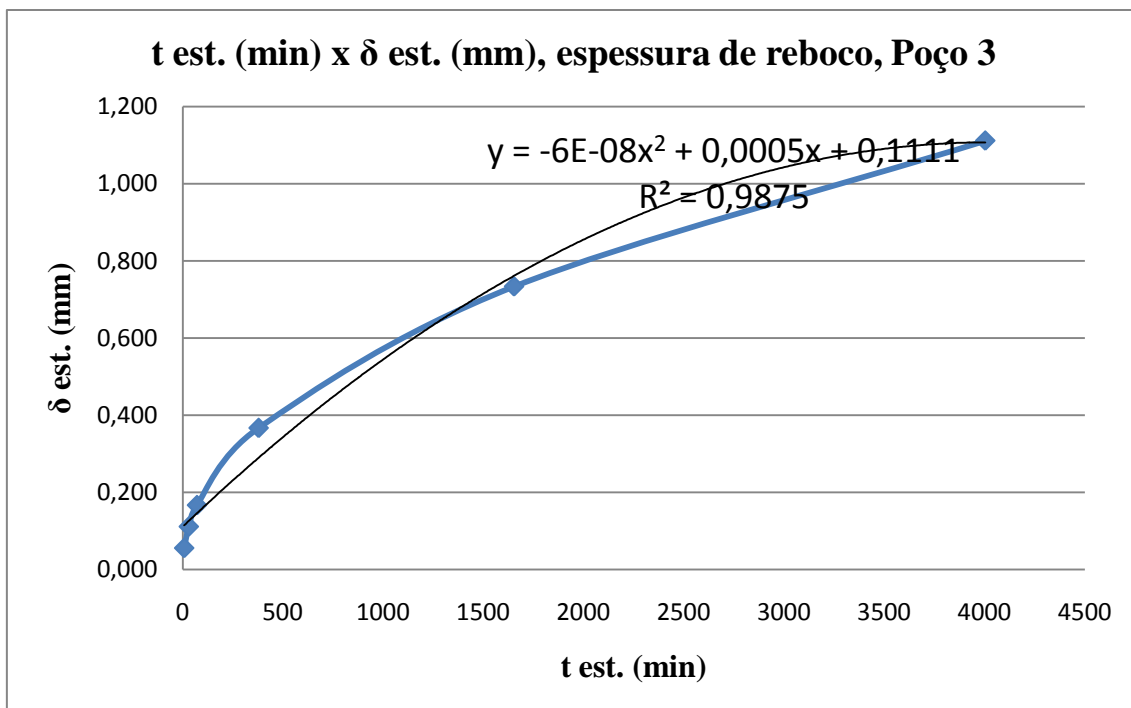
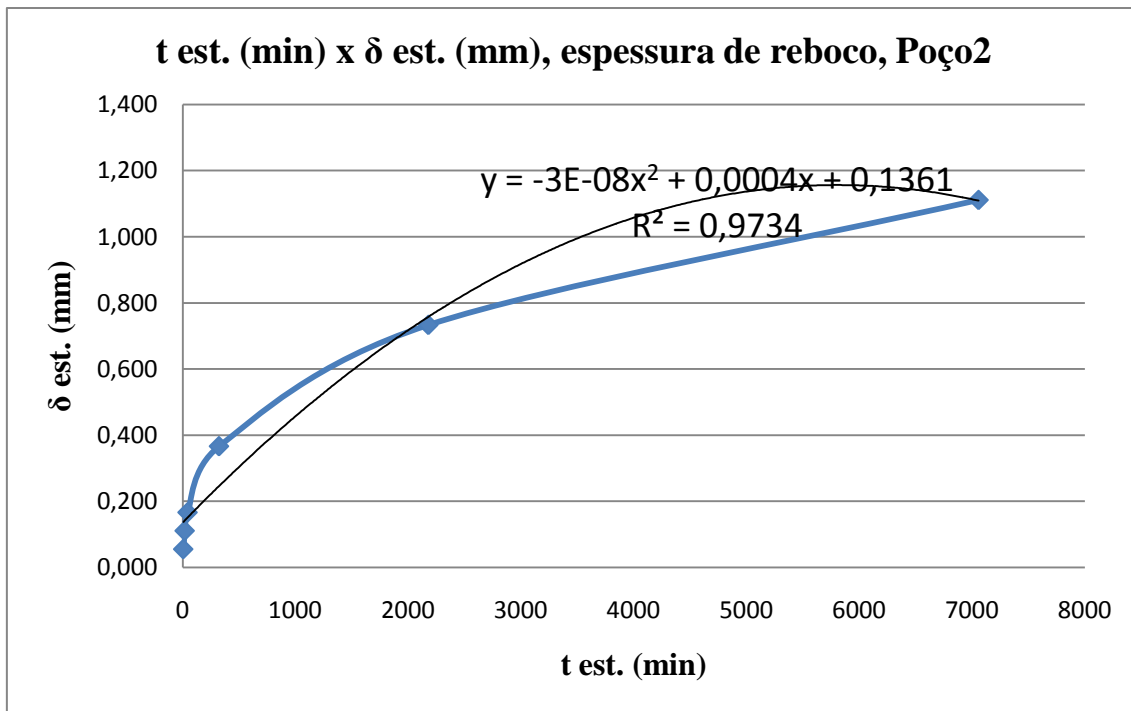
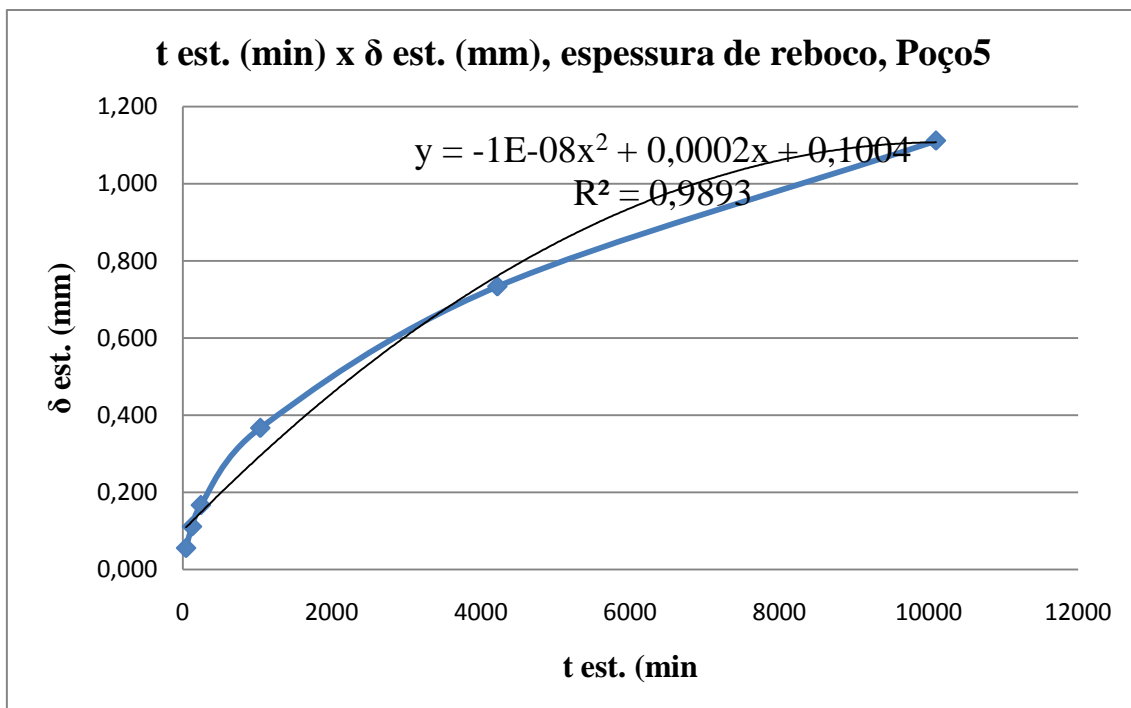
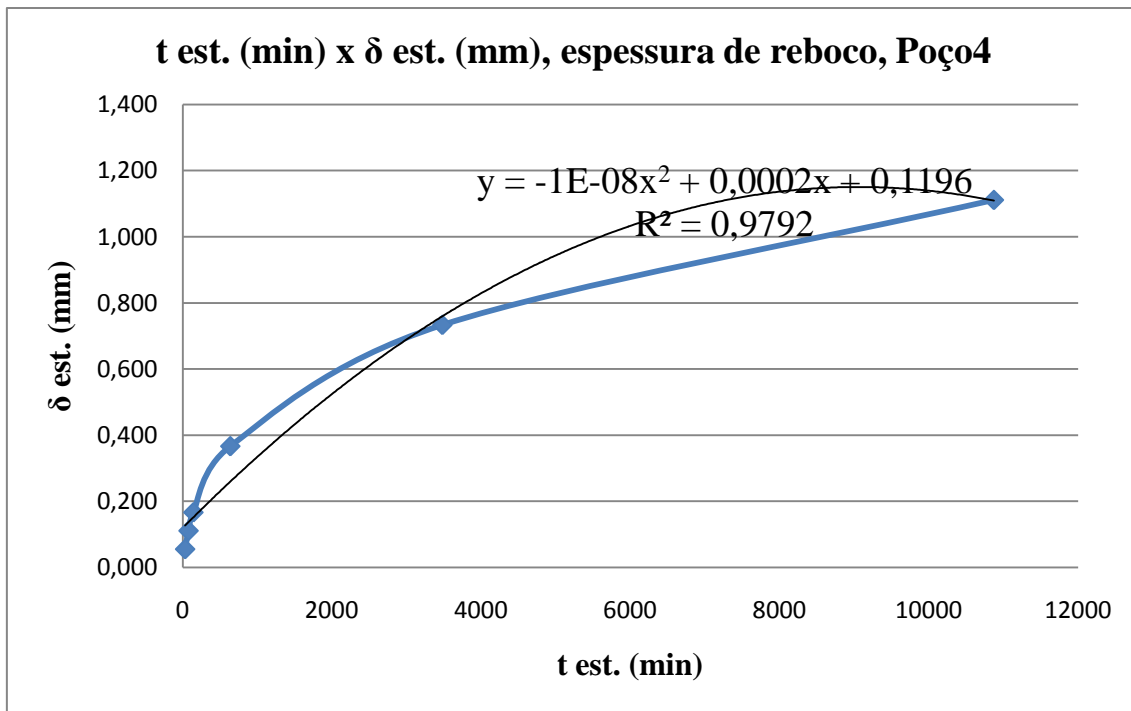
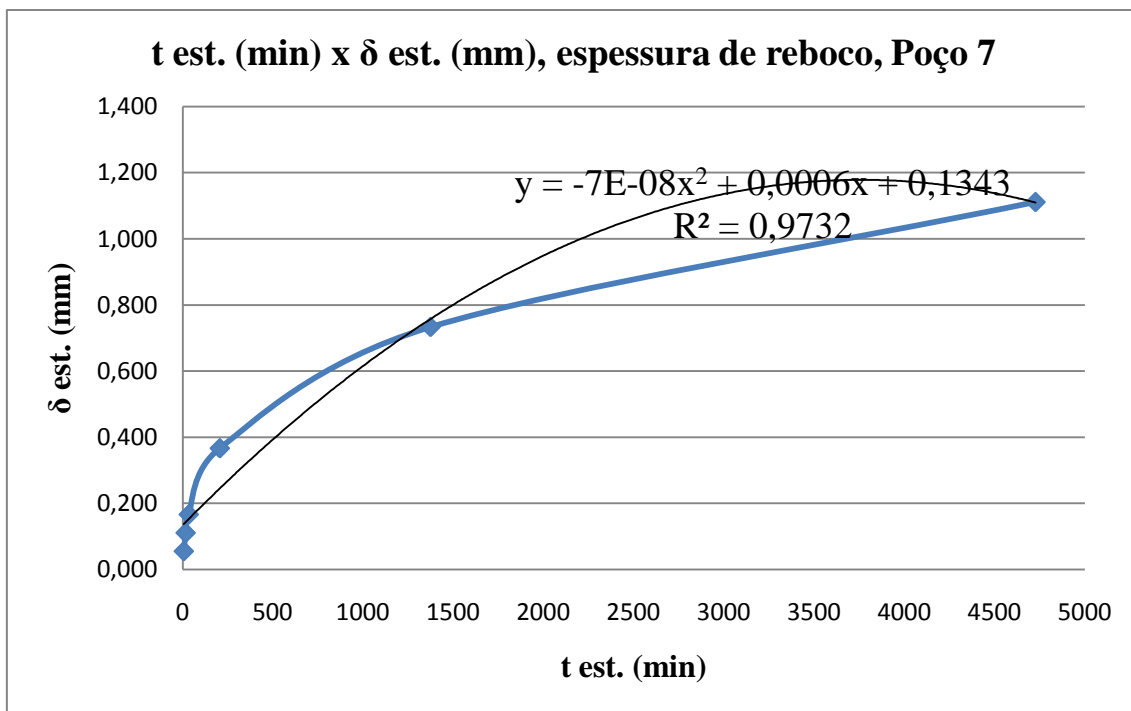
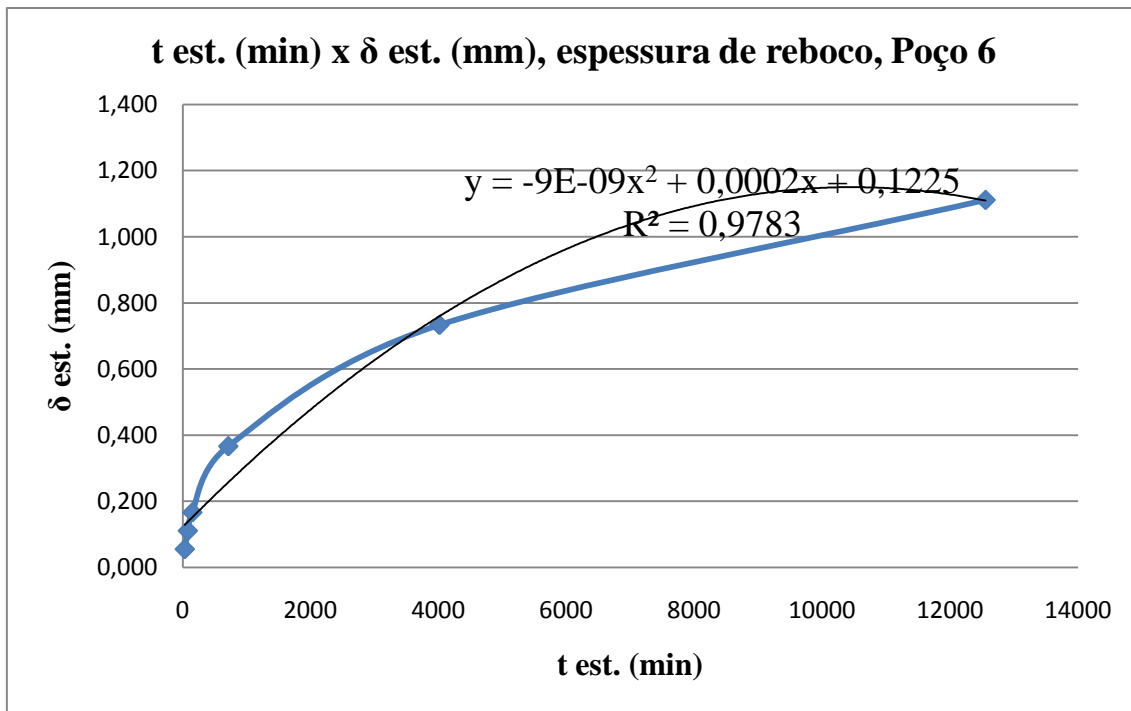


Figura 5.32. Gráficos tempo médio dinâmico de formação do reboco (min) x espessura de reboco δ (mm) para os DPs, Poços 2 a 8.







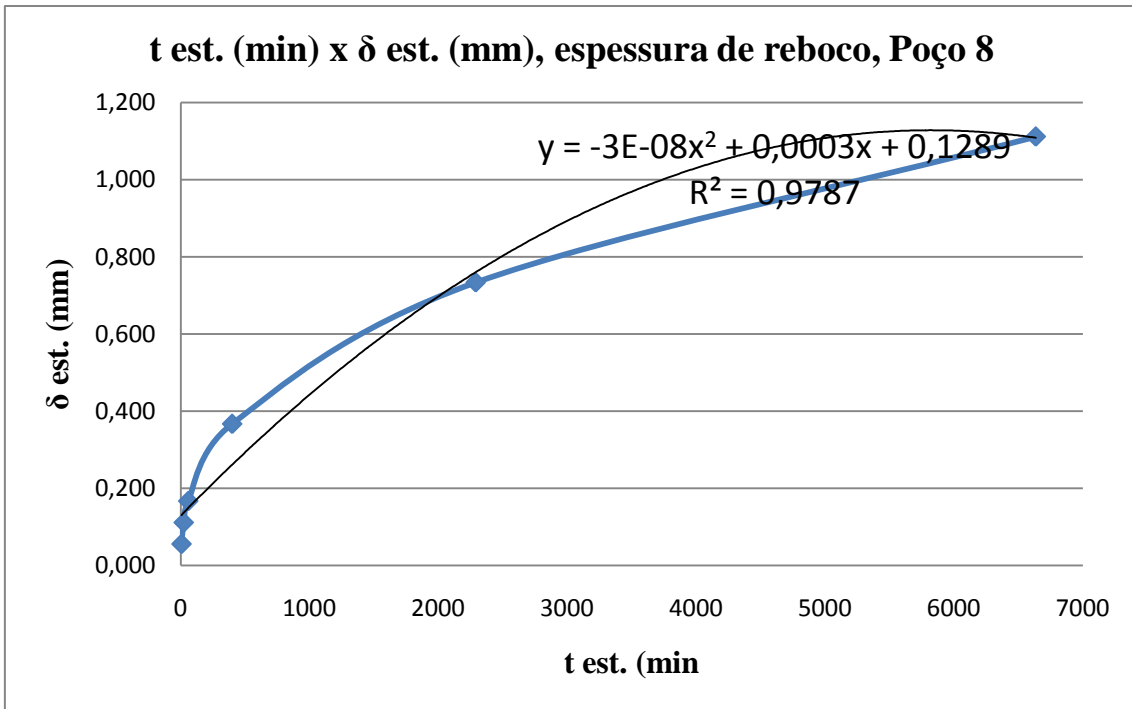
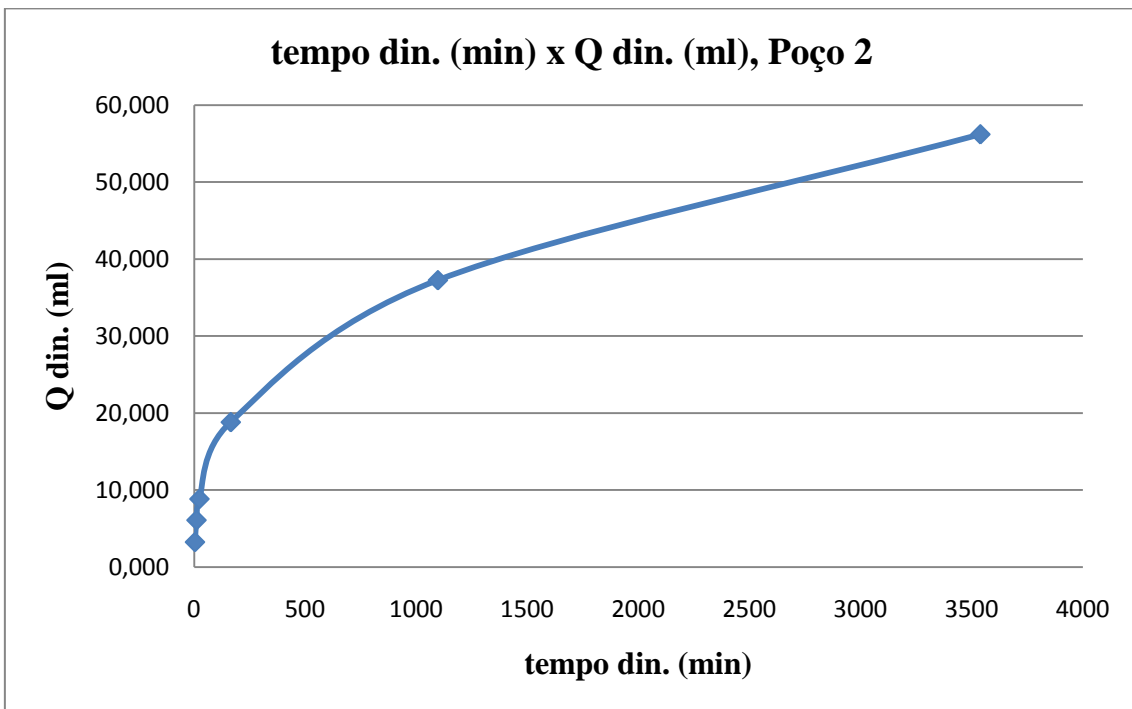
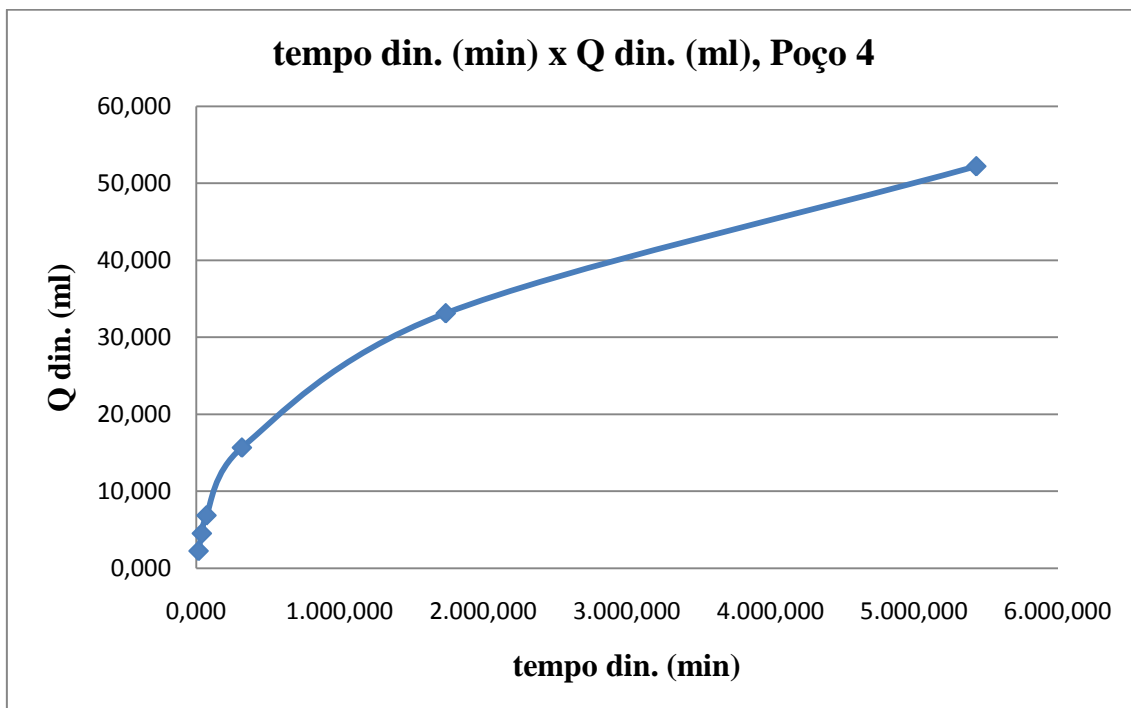
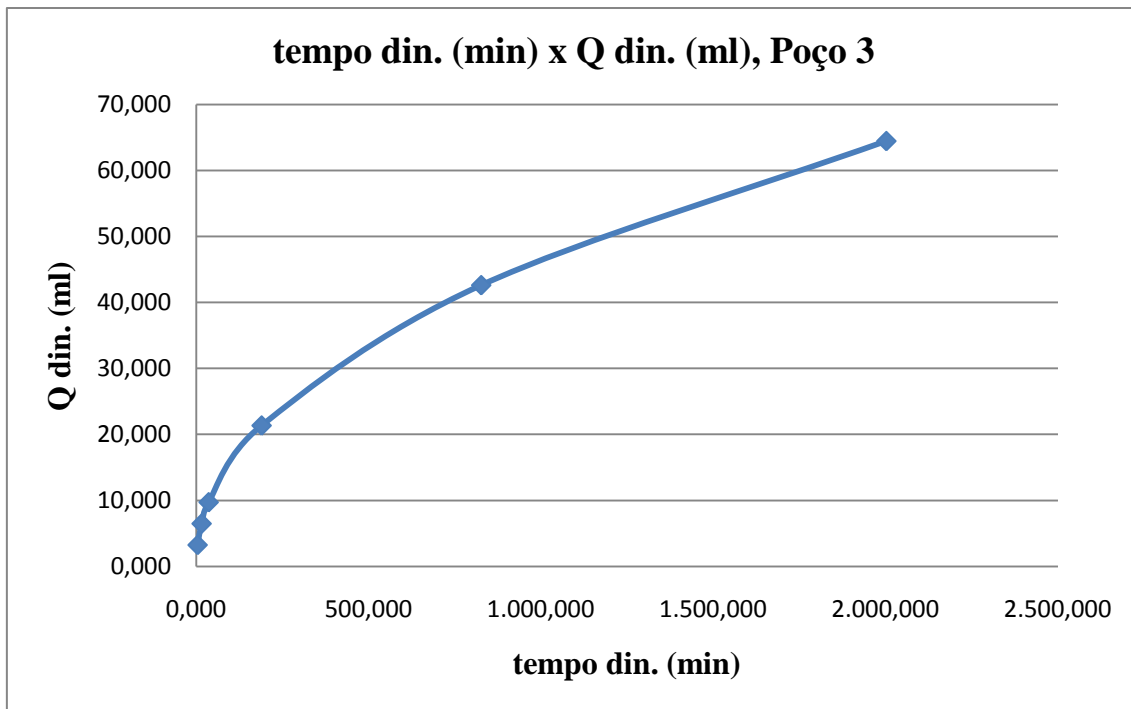
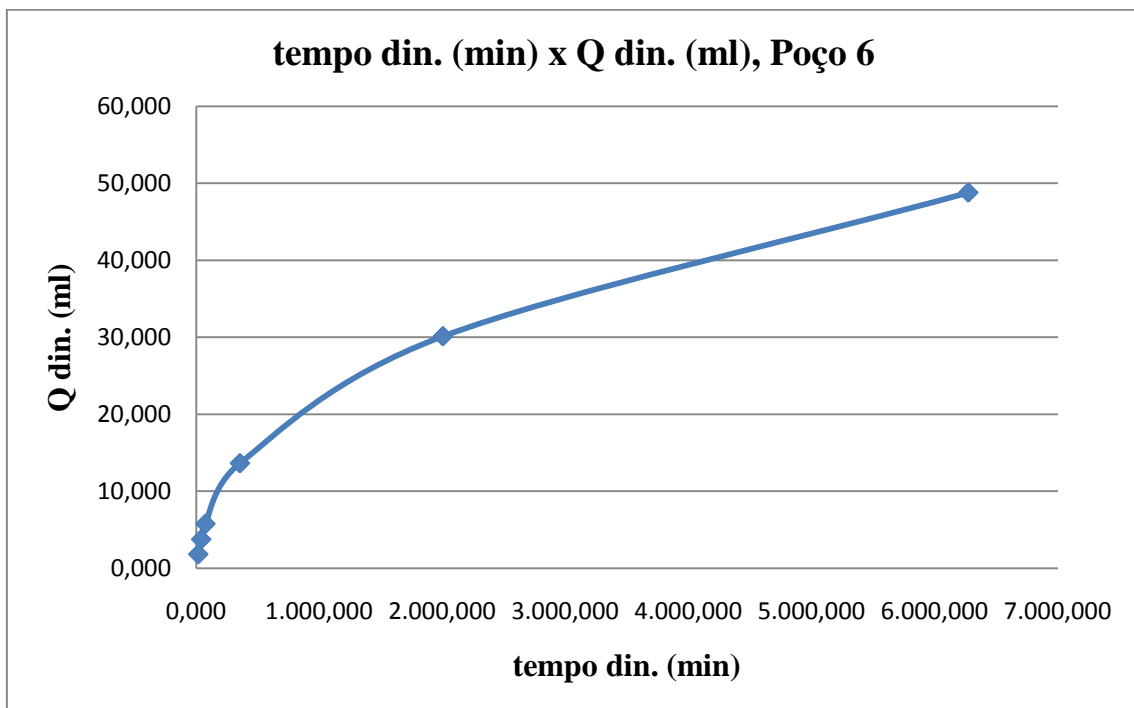
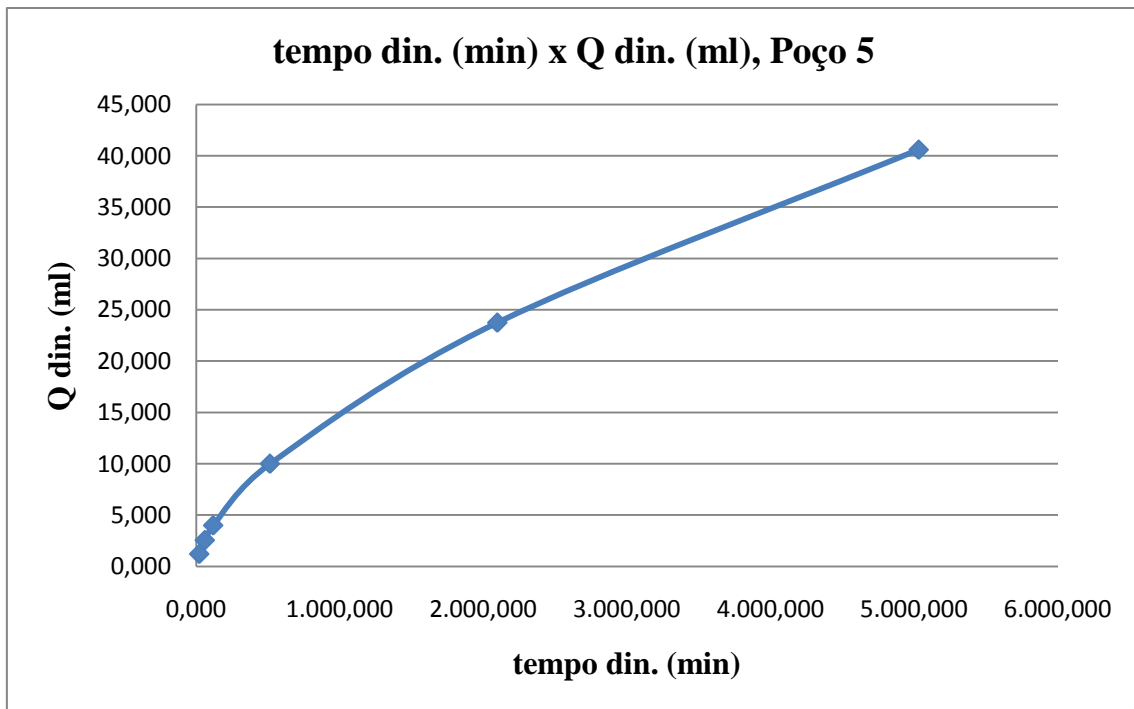


Figura 5.33. Gráficos tempo estático de formação do reboco (min) x espessura de reboco δ (mm) para os DPs, Poços 2 a 8.







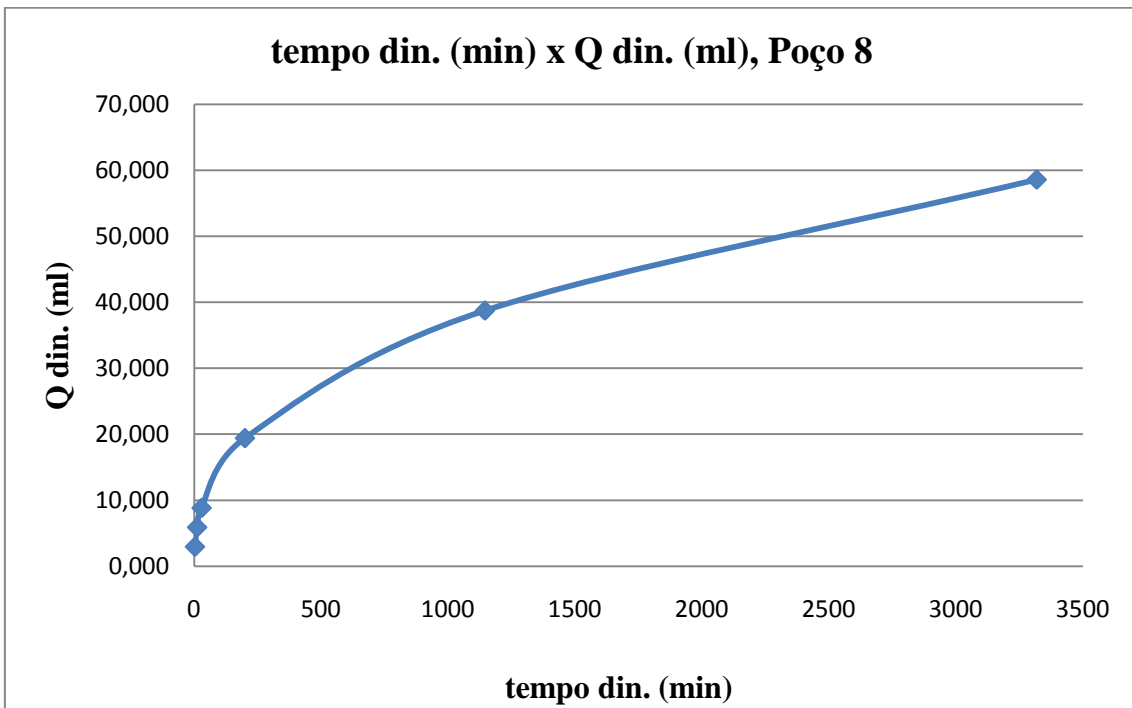
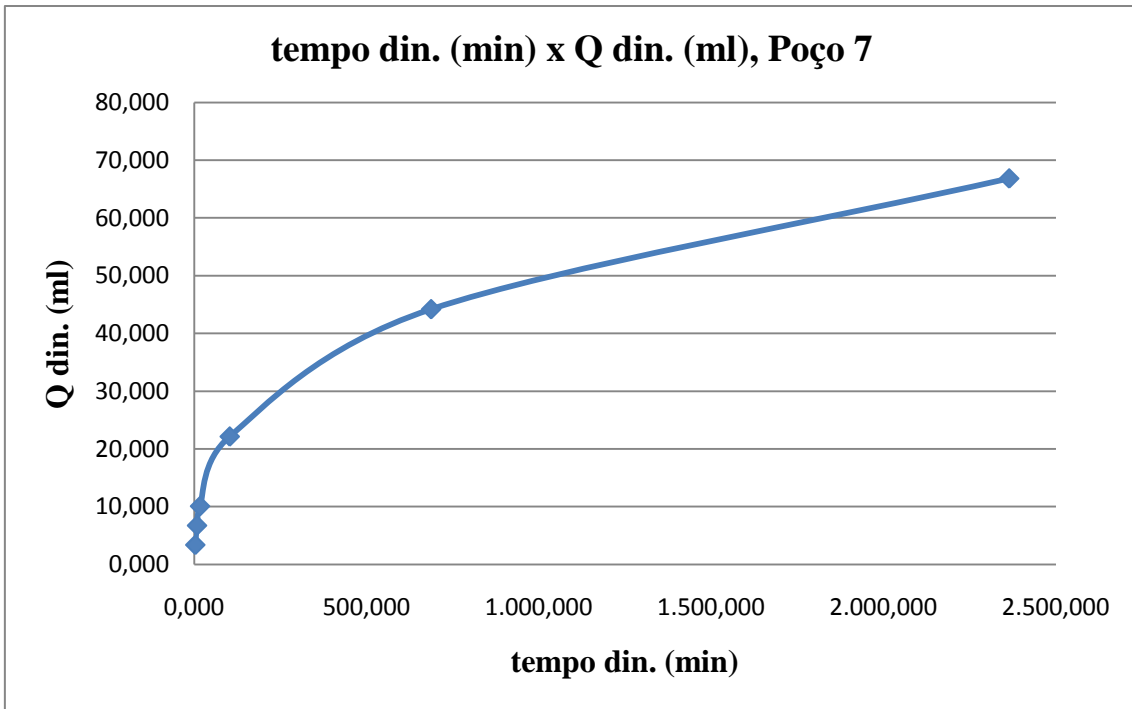
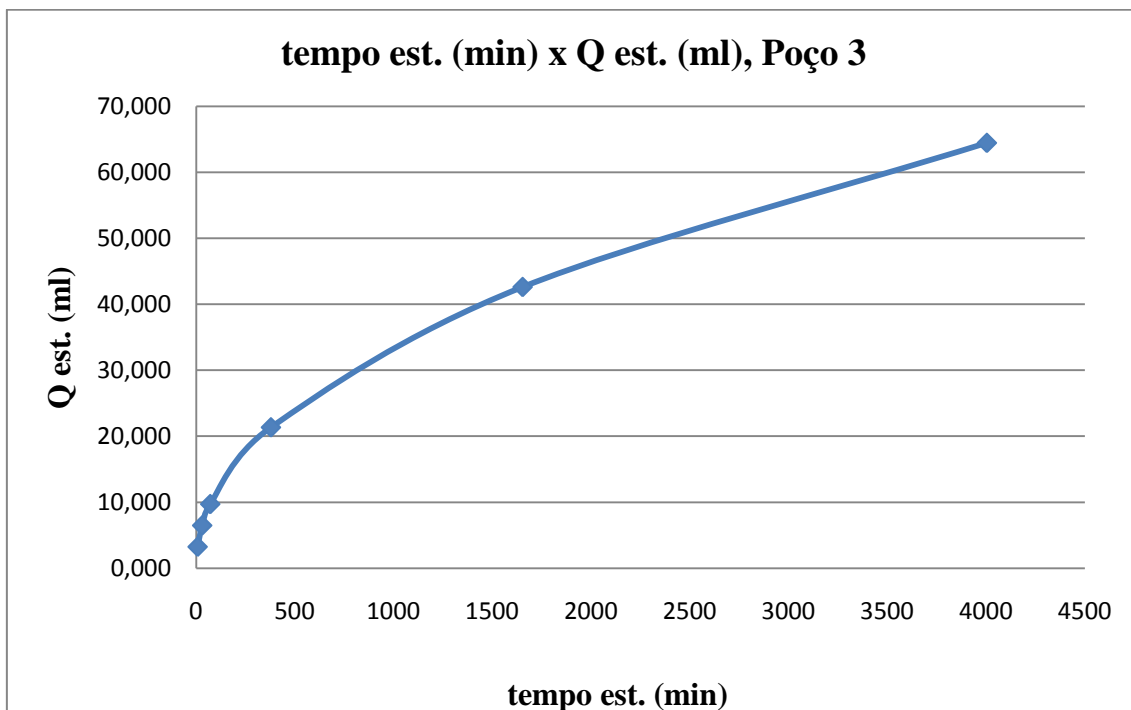
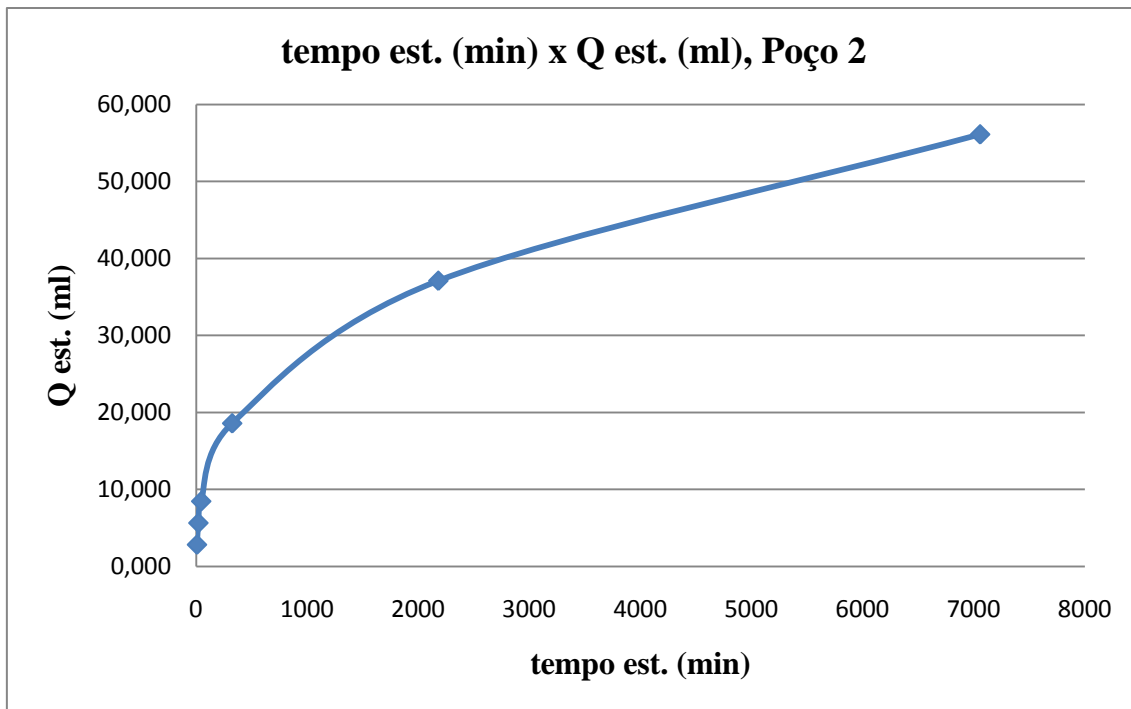
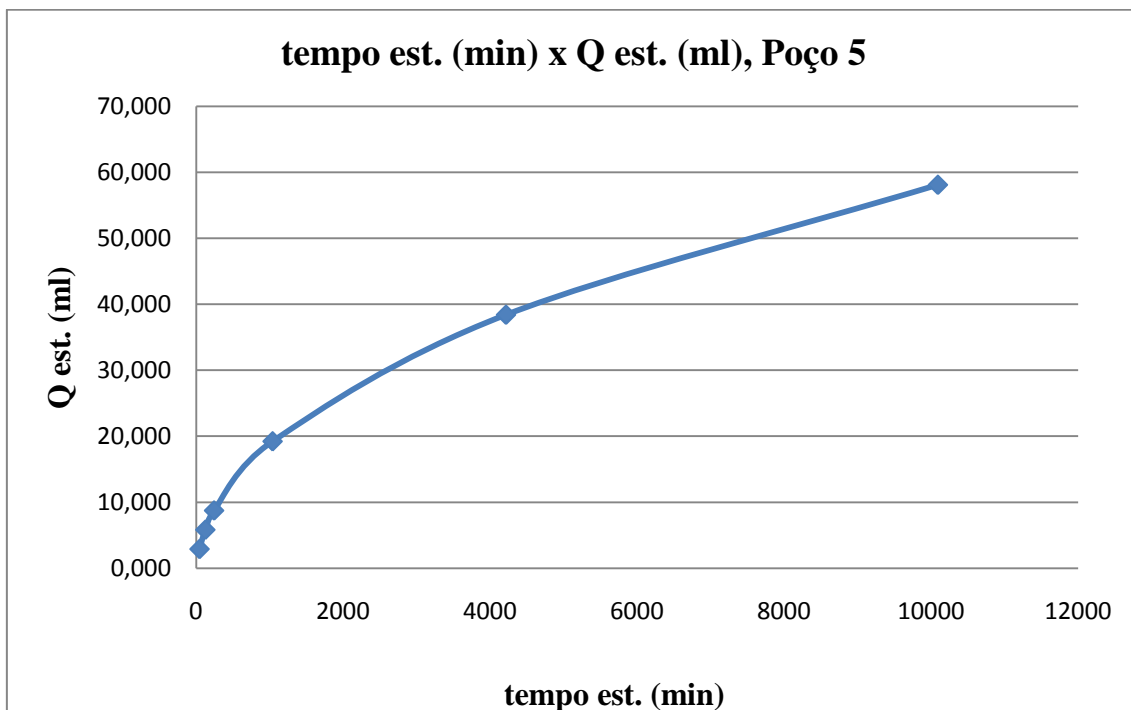
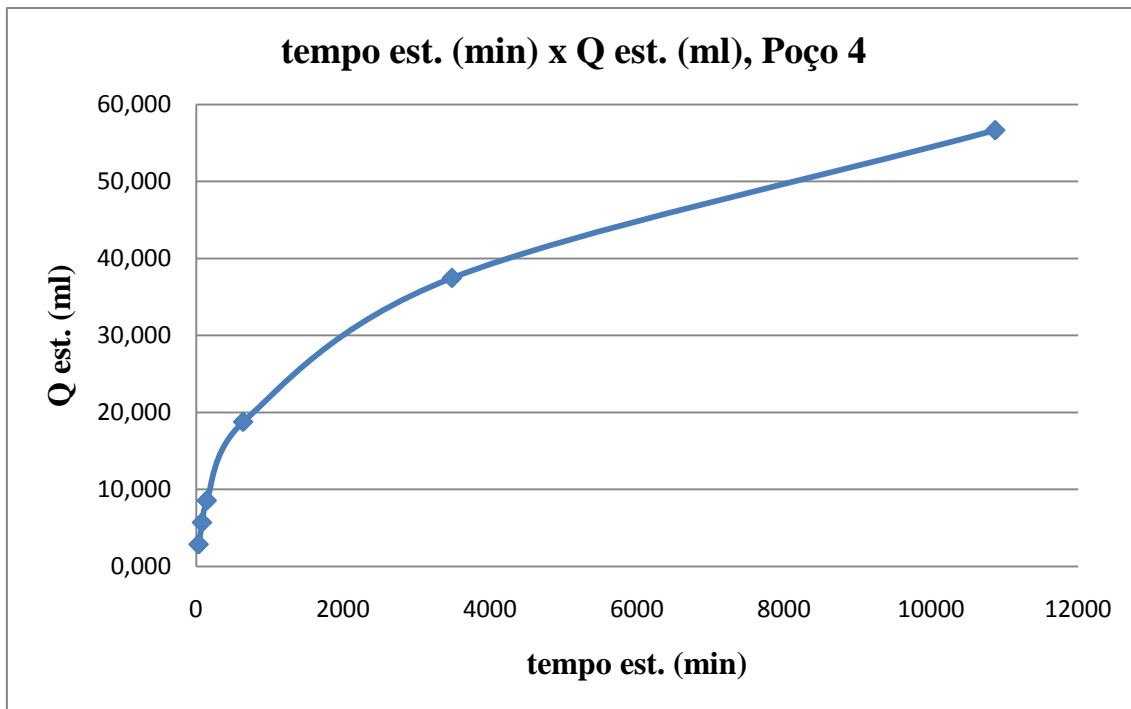
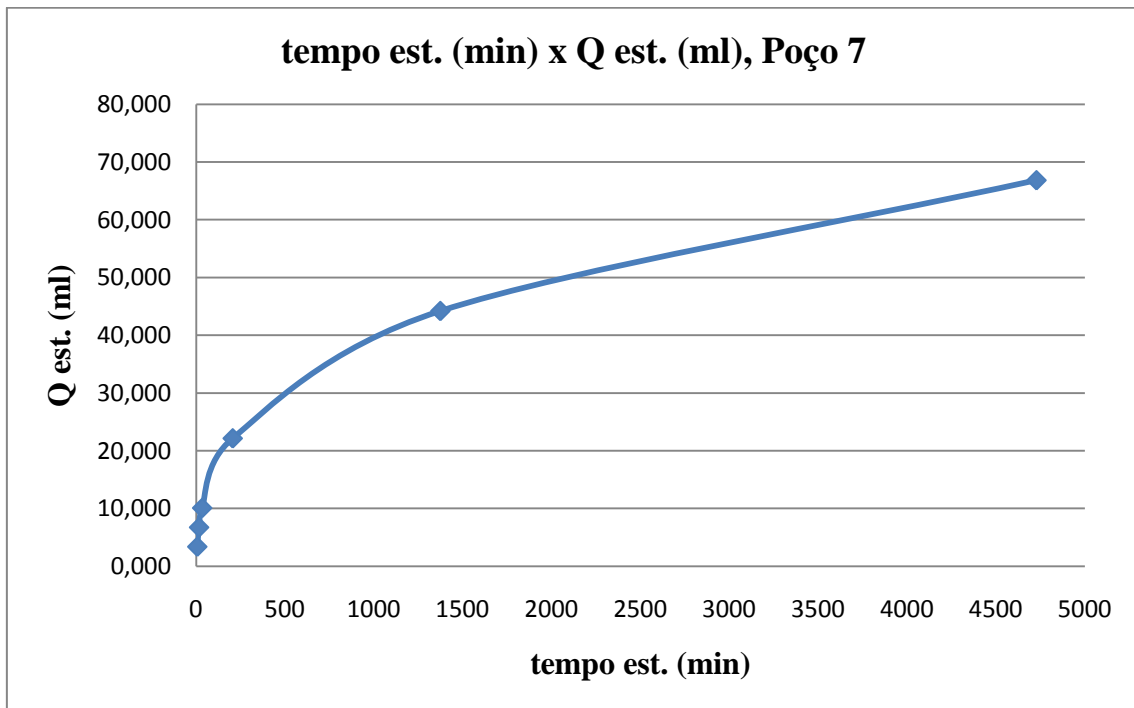
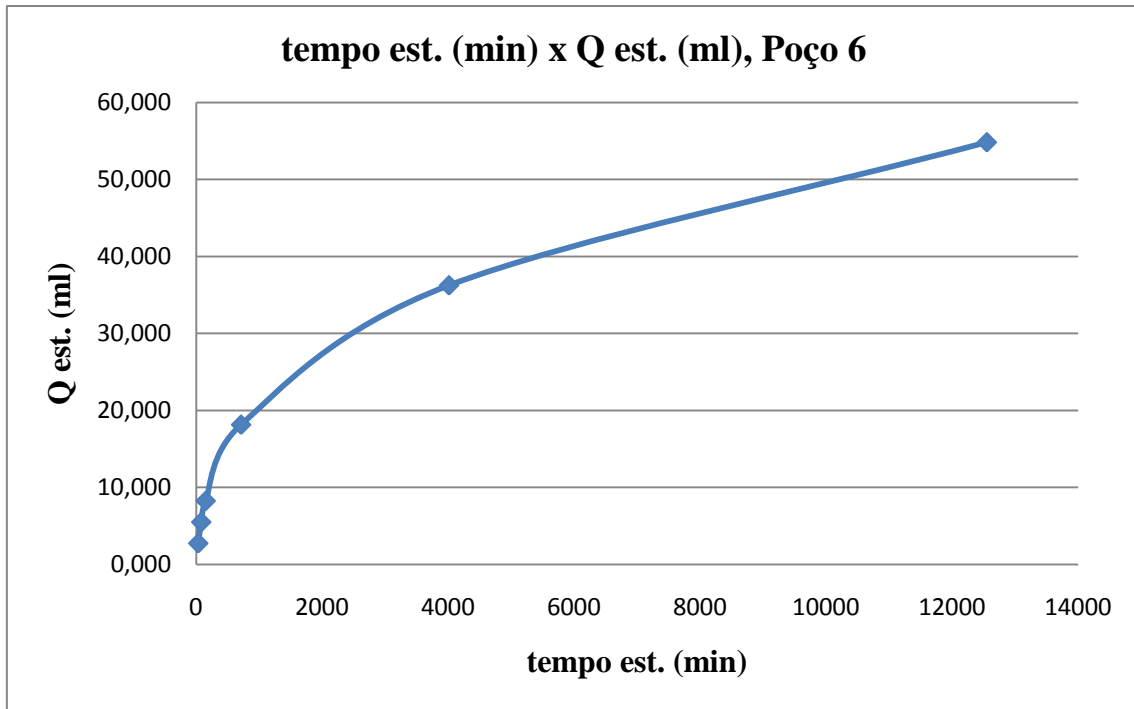


Figura 5. 34. Gráficos tempo médio dinâmico de formação do reboco (min) x filtrado acumulado dinâmico (ml) para os DPs, Poços 2 a 8.







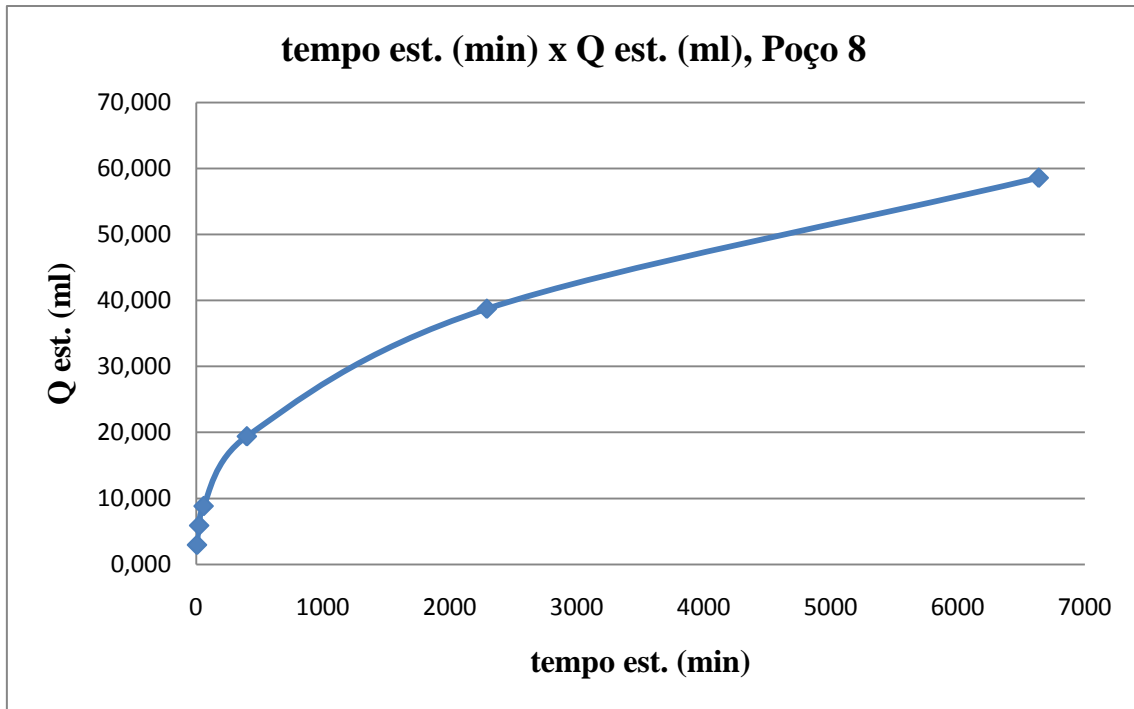
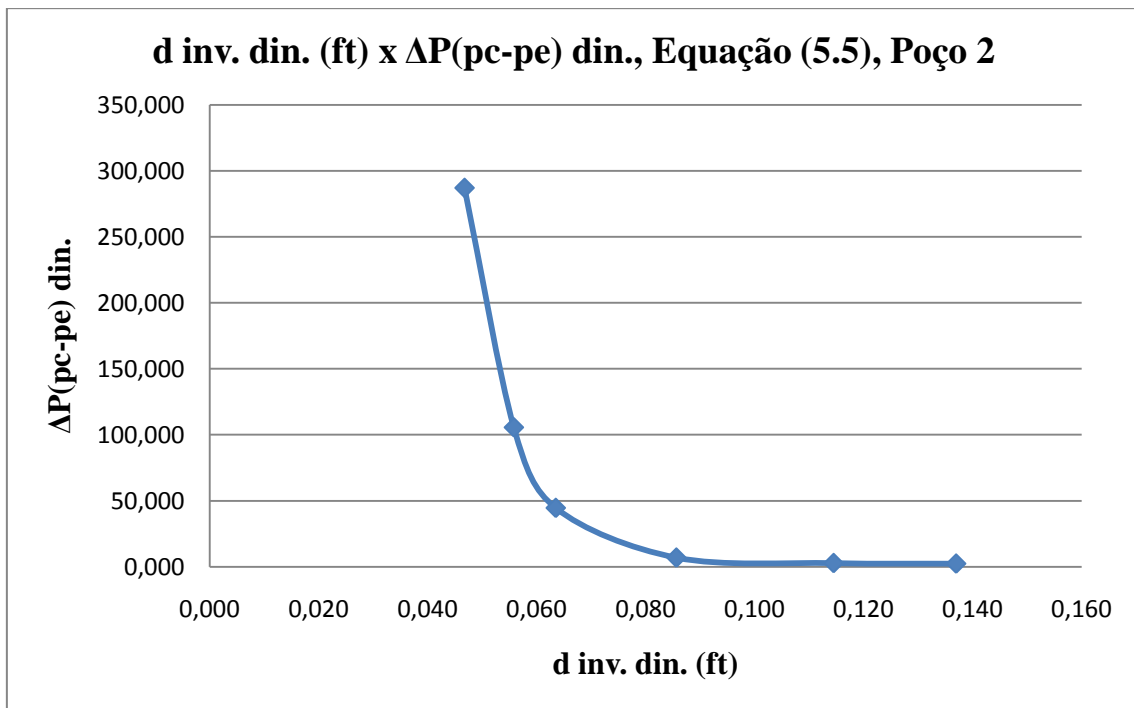
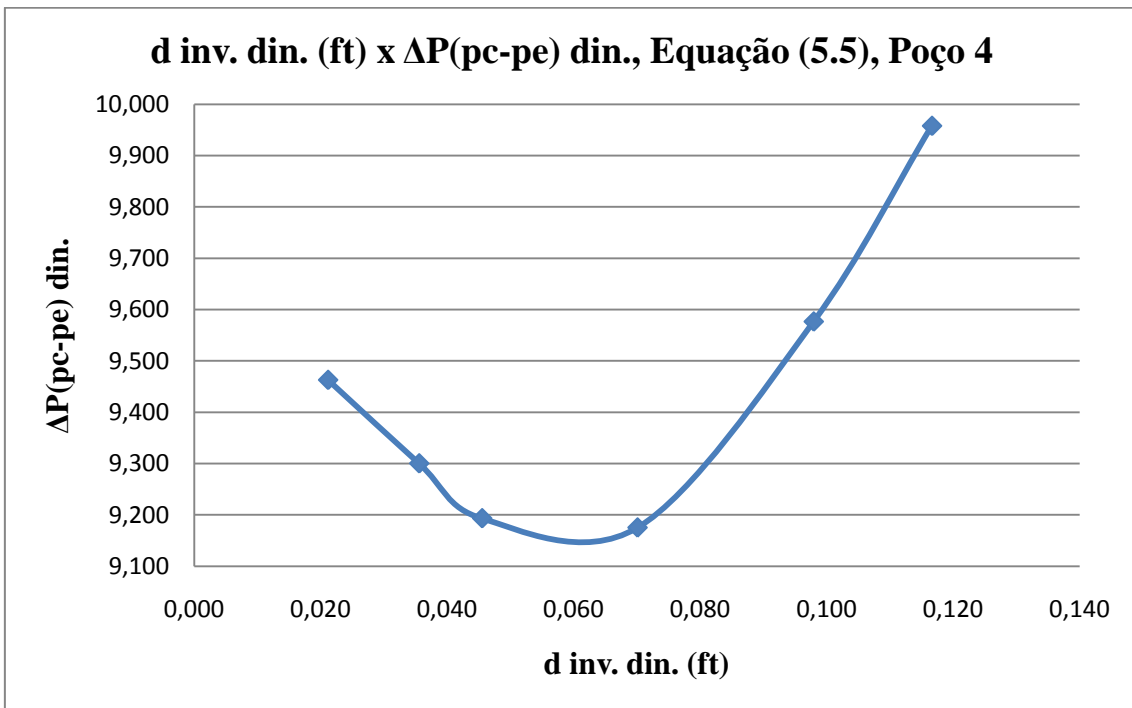
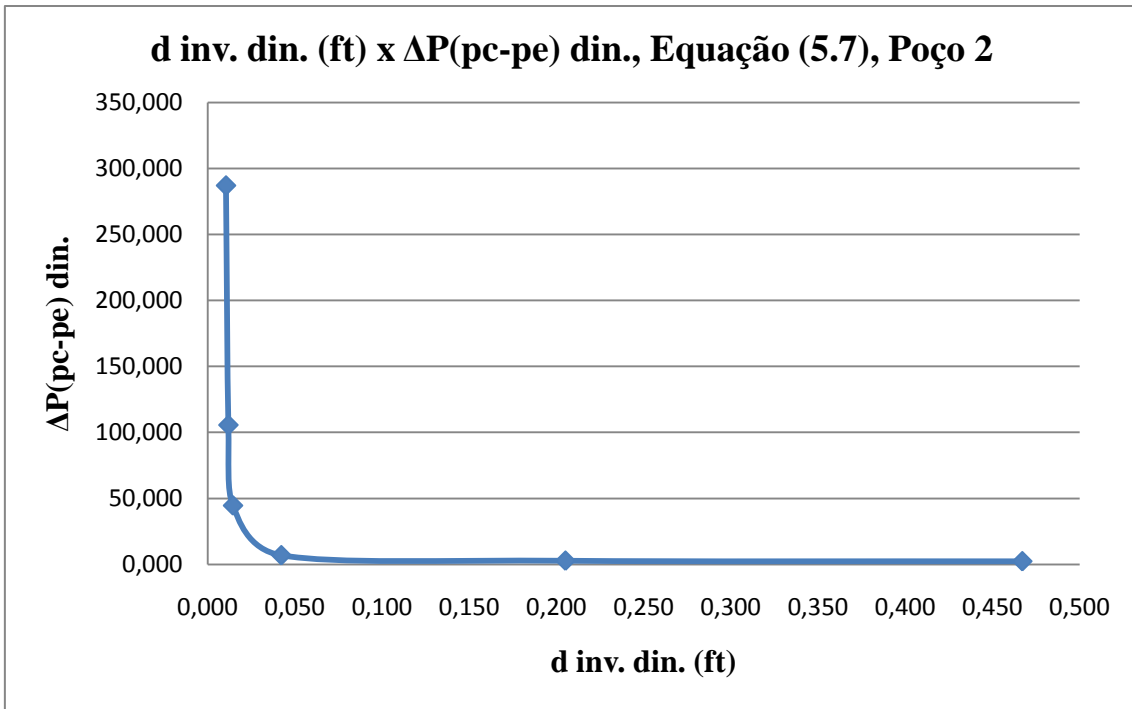
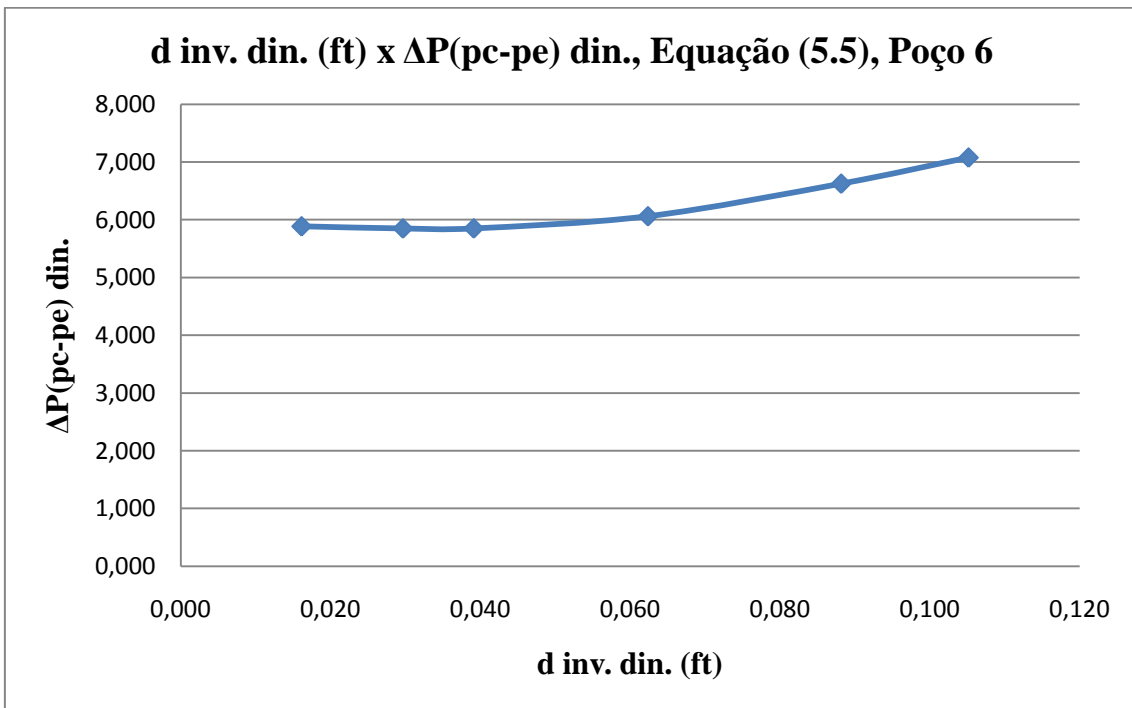
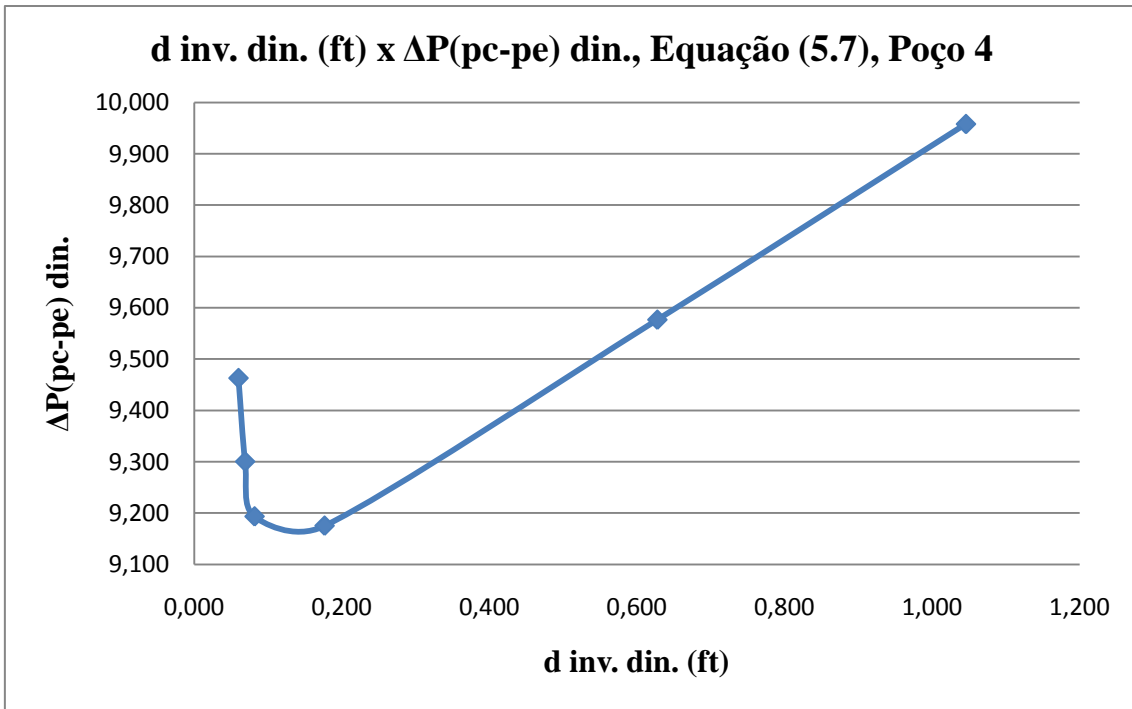
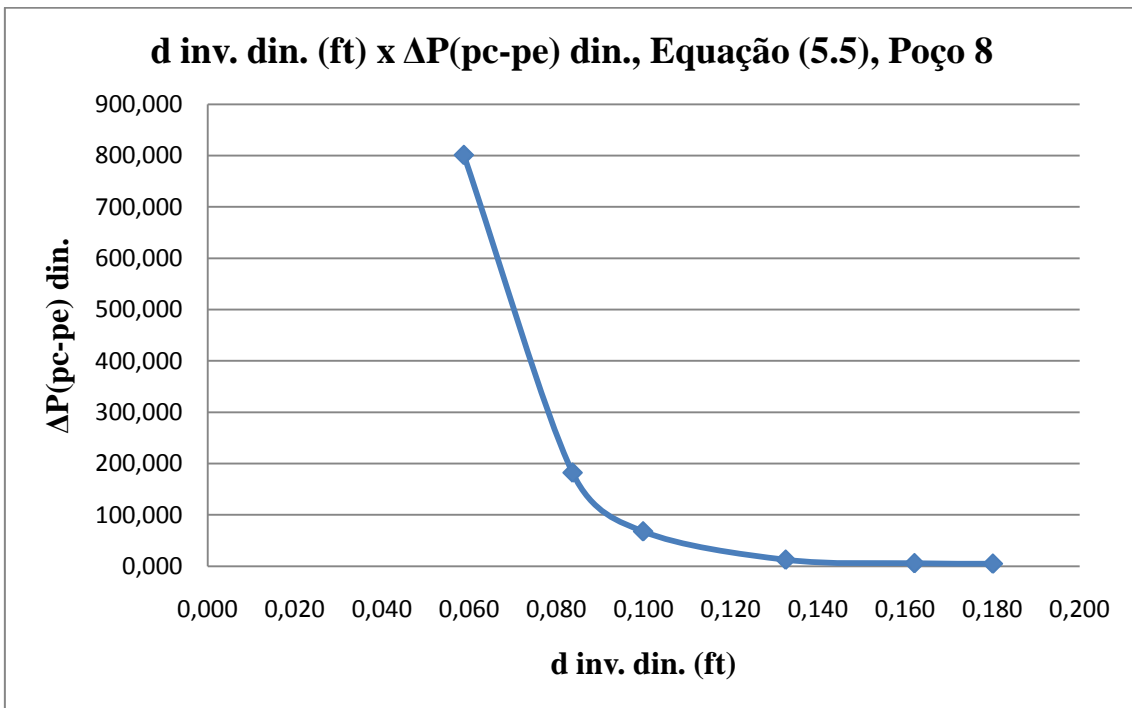
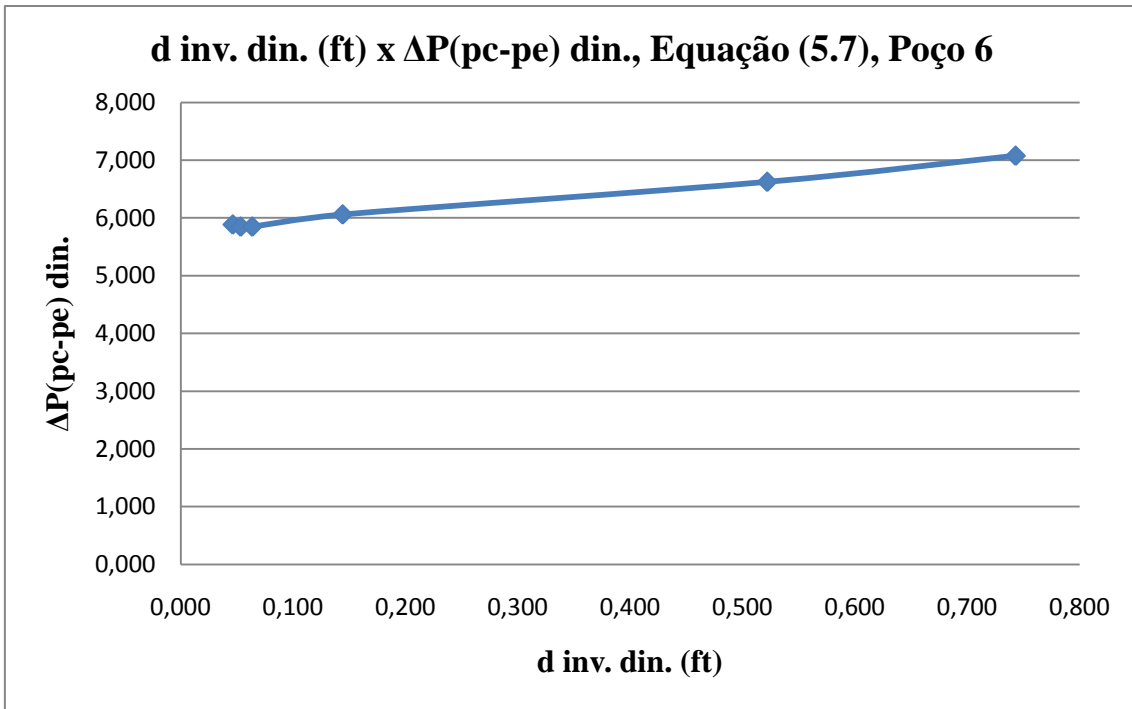


Figura 5.35. Gráficos tempo estático de formação do reboco (min) x filtrado acumulado estático (ml) para os DPs, Poços 2 a 8.









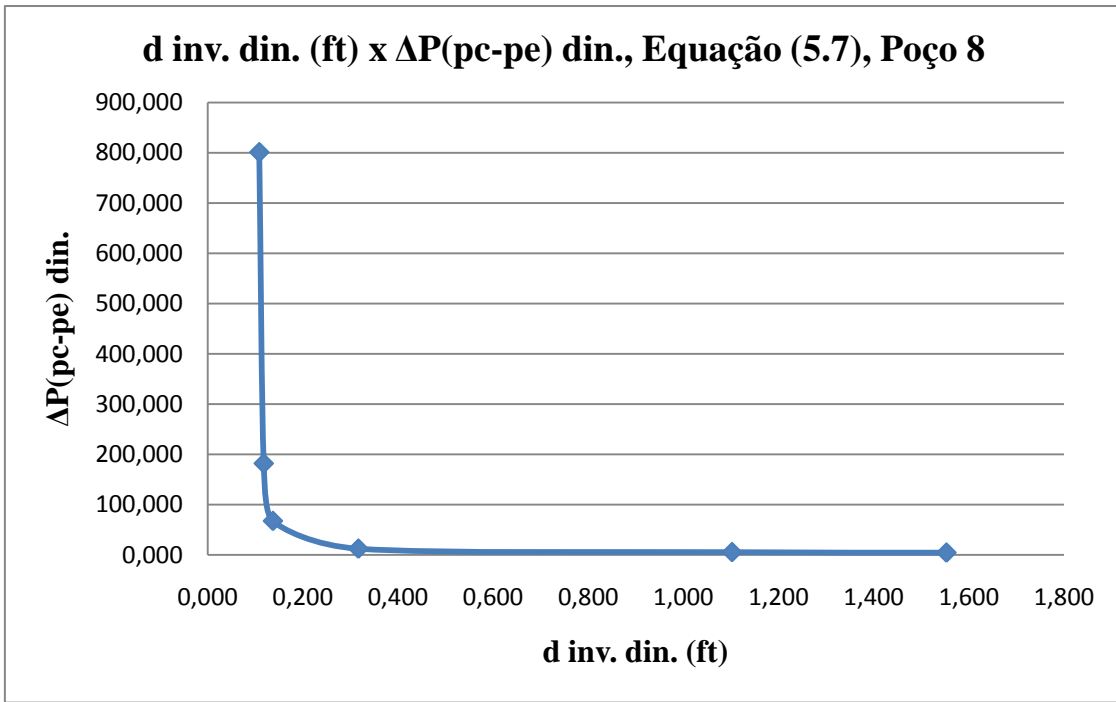
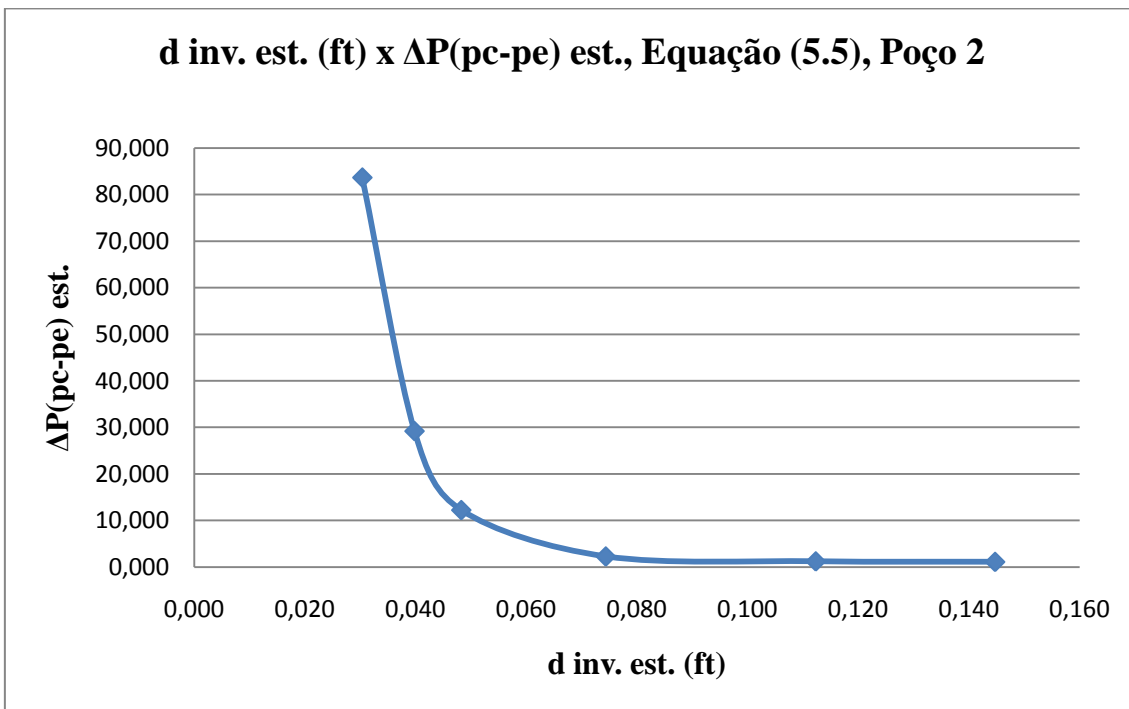
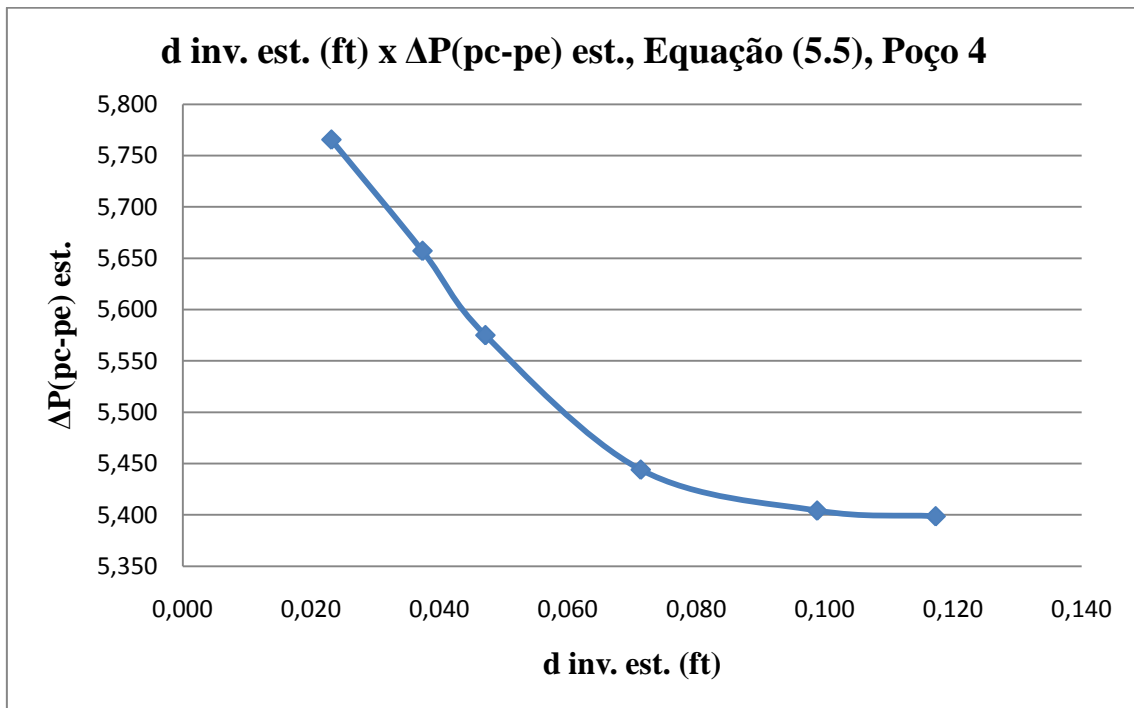
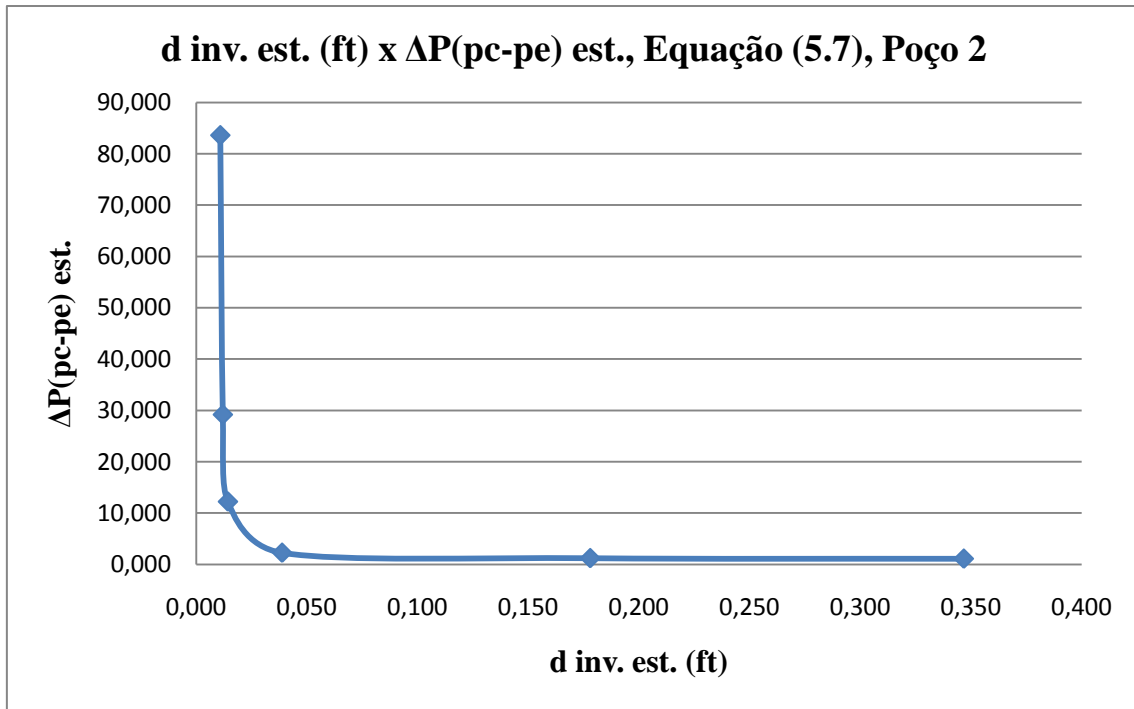
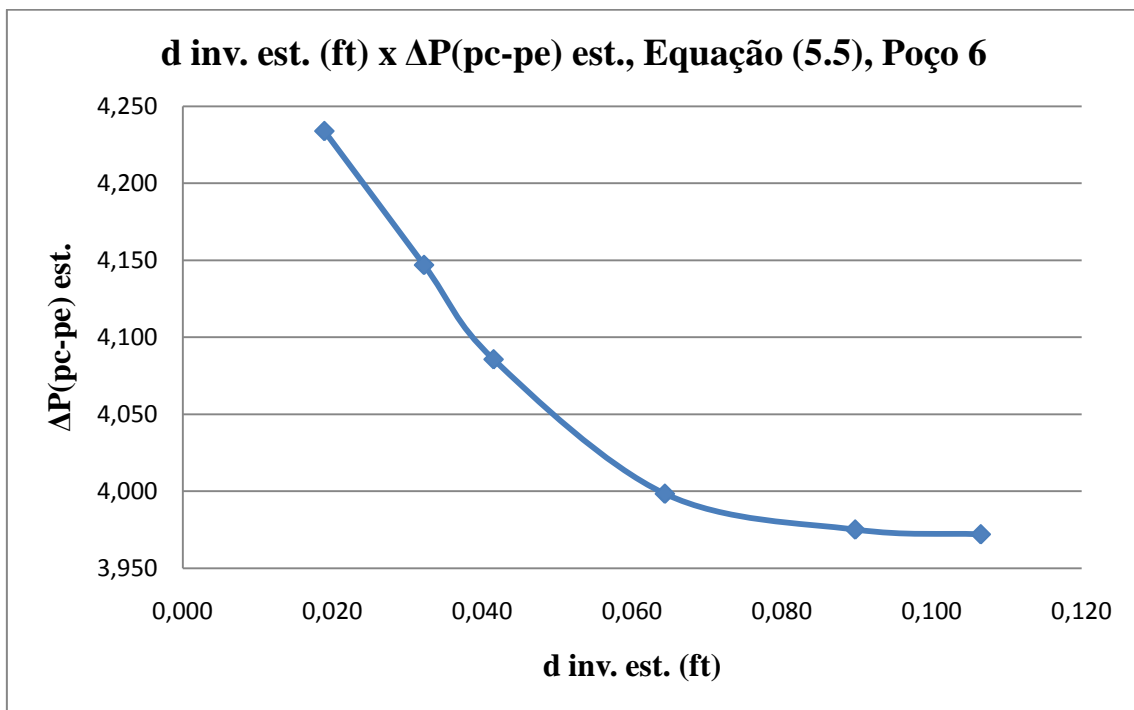
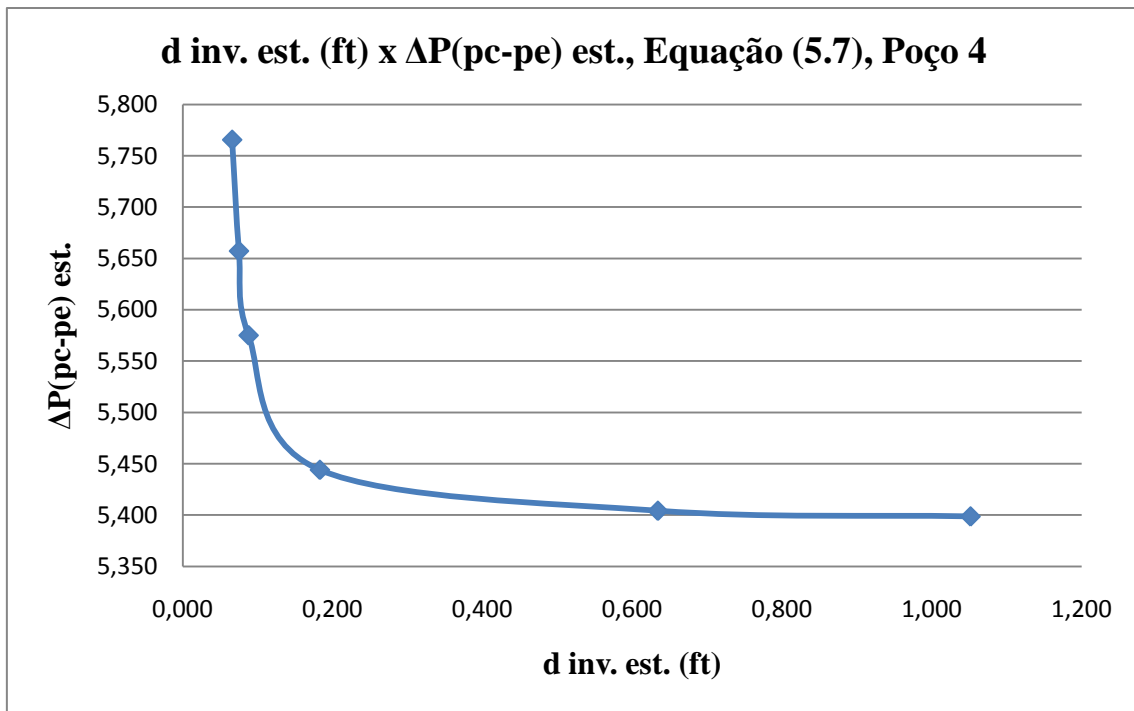
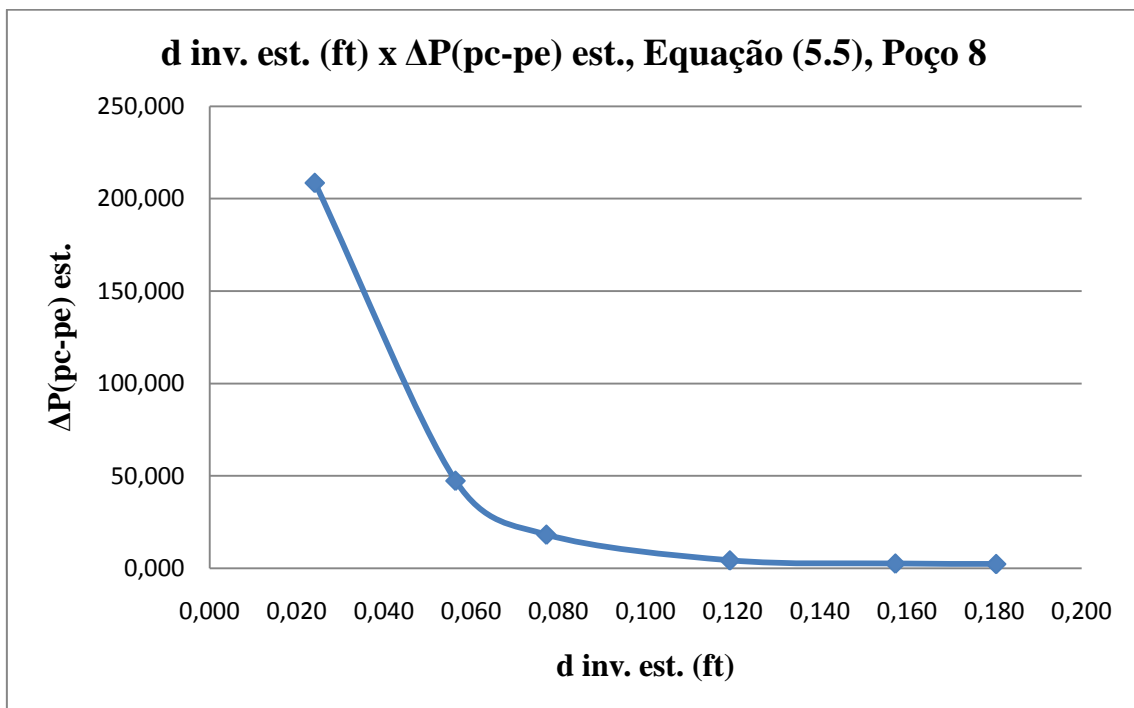
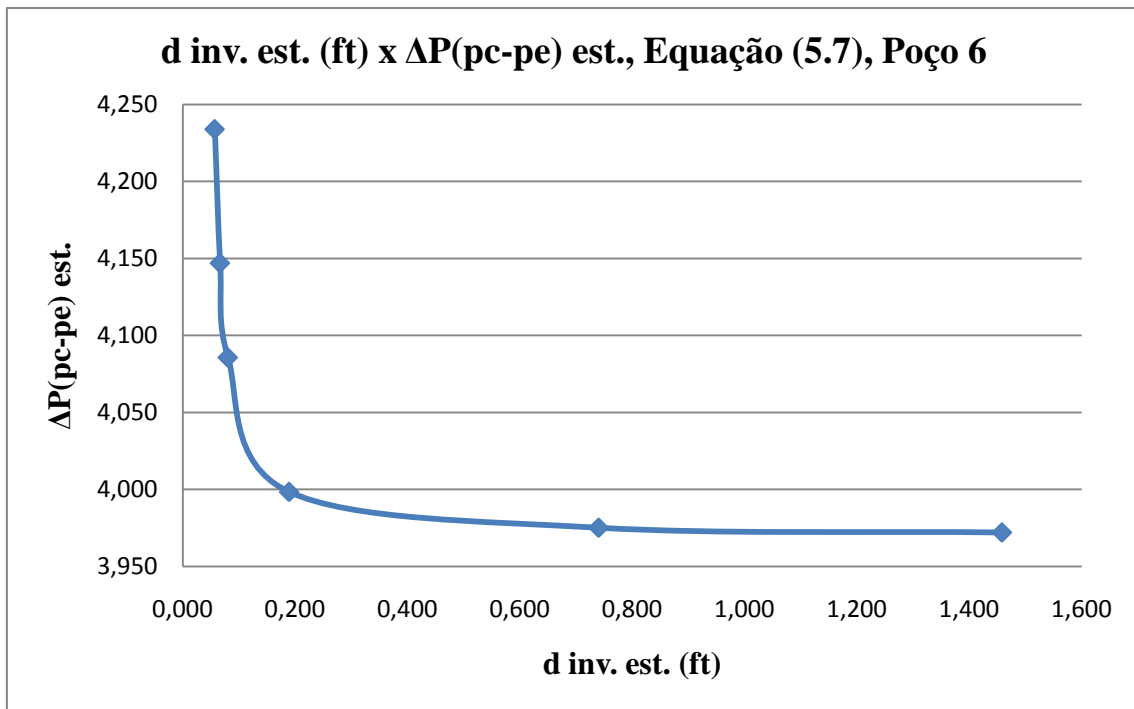


Figura 5.36. Gráficos profundidade de invasão d(cm) x Δp (p_c-p_e) (psi) dinâmico nos DPs, para os Poços 2, 4, 6 e 8.









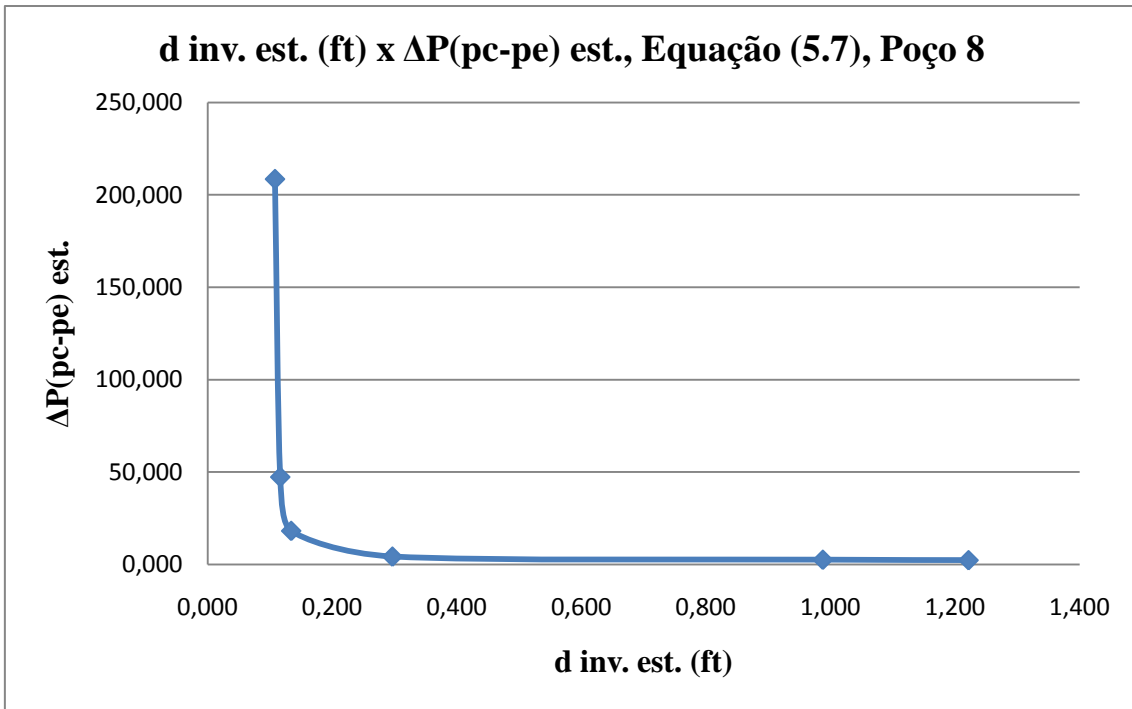
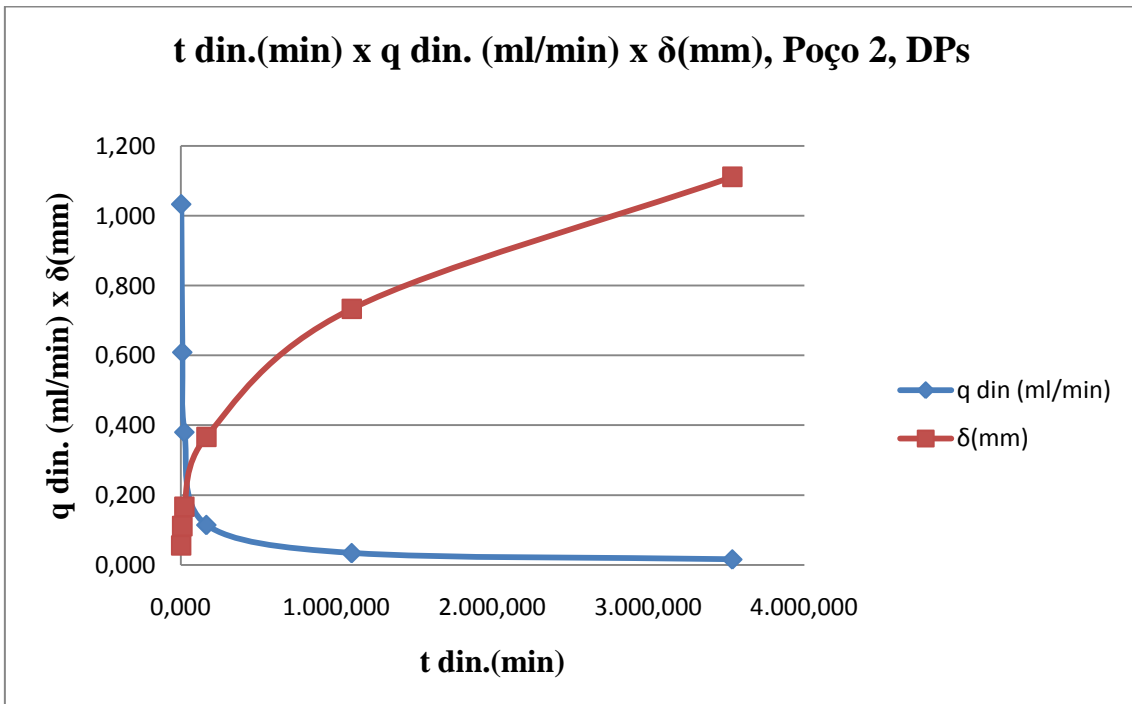
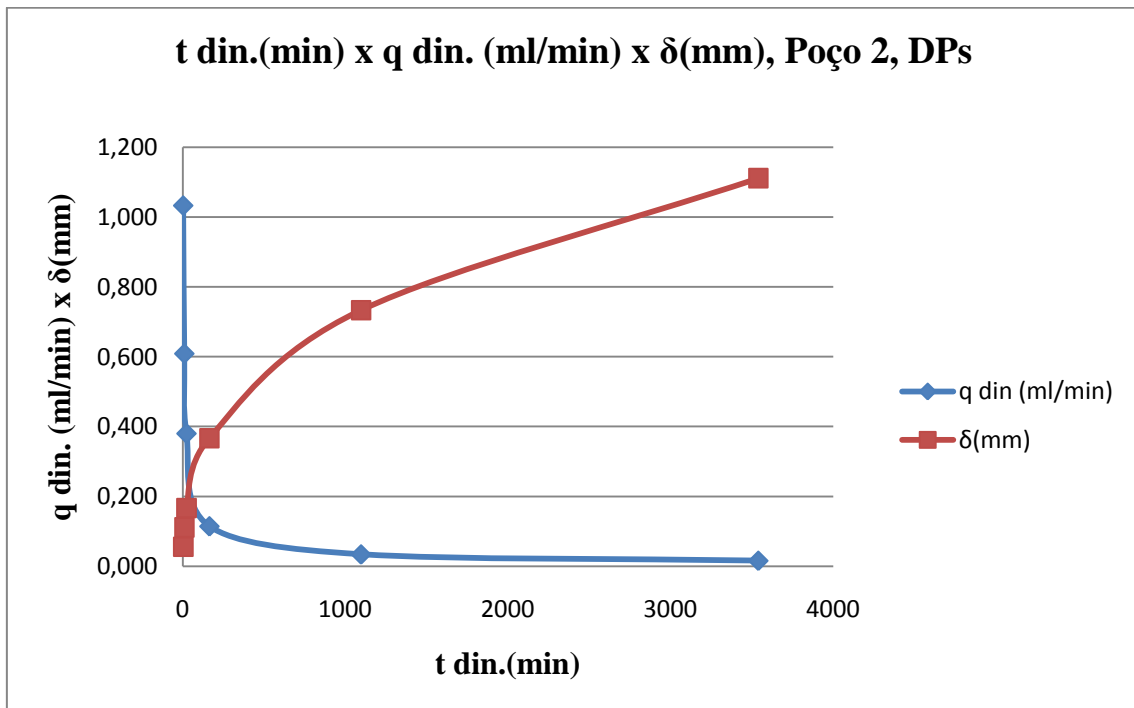
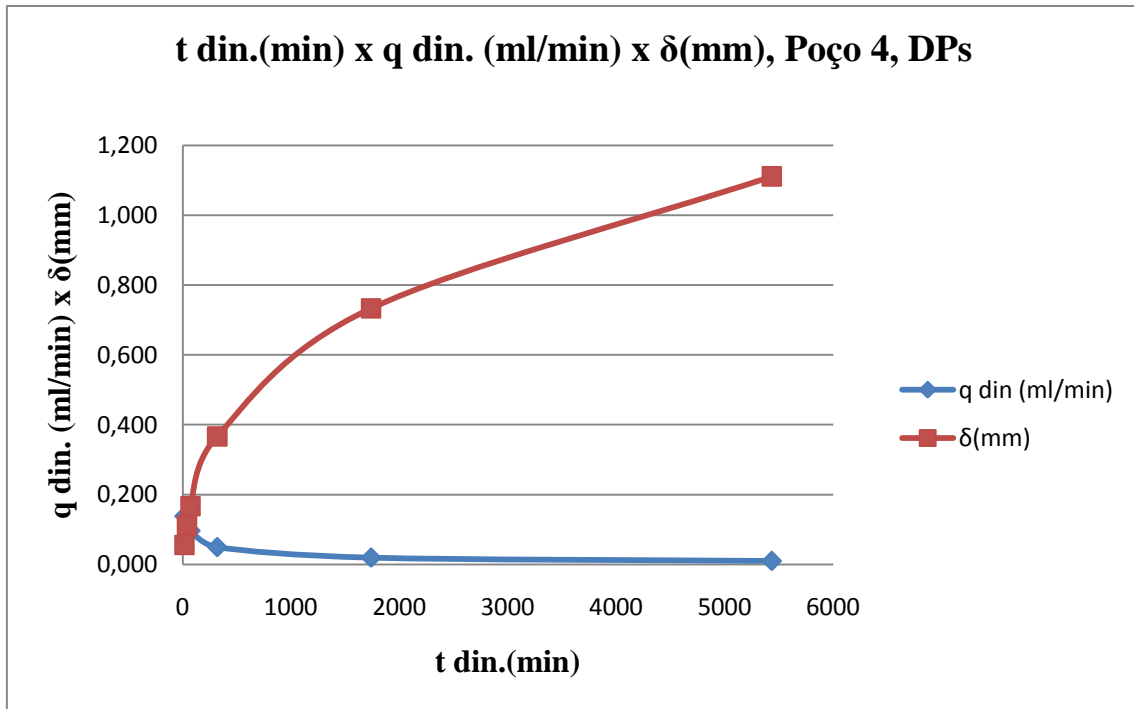
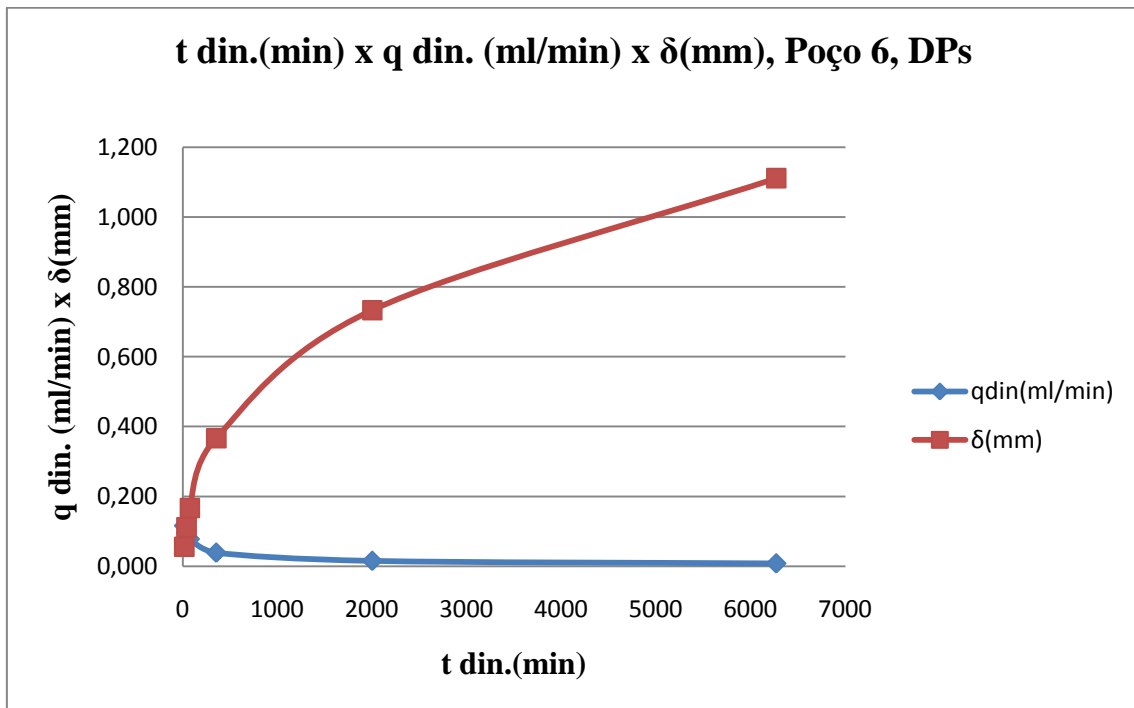
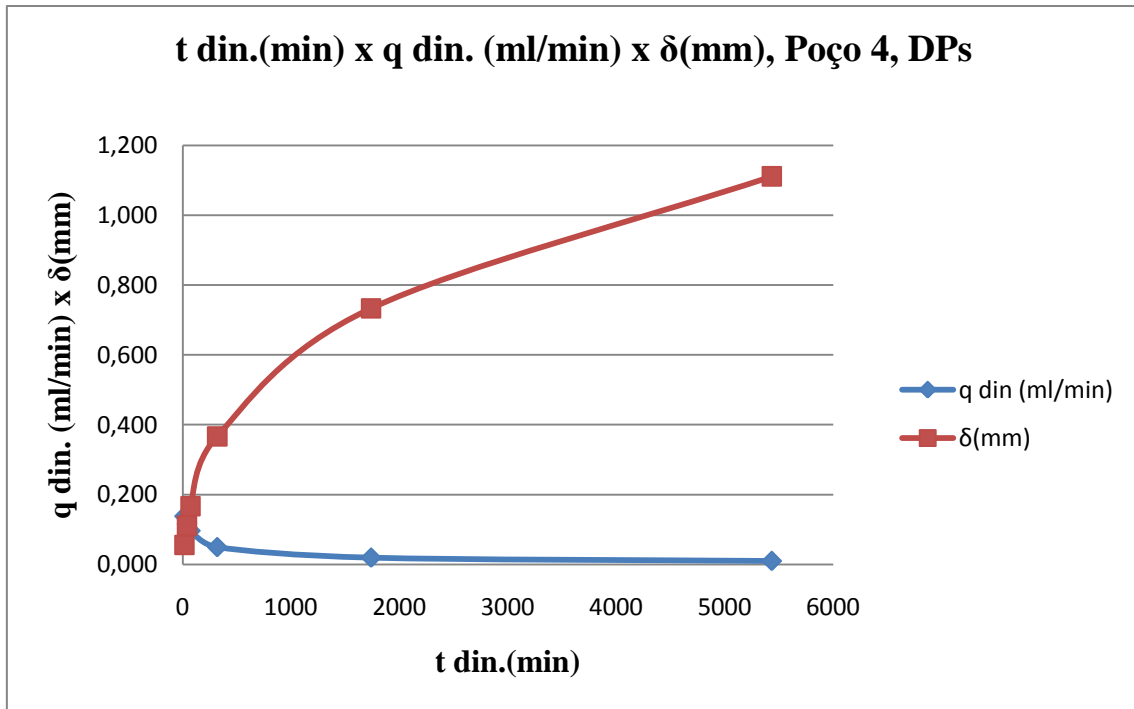


Figura 5.37. Gráficos profundidade de invasão d(cm) x Δp (p_c-p_e) (psi) estático nos DPs, para os Poços 2, 4, 6 e 8.







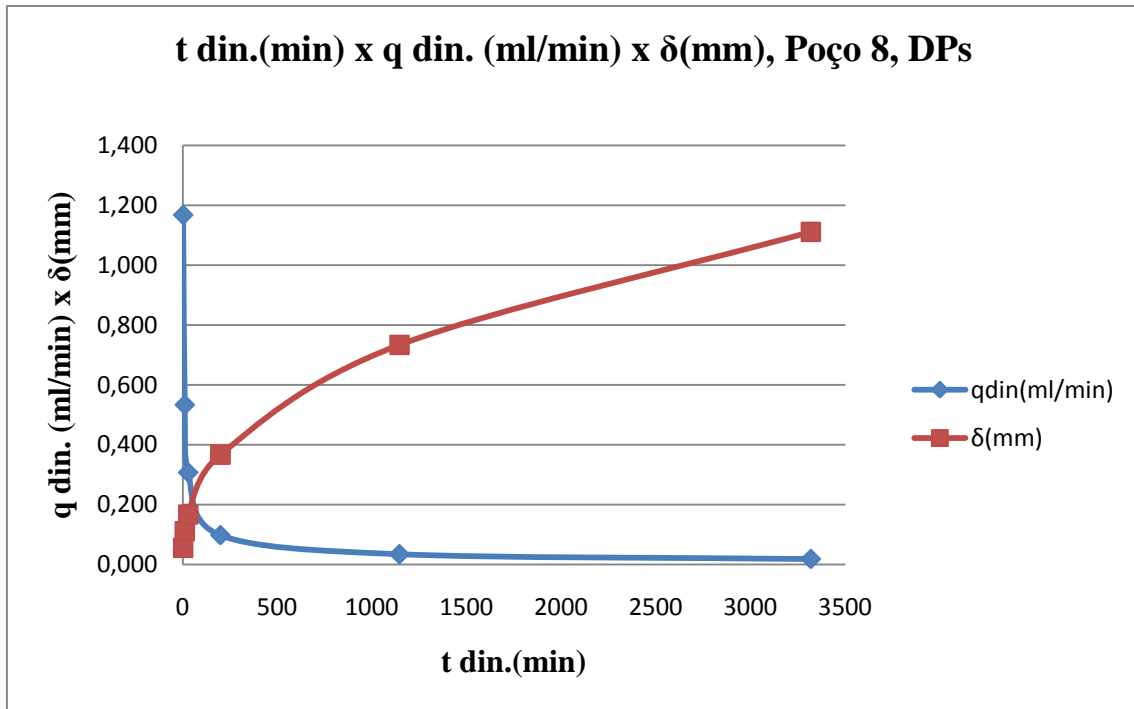
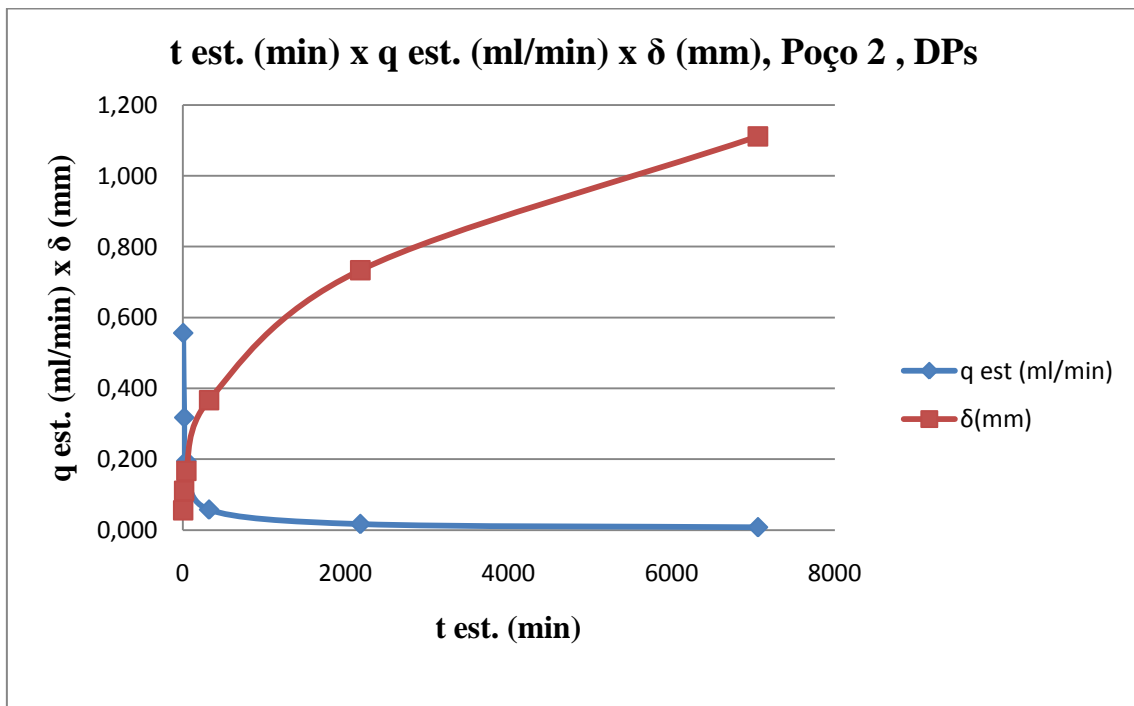
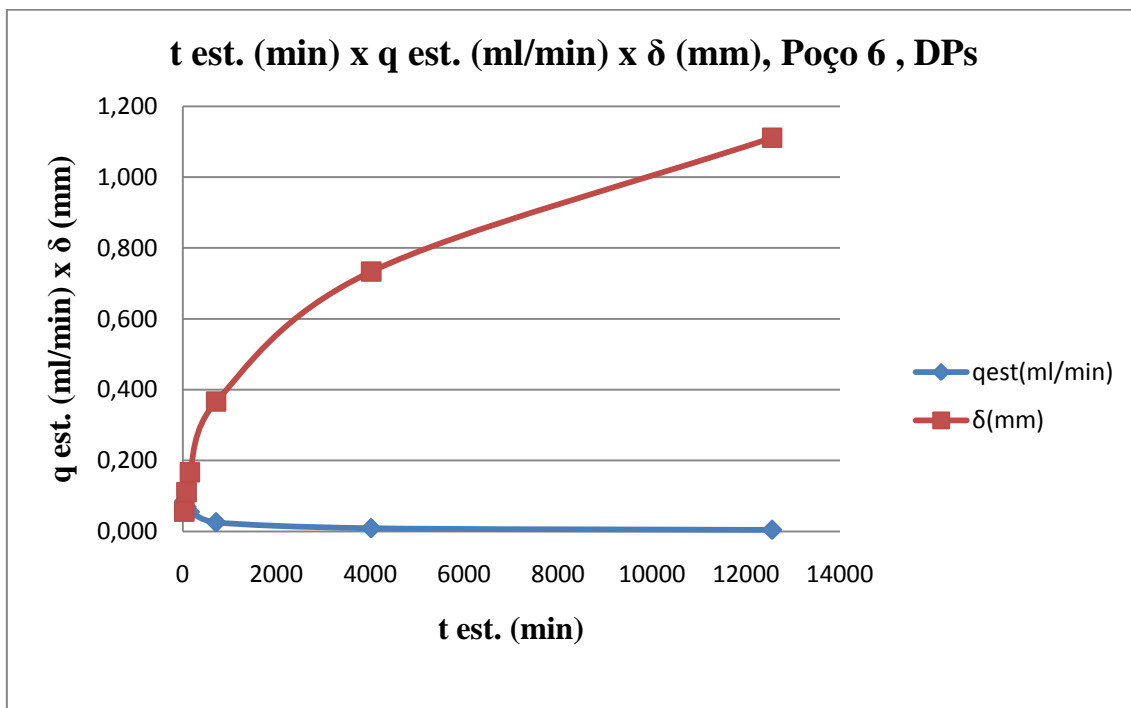
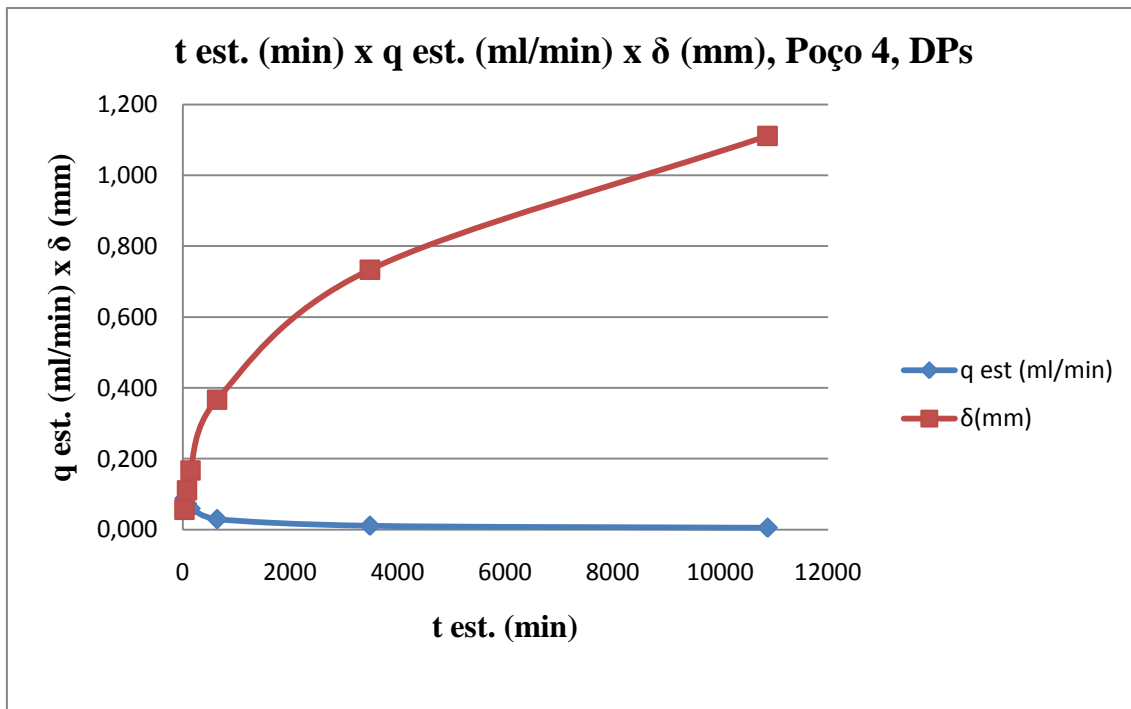


Figura 5.38. Variação do tempo dinâmico de formação do reboco t din.(min) x vazão de fluxo dinâmica q din. (ml/min) x δ (mm), Poços 2, 4, 6 e 8.





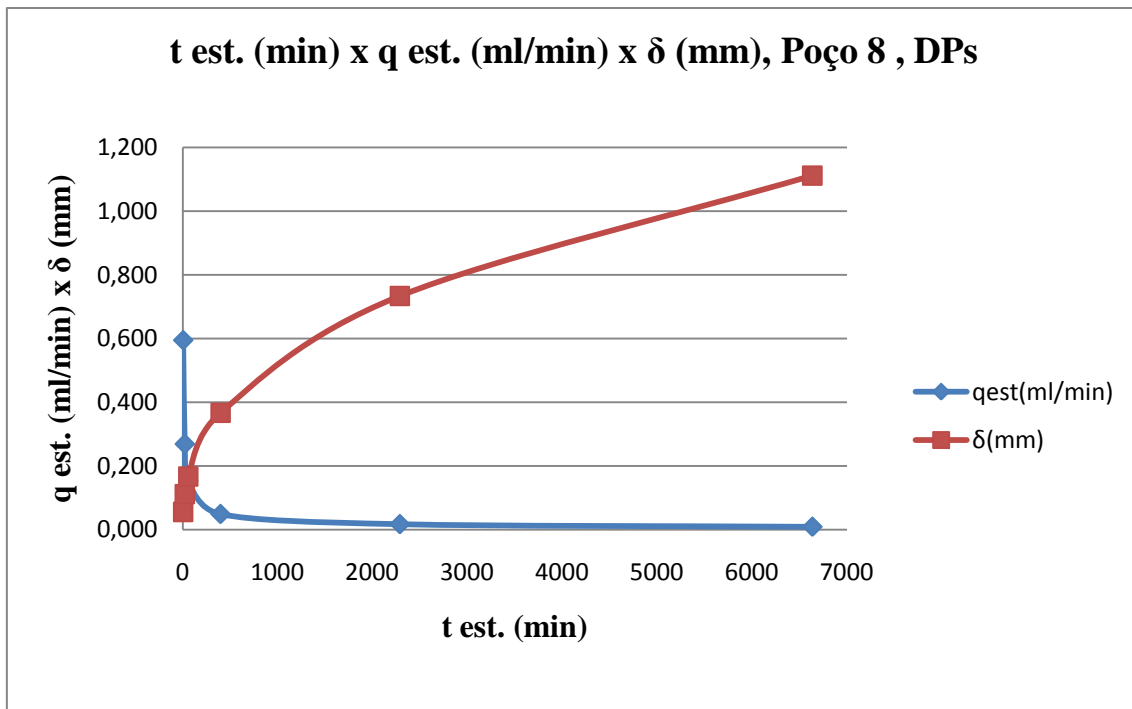


Figura 5.39. Variação do tempo estático de formação do reboco $t_{est.}$ (min) x vazão de fluxo estática $q_{est.}$ (ml/min) x δ (mm), Poços 2, 4, 6 e 8.

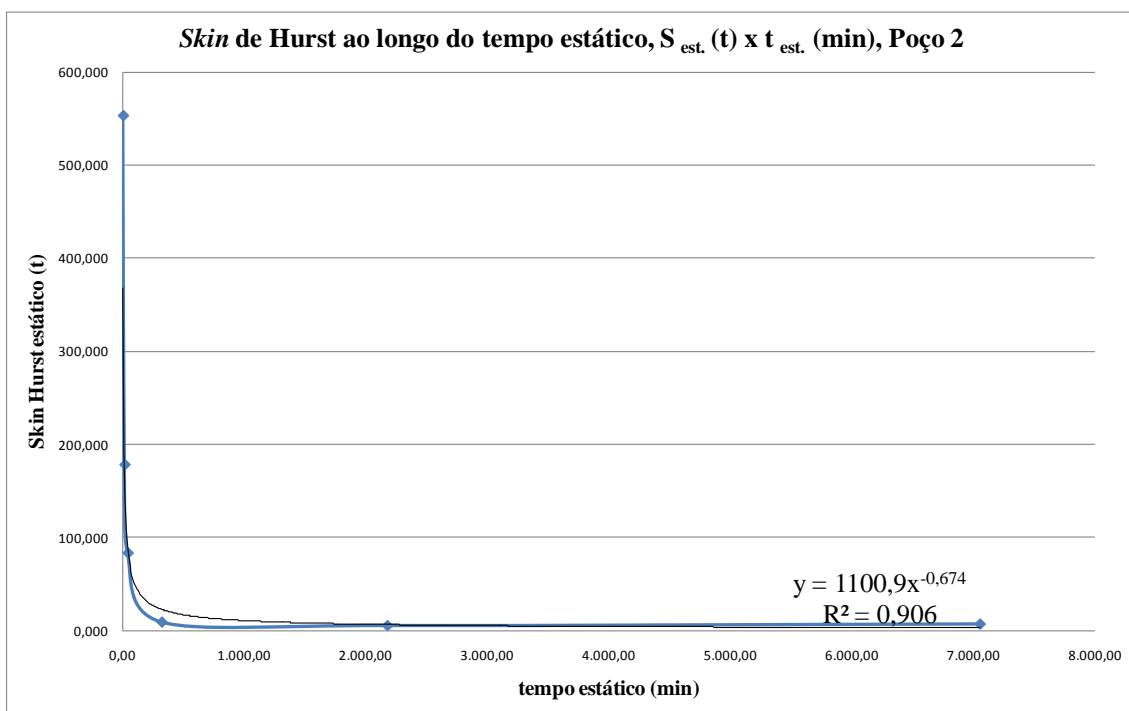
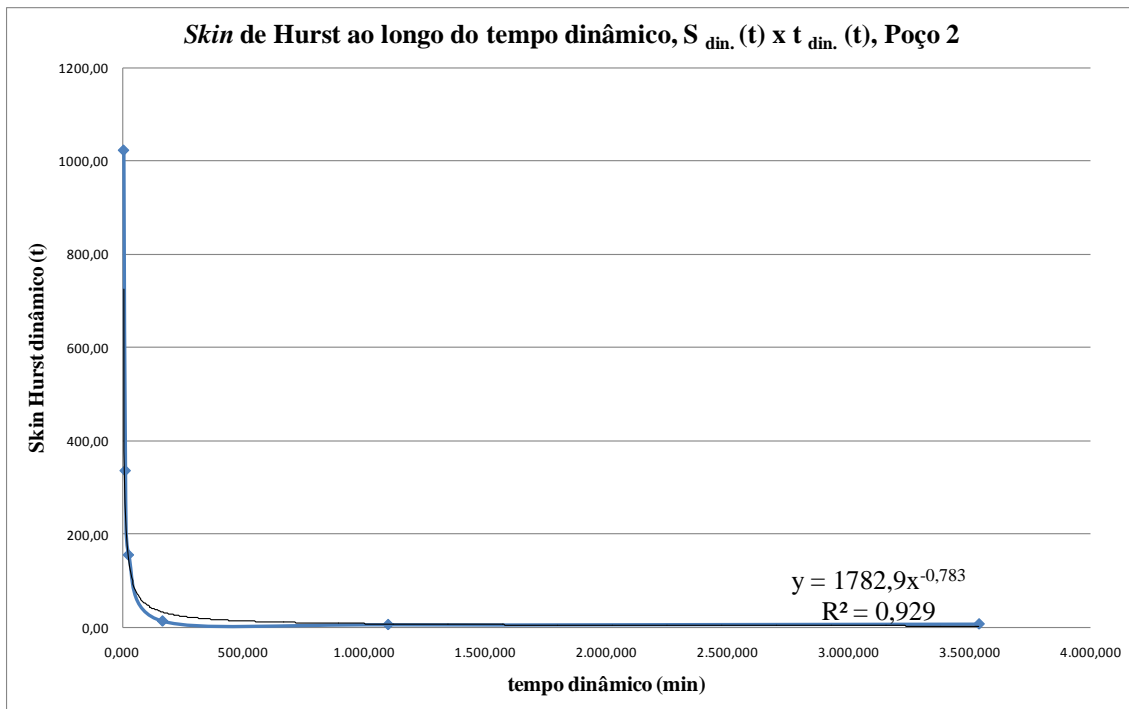


Figura 5. 40. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{din.}(t) \times t_{din.}(min)$ e $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 2.

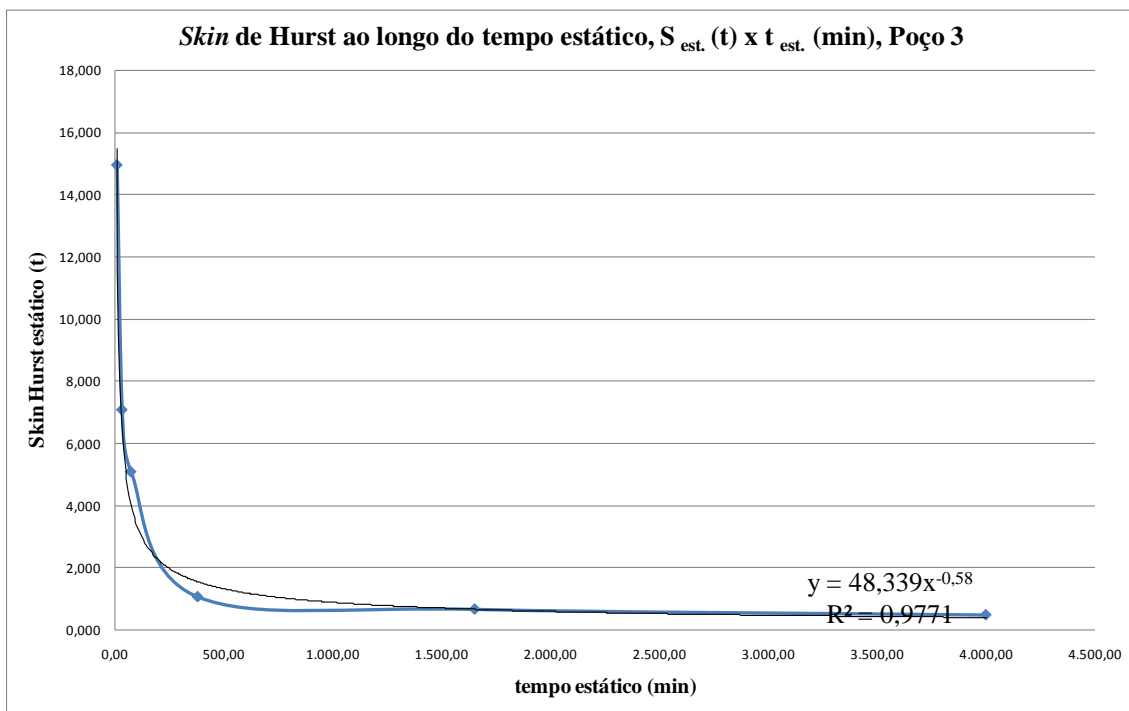
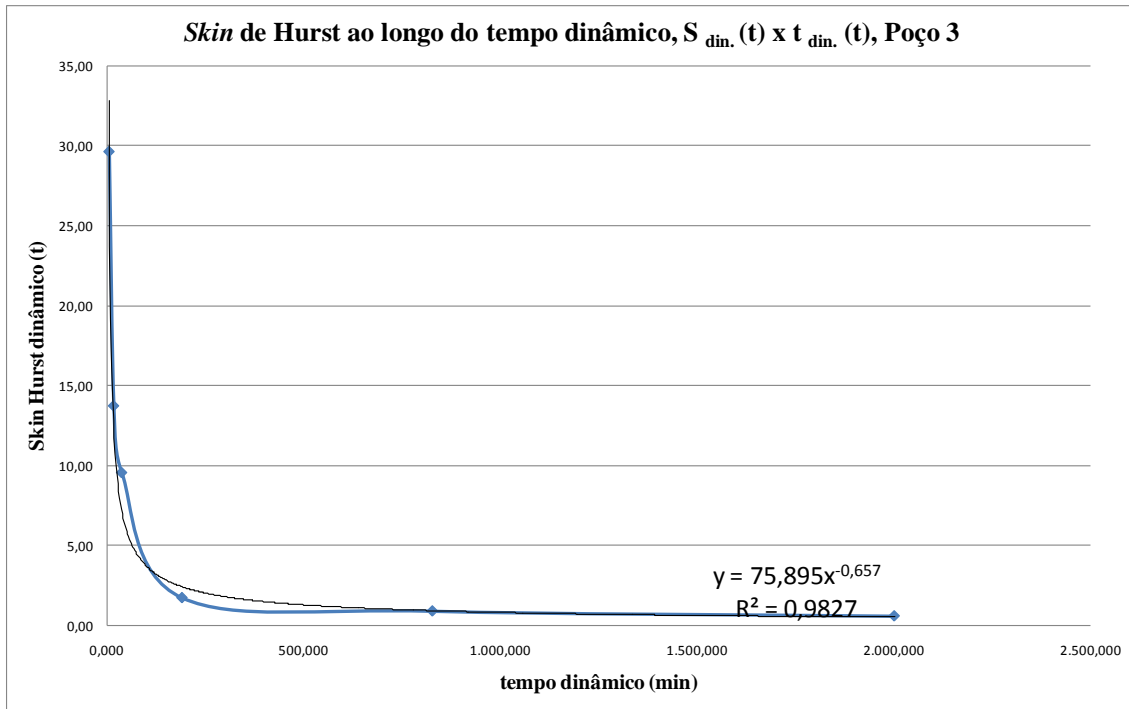


Figura 5. 41. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{din.}(t) \times t_{din.}(min)$ e $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 3.

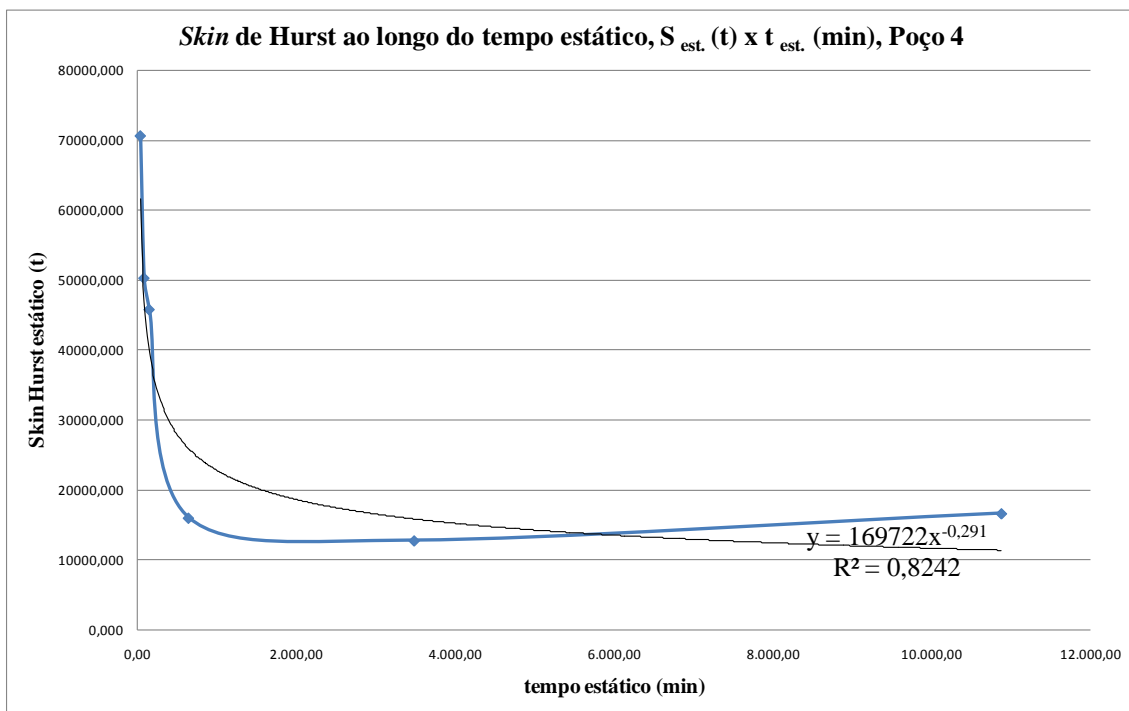
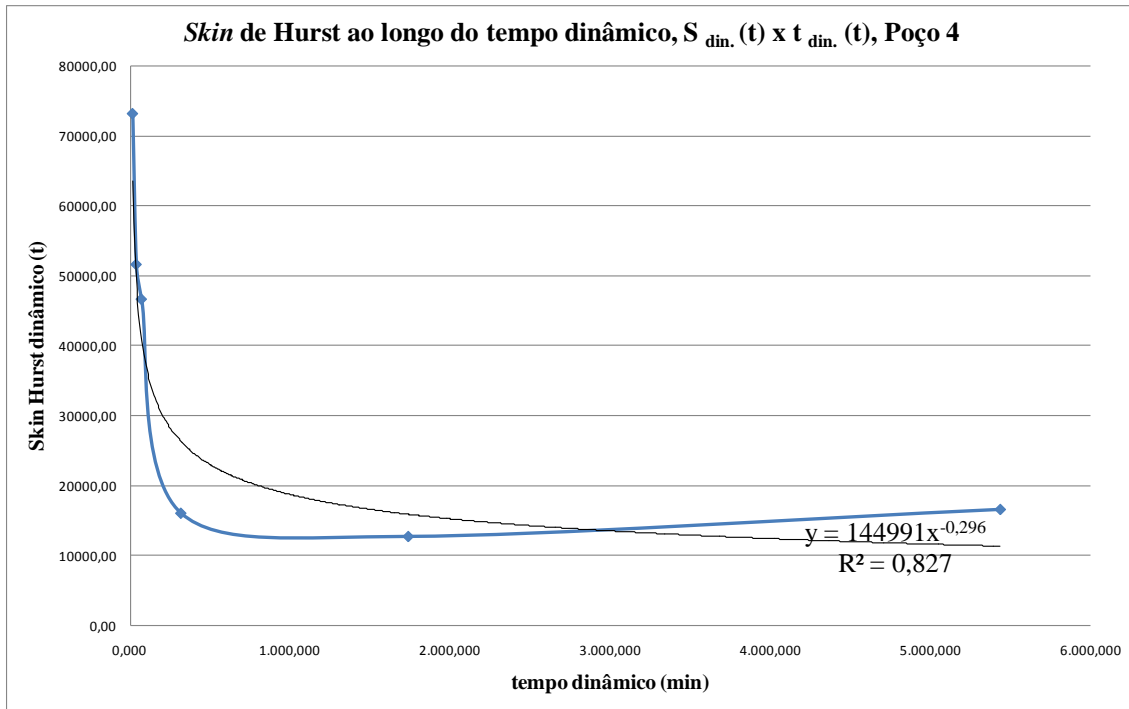


Figura 5. 42. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{din.}(t) \times t_{din.}(min)$ e $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 4.

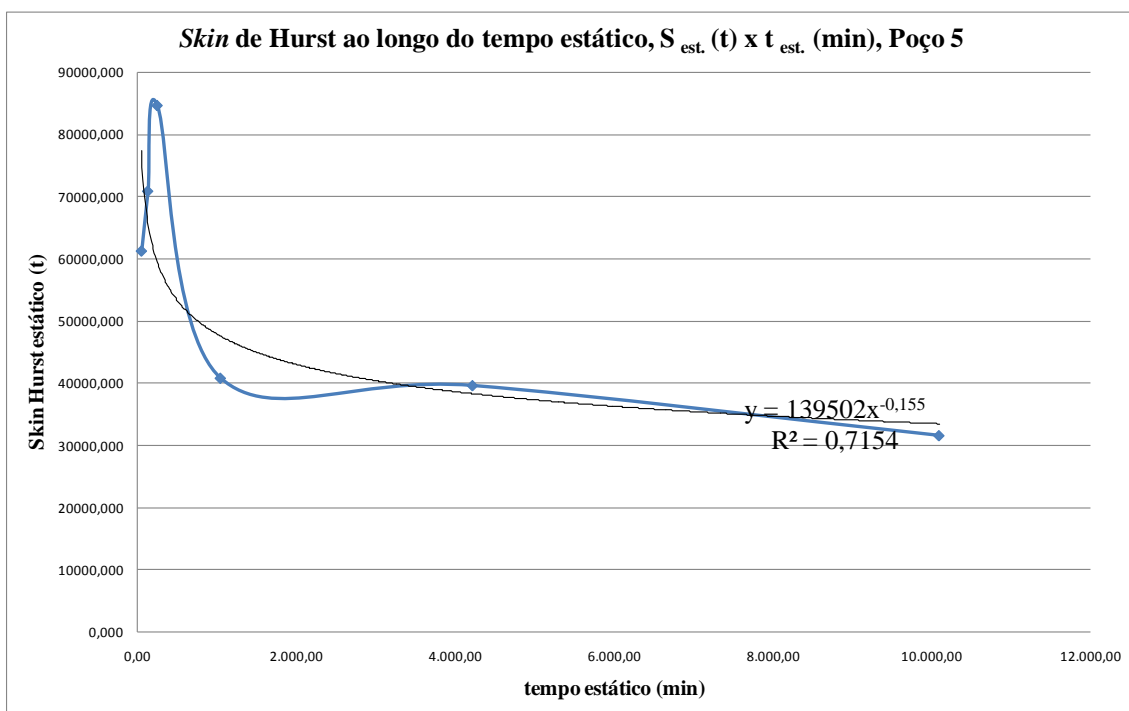
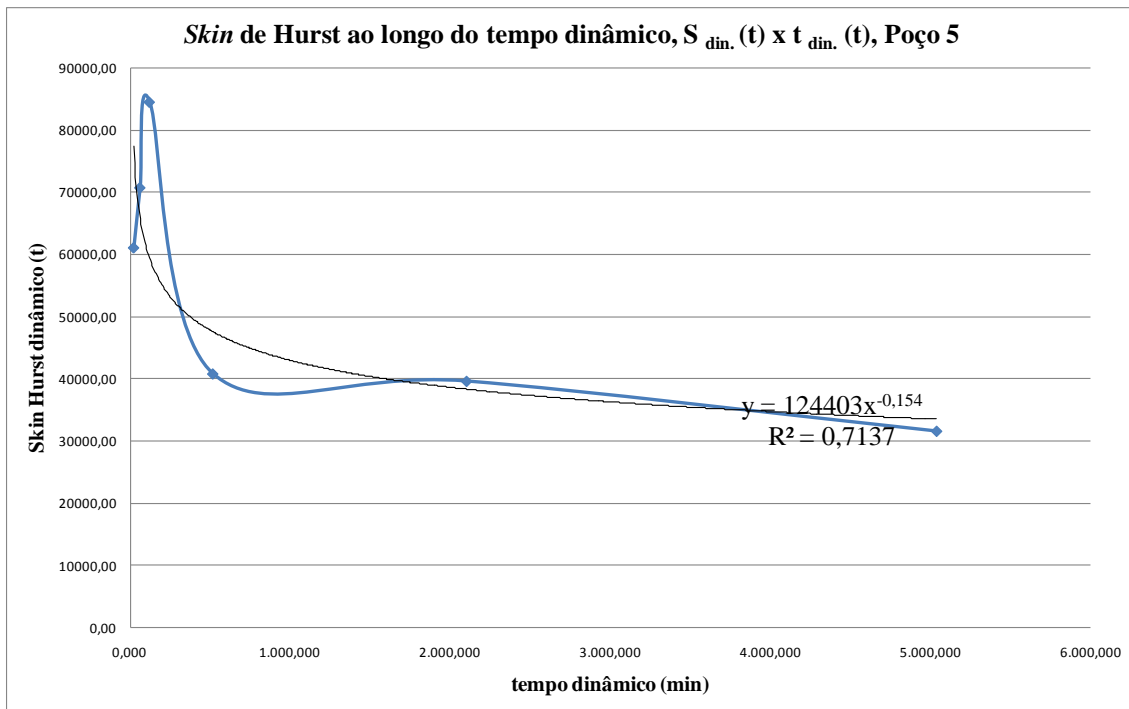


Figura 5. 43. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{din.}(t) \times t_{din.}(min)$ e $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 5.

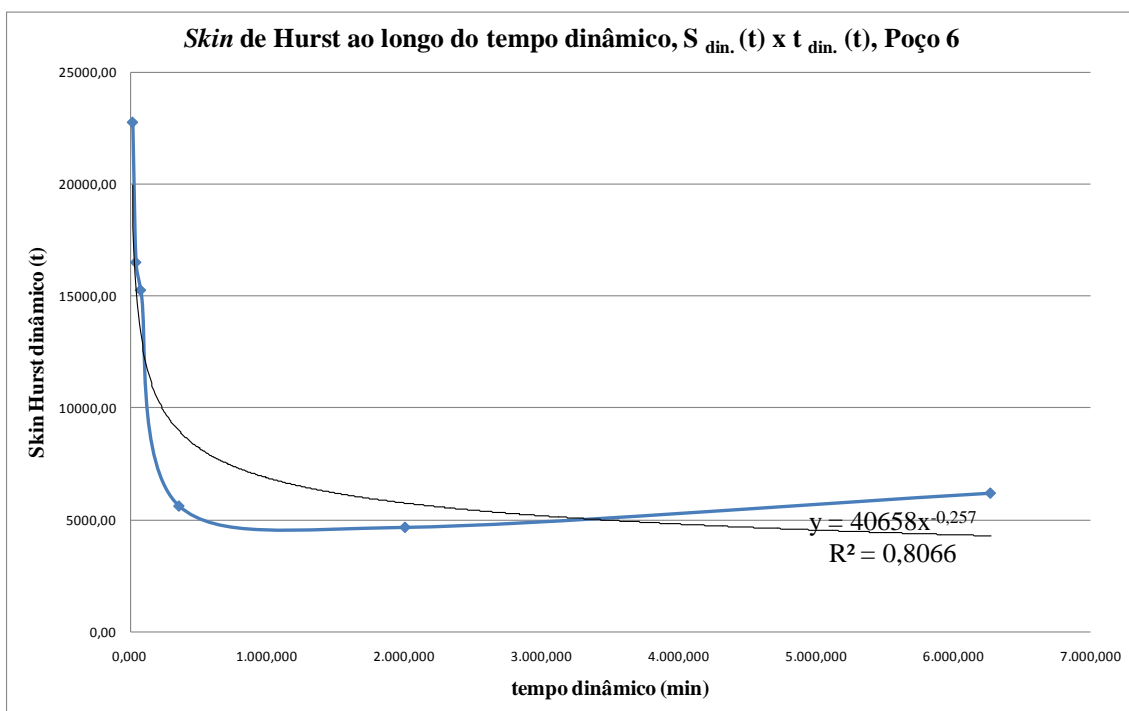
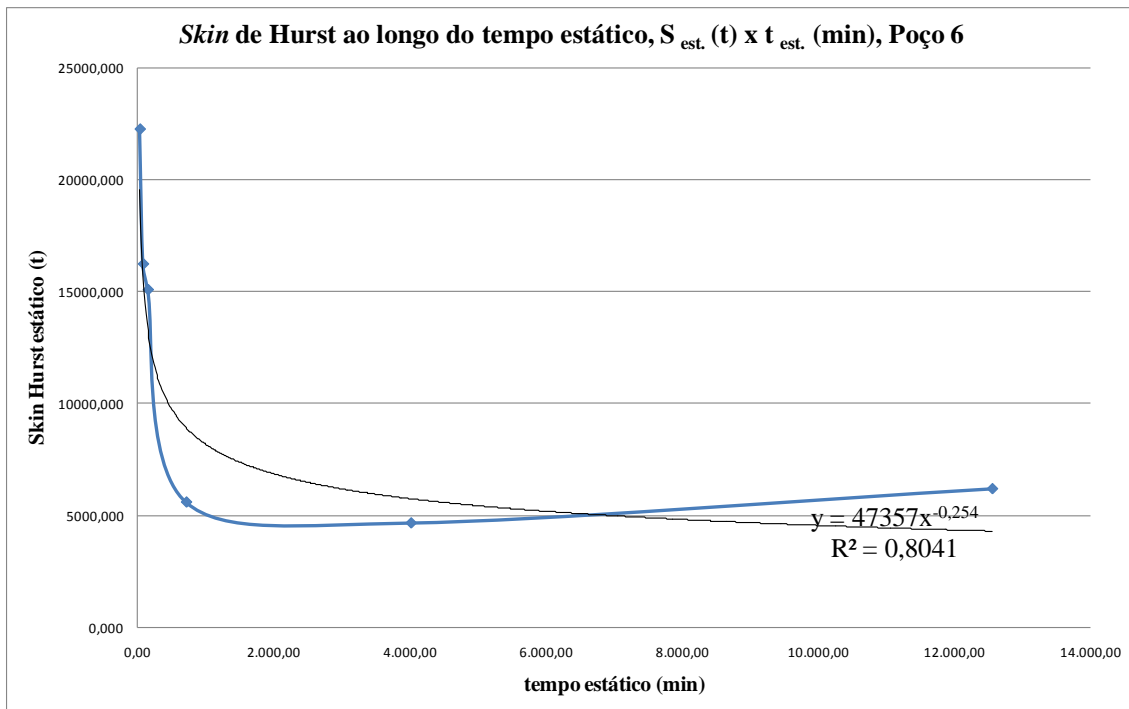


Figura 5. 44. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{din.}(t) \times t_{din.}(min)$ e $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 6.

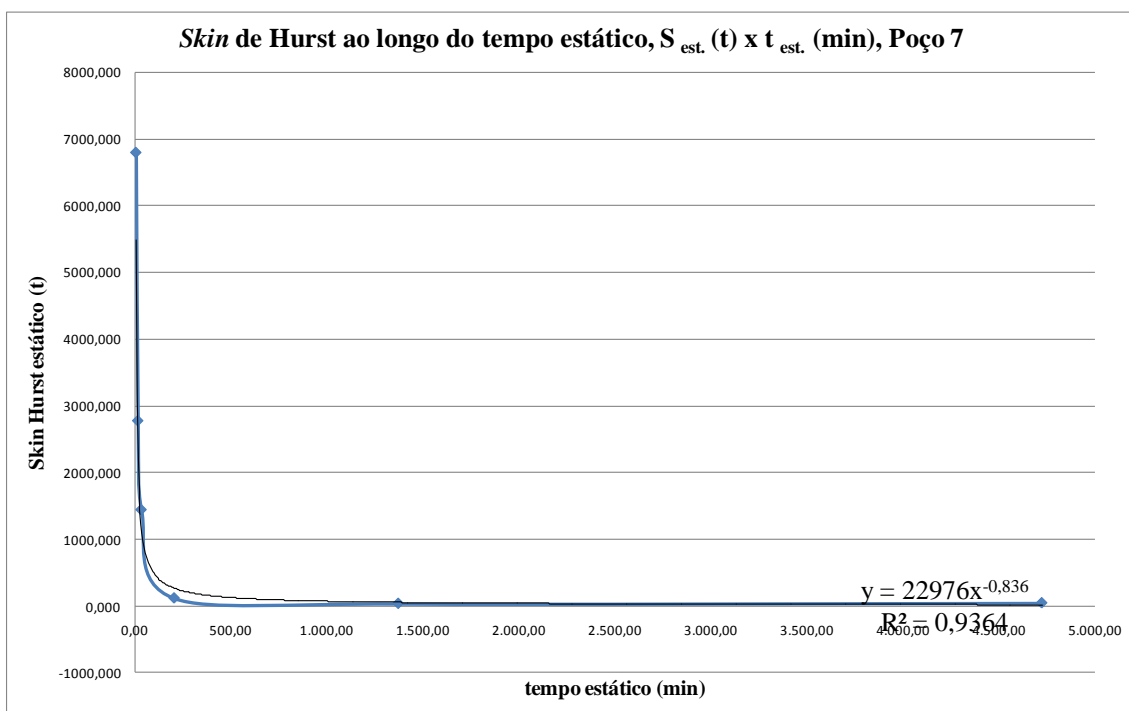
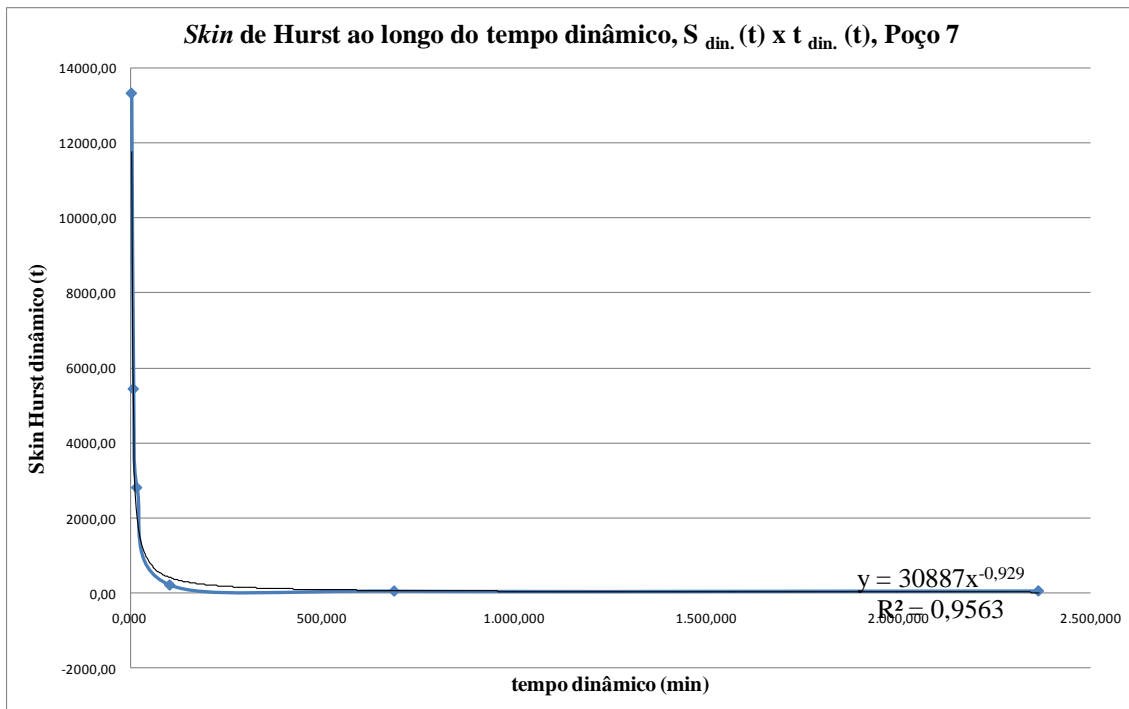


Figura 5. 45. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{din.}(t) \times t_{din.}(min)$ e $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 7.

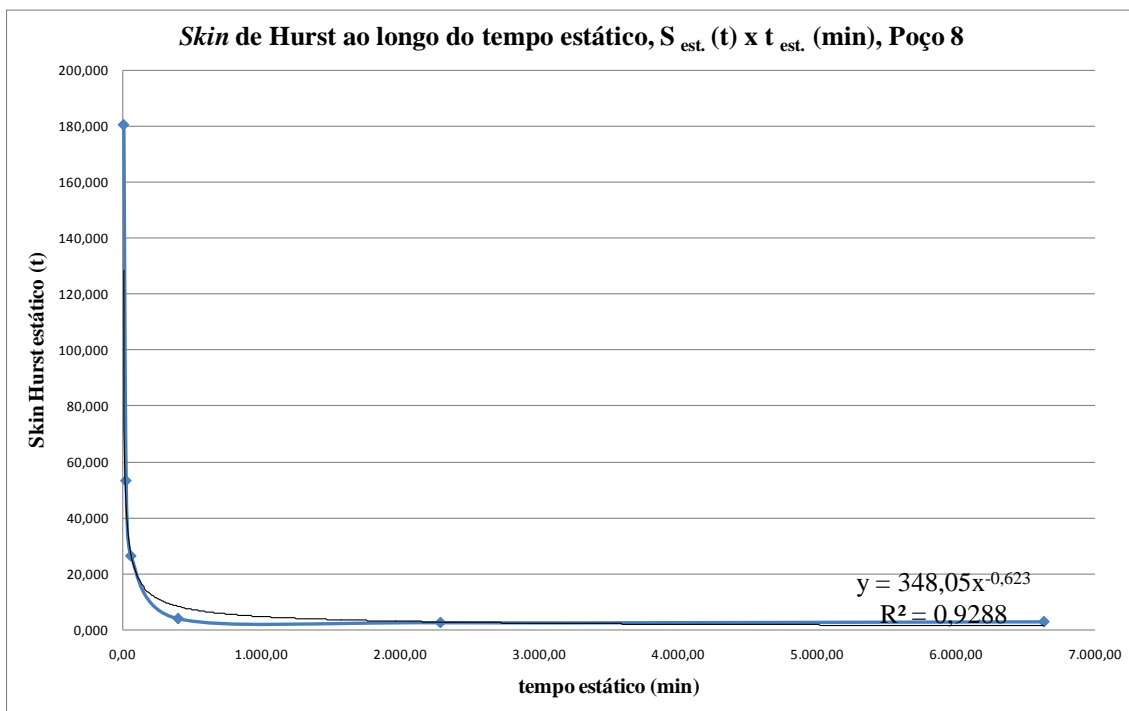
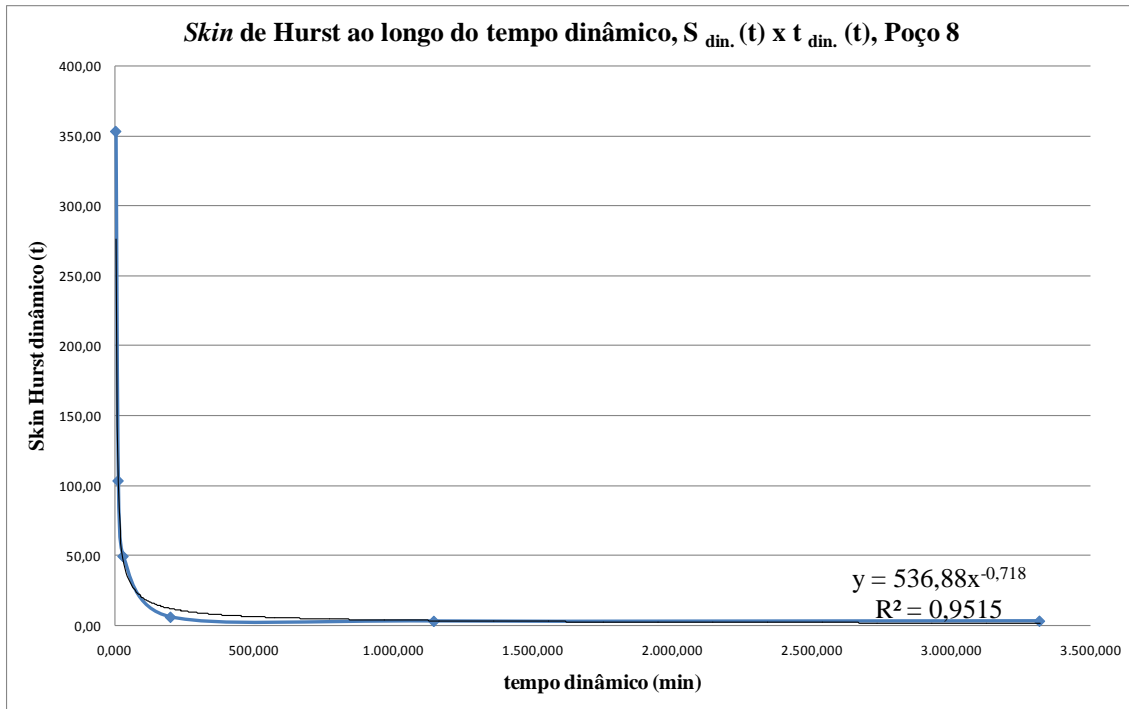


Figura 5. 46. Evolução do *skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto, Equação (5.11), gráficos $S_{\text{din.}}(t) \times t_{\text{din.}}(\text{min})$ e $S_{\text{est.}}(t) \times t_{\text{est.}}(\text{min})$, Poço 8.

Lista de Tabelas

Tabela 4.6. Dados de entrada do fluido de perfuração, da formação, da geometria do poço e do reboco para cálculos com os DPs (*drill pipes*).

	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4
ρ_m , Peso Específico do Fluido de Perf.(lb/gal)	8,400	9,730	9,800	9,750
$\Theta 600$	133,000	75,450	60,000	118,000
$\Theta 300$	83,000	52,450	40,000	81,000
Q, Vazão(gpm)(.)	280,000	380,000	320,000	300,000
Dh, Diâmetro do Poço(in)	8,750	8,500	8,750	8,469
Dp, Diâmetro do DP(in)	5,000	5,000	5,000	5,000
Dc, Diâmetro do DC(in)	6,750	6,750	6,750	6,750
Comprimento de DP (ft)	8.874,672	4.472,589	2.172,802	3.538,451
Comprimento de DC (ft)	200,525	304,314	222,211	292,331
VP, Viscosidade Plástica (Cp)	50,000	23,000	20,000	37,000
LE, Limite de Escoamento (lbf/100ft ²)	33,000	29,450	20,000	44,000
re, Raio Externo de invasão do filtrado (cm)	113,854	62,163	75,203	42,860
rw, Raio do Poço, well (cm)	11,113	10,795	11,113	10,755
rc, Raio do Reboco externo, cake (cm)	10,968	10,598	10,960	10,596
δ , Espessura do reboco externo (cm)	0,144	0,197	0,152	0,160

kd, Taxa de deposição das partículas sólidas (adimensional)	1,100	1,100	1,100	1,100
ke, Taxa de erosão das partículas sólidas (s.cm ² /g)	0,000	0,000	0,000	0,000
cp, massa de partículas por unidade de volume (g/cm ³)	0,560	0,560	0,560	0,560
pp, densidade das partículas por unidade de volume (g/cm ³)	2,500	2,500	2,500	2,500
ρfil, densidade da água do filtrado (g/cm ³)	1,000	1,000	1,000	1,000
h, espessura do disco da amostra de investigação (cm)	2,540	2,540	2,540	2,540
Φc, porosidade do reboco	0,140	0,253	0,190	0,240
Φf, porosidade da formação	0,140	0,253	0,190	0,240
D, diâmetro médio das partículas (cm)	0,000074	0,000112	0,000052	0,000751
l, distância superfície partículas-superfície do reboco (cm)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Kc, permeabilidade do reboco (Darcy)	0,000000	0,000006	0,000000	0,001619
Kf, permeabilidade da formação (Darcy)	0,009807	0,040000	0,007460	1,715000
τ, Tortuosidade do caminho permoporoso (reboco e fm, admen.)	1,0003	1,000	1,000	1,003
μfil, Viscosidade da água do filtrado (cP), f=(T(°F), Pressão e Salinidade)	0,324	0,626	0,631	0,552
q0, Fluxo Inicial ou Vazão Inicial de filtrado em t = 0 (ml/min)	0,096	0,096	0,096	0,096

	Poço 5	Poço 6	Poço 7	Poço 8
ρ_m , Peso Específico do Fluido de Perf.(lb/gal)	9,680	9,760	9,470	10,000
$\Theta 600$	44,000	132,000	68,780	60,000
$\Theta 300$	30,000	81,360	44,700	38,000
Q, Vazão(gpm)(.)	380,000	420,000	280,000	400,000
Dh, Diâmetro do Poço(in)	8,750	8,500	8,750	8,500
Dp, Diâmetro do DP(in)	4,500	5,000	5,000	4,500
Dc, Diâmetro do DC(in)	6,750	6,750	6,750	6,500
Comprimento de DP (ft)	3.778,346	8.187,762	8.385,335	2.886,395
Comprimento de DC (ft)	252,362	112,303	315,453	476,466
VP, Viscosidade Plástica (Cp)	14,000	50,640	24,080	22,000
LE, Limite de Escoamento (lbf/100ft ²)	16,000	30,720	20,620	16,000
re, Raio Externo de invasão do filtrado (cm)	45,854	34,917	63,943	60,102
rw, Raio do Poço, well (cm)	11,113	10,795	11,113	10,795
rc, Raio do Reboco externo, cake (cm)	10,915	10,604	10,916	10,654
δ , Espessura do reboco externo (cm)	0,198	0,191	0,197	0,141

kd, Taxa de deposição das partículas sólidas (adimensional)	1,100	1,100	1,100	1,100
ke, Taxa de erosão das partículas sólidas (s.cm ² /g)	0,000	0,000	0,000	0,000
cp, massa de partículas por unidade de volume (g/cm ³)	0,560	0,560	0,560	0,560
ρp, densidade das partículas por unidade de volume (g/cm ³)	2,500	2,500	2,500	2,500
ρfil, densidade da água do filtrado (g/cm ³)	1,000	1,000	1,000	1,000
h, espessura do disco da amostra de investigação (cm)	2,540	2,540	2,540	2,540
Φc, porosidade do reboco	0,270	0,270	0,160	0,220
Φf, porosidade da formação	0,270	0,270	0,160	0,220
D, diâmetro médio das partículas (cm)	0,001012	0,000601	0,000161	0,000087
l, distância superfície partículas-superfície do reboco (cm)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Kc, permeabilidade do reboco (Darcy), para os DPs	0,006242	0,001587	0,000003	0,000001
Kf, permeabilidade da formação (Darcy), para os DCs	3,500000	1,236000	0,052800	0,021100
τ, Tortuosidade do caminho permoporoso (reboco e fm, admen.)	1,0039	1,002	1,001	1,000
μfil, Viscosidade da água do filtrado (cP), f=(T(°F), Pressão e Salinidade)	0,568	0,932	0,370	0,635
q0, Fluxo Inicial ou Vazão Inicial de filtrado em t = 0 (ml/min)	0,096	0,096	0,096	0,096

Tabela 4.7. Resultados dos cálculos para fatores de fluxo inercial do reboco e da formação, tensões de cisalhamento, vazões dinâmicas e estáticas, tempos dinâmicos e estáticos de formação do reboco, e finalmente de fatores de skin dinâmicos e estáticos no anular dos DPs (*drill pipes*).

	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4
Índice de Fluxo (Comportamento)	0,680	0,525	0,585	0,543
Cálculo de K (dyna/cm ² /S ⁿ)	6,089	10,159	5,316	14,004
Cálculo da Velocidade no Anular DP(ft/min)	135,642	201,032	154,692	159,339
A, Cálculo de A (cm-1)	0,0180	0,0207	0,0191	0,0203
B, Cálculo de B (cm/min), DPs	0,0072	0,0098	0,0042	0,0196
Cálculo da Tensão de cisalhamento na superfície de reboco	54,515	68,729	37,784	89,228
aplicada pelo fluido de perfuração quando em deslocamento				
entre o poço e os DPs, (dyna/cm ²)				
Tensão de cisalhamento CRÍTICA na superfície de reboco	14,364	14,364	14,364	14,364
aplicada pelo fluido de perfuração quando em deslocamento				
entre o poço e os DPs, (dyna/cm ²)(Civan ² , Faruk, 2007)				
Função Heaviside U(τs-τcr), função degrau	0,000	0,000	0,000	0,000
0, Quando τs<τcr; 1, Quando τs>=τcr	1,000	1,000	1,000	1,000

H ($\delta_s - \delta_{cr}$), função degrau	0,000	0,000	0,000	0,000
0, Quando $\delta = 0$; 1, Quando $\delta > 0$	1,000	1,000	1,000	1,000
Cálculo dos coeficientes da Equação de 2.o Grau				
para o cálculo da vazão de filtrado q (ml/min)				
β_c , Cálculo do coeficiente de fluxo inercial no reboco (cm-1)	38.183.600,57	2.505.583,48	20.844.243,47	157.333,79
β_f , Coeficiente de fluxo inercial na formação (cm-1)	83.592,554	30.791,515	82.266,790	4.834,186

Coeficientes: $ax^2+bx+c=0$				
Cálculo de a,	430,709	34,057	218,630	2,099
Cálculo de b,	29,789	7,321	12,115	28,968
Cálculo de c,	-0,183	-0,036	-0,123	-0,107
Cálculo da Vazão de filtrado q (ml/min)				
q_D , Vazão de fluxo de filtrado na lei de Darcy (ml/min)	0,006	0,005	0,010	0,004
q_{ND} , Vazão de fluxo de filtrado não na lei de Darcy (ml/min)	1.052,092	5,618	417,763	0,016
q de filtrado médio				

Cálculo do tempo t (min) preciso para formar uma reboco				
de espessura δ (cm), (espessura do reboco externo)				
t din., Tempo de filtrado dinâmico, nos DPs, $B \neq 0$	0,073	114,790	0,155	-5,555
t est., Tempo de filtrado estático, nos DPs, $B=0$	12.467,030	12.390,684	6.360,559	10.620,480
Cálculo da δ , Espessura do reboco externo Limite, DPs	4,763	4,445	4,763	4,405
Cálculo da Vazão de filtrado q Máxima ou Limite,	0,230	0,279	0,126	0,392
DPs (ml/min)				
Cálculo do filtrado acumulado Q(ml) até formar um reboco				
de espessura δ (cm)				
Considerando um fluxo de filtrado dinâmico, nos DPs	0,001	1,136	0,003	-0,034
Considerando um fluxo de filtrado estático, nos DPs	153,005	122,631	128,716	64,225

Cálculo do SKIN FACTOR				
Filtrado Dinâmico				
Keq din (D)	0,000	0,021	0,000	1,320
h(ft)	0,083	0,083	0,083	0,083
q din(bbl/dia)	1,583	1,820	3,065	1,687
Viscosidade do filtrado(cP)	0,324	0,626	0,631	0,552

(pc-pe)(psi)	14,545	5,363	17,120	24,053
S (skin factor) dinâmico, Everdingen e Hurst	0,569	1,914	0,379	
S (skin factor), Hawkins	2,008	2,126	1,033	0,314
S (skin factor), raio equivalente	2,327	1,769	1,926	1,383
RD(Razão de Dano)	1,863	2,214	1,540	1,227
Filtrado Estático				
Keq est (D)	0,000	0,020	0,000	1,321
h(ft)	0,083	0,083	0,083	0,083
q est (bbl/dia)	0,791	0,910	1,532	0,872
Viscosidade do filtrado(cP)	0,324	0,626	0,631	0,552
(pc-pe)(psi)	6,638	2,575	7,080	12,421
S (skin factor) estático, Everdingen e Hurst	0,505	1,919	0,301	
S (skin factor), Hawkins	2,007	2,124	1,034	0,314
S (skin factor), raio equivalente	2,173	1,631	2,110	1,387
RD(Razão de Dano)	1,924	2,317	1,493	1,226
Valores conforme interpretação das cartas de TFRs				
S (skin factor, conforme TFRs)	27,280	1,427	-0,270	-2,340
RD(Razão de Dano, conforme TFRs)	4,840	4,000	0,880	0,860

	Poço 5	Poço 6	Poço 7	Poço 8
Índice de Fluxo (Comportamento)	0,553	0,698	0,622	0,659
Cálculo de K (dyna/cm ² /S ⁿ)	4,881	5,338	4,724	3,184
Cálculo da Velocidade no Anular DP(ft/min)	167,359	221,214	136,023	190,810
A, Cálculo de A (cm-1)	0,0211	0,0211	0,0184	0,0198
B, Cálculo de B (cm/min), DPs	0,0056	0,0105	0,0037	0,0035
Cálculo da Tensão de cisalhamento na superfície de reboco	32,473	72,561	35,120	33,900
aplicada pelo fluido de perfuração quando em deslocamento				
entre o poço e os DPs, (dyna/cm ²)				
Tensão de cisalhamento CRÍTICA na superfície de reboco	14,364	14,364	14,364	14,364
aplicada pelo fluido de perfuração quando em deslocamento				
entre o poço e os DPs, (dyna/cm ²)(Civan ² , Faruk, 2007)				
Função Heaviside U($\tau_s - \tau_{cr}$), função degrau	0,000	0,000	0,000	0,000
0, Quando $\tau_s < \tau_{cr}$; 1, Quando $\tau_s \geq \tau_{cr}$	1,000	1,000	1,000	1,000
H ($\delta_s - \delta_{cr}$), função degrau	0,000	0,000	0,000	0,000

Lista de Tabelas

0, Quando $\delta = 0$; 1, Quando $\delta > 0$	1,000	1,000	1,000	1,000
Cálculo dos coeficientes da Equação de 2.o Grau				
para o cálculo da vazão de filtrado q (ml/min)				
β_c , Cálculo do coeficiente de fluxo inercial no reboco (cm-1)	75.583,24	149.775,11	4.177.298,50	6.263.556,43
β_f , Coeficiente de fluxo inercial na formação (cm-1)	3.192,020	5.367,143	33.704,363	45.461,935

Coeficientes: $ax^2+bx+c=0$				
Cálculo de a,	1,326	2,298	61,139	61,738
Cálculo de b,	40,903	32,009	15,450	8,479
Cálculo de c,	-0,237	-0,119	-0,054	-0,054
Cálculo da Vazão de filtrado q (ml/min)				
q_D , Vazão de fluxo de filtrado na lei de Darcy (ml/min)	0,006	0,004	0,003	0,006
q_{ND} , Vazão de fluxo de filtrado não na lei de Darcy (ml/min)	0,010	0,020	12,873	23,244
q de filtrado médio				
Cálculo do tempo t (min) preciso para formar uma reboco				
de espessura δ (cm), (espessura do reboco externo)				

t din., Tempo de filtrado dinâmico, nos DPs, $B \neq 0$	-29,527	-8,867	8,020	2,281
t est., Tempo de filtrado estático, nos DPs, $B=0$	8.640,479	12.630,252	24.420,337	7.640,925
Cálculo da δ , Espessura do reboco externo Limite, DPs	5,398	4,445	4,763	5,080
Cálculo da Vazão de filtrado q Máxima ou Limite, DPs (ml/min)	0,079	0,291	0,116	0,094
Cálculo do filtrado acumulado Q(ml) até formar um reboco de espessura δ (cm)				
Considerando um fluxo de filtrado dinâmico, nos DPs	-0,218	-0,056	0,056	0,029
Considerando um fluxo de filtrado estático, nos DPs	63,811	79,084	170,445	97,302

Cálculo do SKIN FACTOR				
Filtrado Dinâmico				
Keq din (D)	2,703	0,885	0,012	0,001
h(ft)	0,083	0,083	0,083	0,083
q din(bbl/dia)	2,418	1,642	1,065	2,204
Viscosidade do filtrado(cP)	0,568	0,932	0,370	0,635

(pc-pe)(psi)	48,283	24,926	5,220	7,518
S (skin factor) dinâmico, Everdingen e Hurst			4,934	1,439
S (skin factor), Hawkins	0,218	0,386	4,273	0,108
S (skin factor), raio equivalente	1,417	1,192	1,750	1,717
RD(Razão de Dano)	1,154	1,329	3,442	1,063
Filtrado Estático				
Keq est (D)	2,682	0,952	0,012	0,001
h(ft)	0,083	0,083	0,083	0,083
q est (bbl/dia)	1,317	0,845	0,532	1,102
Viscosidade do filtrado(cP)	0,568	0,932	0,370	0,635
(pc-pe)(psi)	26,289	12,823	2,559	3,497
S (skin factor) estático, Everdingen e Hurst			4,933	1,326
S (skin factor), Hawkins	0,218	0,388	4,273	0,108
S (skin factor), raio equivalente	1,339	1,662	1,750	1,574
RD(Razão de Dano)	1,163	1,236	3,442	1,068
Valores conforme interpretação das cartas de TFRs				
S (skin factor, conforme TFRs)	NA	-0,592	-1,800	4,970
RD(Razão de Dano, conforme TFRs)	NA	0,926	0,910	1,690

Tabela 5.3. Resultados para a formação de um reboco de espessura δ (mm), nos DPs, Poço 2.

δ (mm)	% δ/rw	βc (cm-1)	βf (cm-1)	Kc (mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	t din. (min)	t est. (min)	ΔP (pc-pe) din.	ΔP (pc-pe) est.
0,05	0,05	768.921,97	30.791,51	0,064144	0,556	7,298	1,232	5,07	287,14	83,63
0,11	0,10	927.743,15	30.791,51	0,044062	0,317	7,485	2,280	17,75	105,59	29,20
0,16	0,15	1.060.719,39	30.791,51	0,033707	0,195	7,635	3,228	43,34	44,56	12,23
0,36	0,33	1.433.894,76	30.791,51	0,018445	0,058	7,771	6,776	322,00	6,88	2,27
0,71	0,66	1.908.296,89	30.791,51	0,010414	0,017	7,456	15,430	2.178,04	2,75	1,22
1,08	1,00	2.278.326,58	30.791,51	0,007306	0,008	7,626	22,007	7.055,90	2,32	1,11

Tabela 5.4. Resultados para a formação de um reboco de espessura δ (mm), nos DPs, Poço 3.

δ (mm)	% δ/rw	βc (cm-1)	βf (cm-1)	Kc (mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	t din. (min)	t est. (min)	ΔP (pc-pe) din.	ΔP (pc-pe) est.
0,06	0,05	16.861.899,83	82.266,79	0,000178	0,454	181,847	0,018	7,13	1.164,58	294,88
0,11	0,10	17.635.148,32	82.266,79	0,000162	0,214	207,991	0,031	30,29	301,94	77,93
0,17	0,15	18.108.613,23	82.266,79	0,000154	0,136	234,648	0,042	71,19	143,63	38,24
0,37	0,33	19.071.139,71	82.266,79	0,000139	0,056	332,355	0,065	378,47	41,92	12,77
0,73	0,66	19.962.827,81	82.266,79	0,000127	0,026	513,726	0,083	1.652,68	19,95	7,28
1,11	1,00	20.517.920,31	82.266,79	0,000120	0,016	701,828	0,092	4.003,34	15,02	6,04

Tabela 5.5. Resultados para a formação de um reboco de espessura δ (mm), nos DPs, Poço 4.

δ (mm)	% δ /rw	β_c (cm-1)	β_f (cm-1)	Kc (mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	t din. (min)	t est. (min)	ΔP (pc-pe) din.	ΔP (pc-pe) est.
0,05	0,05	62.007,39	4.834,19	10,423749	0,087	0,330	-0,424	32,64	9,46	5,77
0,11	0,10	71.396,89	4.834,19	7,862348	0,073	0,290	-0,842	78,36	9,30	5,66
0,16	0,15	78.702,30	4.834,19	6,470473	0,059	0,251	-1,254	143,46	9,19	5,58
0,35	0,33	100.050,33	4.834,19	4,003813	0,029	0,152	-2,710	638,44	9,18	5,44
0,71	0,66	131.441,78	4.834,19	2,319765	0,011	0,083	-5,333	3.480,11	9,58	5,40
1,08	1,00	158.073,32	4.834,19	1,603961	0,005	0,062	-8,005	10.872,42	9,96	5,40

Tabela 5.6. Resultados para a formação de um reboco de espessura δ (mm), nos DPs, Poço 5.

δ (mm)	% δ /rw	β_c (cm-1)	β_f (cm-1)	Kc (mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	t din. (min)	t est. (min)	ΔP (pc-pe) din.	ΔP (pc-pe) est.
0,06	0,05	59.473,96	3.192,02	10,081974	0,066	0,050	-1,792	44,55	5,87	6,80
0,11	0,10	62.302,60	3.192,02	9,187280	0,047	0,039	-3,554	123,71	6,07	6,75
0,17	0,15	64.237,22	3.192,02	8,642231	0,036	0,032	-5,302	242,27	6,29	6,73
0,37	0,33	68.635,83	3.192,02	7,570028	0,019	0,021	-11,536	1.038,78	7,06	6,71
0,73	0,66	73.153,40	3.192,02	6,663928	0,009	0,015	-22,811	4.215,51	8,34	6,71
1,11	1,00	76.118,58	3.192,02	6,154856	0,006	0,014	-34,247	10.093,09	9,40	6,71

Tabela 5.7. Resultados para a formação de um reboco de espessura δ (mm), nos DPs, Poço 6.

δ (mm)	% δ/rw	β_c (cm-1)	β_f (cm-1)	Kc (mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	t din. (min)	t est. (min)	ΔP (pc-pe)din.	ΔP (pc-pe) est.
0,05	0,05	58.706,78	5.367,14	10,330665	0,085	0,181	-0,544	32,35	5,89	4,23
0,11	0,10	67.669,72	5.367,14	7,775279	0,069	0,156	-1,082	79,96	5,85	4,15
0,16	0,15	74.741,80	5.367,14	6,373496	0,055	0,133	-1,614	150,41	5,85	4,09
0,36	0,33	95.356,32	5.367,14	3,915668	0,025	0,079	-3,498	712,52	6,06	4,00
0,71	0,66	125.116,22	5.367,14	2,274456	0,009	0,045	-6,893	4.012,67	6,62	3,98
1,08	1,00	149.769,52	5.367,14	1,587296	0,004	0,036	-10,337	12.551,11	7,08	3,97

Tabela 5.8. Resultados para a formação de um reboco de espessura δ (mm), nos DPs, Poço 7.

δ (mm)	% δ/rw	β_c (cm-1)	β_f (cm-1)	Kc (mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	t din. (min)	t est. (min)	ΔP (pc-pe) din.	ΔP (pc-pe) est.
0,06	0,05	1.043.138,96	33.704,36	0,055122	0,605	37,123	0,096	5,55	849,64	220,60
0,11	0,10	1.236.586,32	33.704,36	0,039224	0,431	37,782	0,189	15,57	450,04	116,31
0,17	0,15	1.400.530,44	33.704,36	0,030579	0,306	38,393	0,278	32,95	236,71	61,35
0,37	0,33	1.890.896,55	33.704,36	0,016775	0,108	39,644	0,591	204,83	38,31	10,86
0,73	0,66	2.582.886,31	33.704,36	0,008991	0,032	38,209	1,228	1.373,04	8,86	3,45
1,11	1,00	3.201.006,92	33.704,36	0,005854	0,014	35,996	1,980	4.726,78	5,94	2,72

Tabela 5.9. Resultados para a formação de um reboco de espessura δ (mm), nos DPs, Poço 8.

δ (mm)	% δ/rw	βc (cm-1)	βf (cm-1)	Kc (mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	t din. (min)	t est. (min)	ΔP (pc-pe) din.	ΔP (pc-pe) est.
0,05	0,05	2.859.545,86	45.461,94	0,005333	0,594	33,597	0,093	4,95	801,10	208,47
0,11	0,10	3.325.604,72	45.461,94	0,003943	0,269	35,171	0,177	21,90	182,23	47,32
0,16	0,15	3.698.110,45	45.461,94	0,003189	0,154	36,600	0,254	57,26	67,83	18,16
0,36	0,33	4.552.574,96	45.461,94	0,002104	0,049	40,504	0,502	397,93	12,65	4,24
0,71	0,66	5.501.651,80	45.461,94	0,001441	0,017	46,051	0,877	2.288,23	5,83	2,53
1,08	1,00	6.195.498,76	45.461,94	0,001136	0,009	52,709	1,153	6.635,25	4,88	2,29

Tabela 5.10. Influências da reologia total do fluido de perfuração (somatório das leituras) e da viscosidade do filtrado nesse mesmo fluido no expoente **m** da equação (5.2).

Poço	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4	Poço 5	Poço 6	Poço 7	Poço 8
m x 100, Eq. (5.2)	15,3	30,0	6,2	32,2	9,1	31,4	33,1	21,5
Peso Espec.Fluido de Perf.(lb/gal)	8,4	9,7	9,8	9,8	9,7	9,8	9,5	10,0
600	133	58	60	118	44	132	69	60
300	83	40	40	81	30	81	45	38
200	62	32	36	70	26	62	35	34
100	38	26	19	46	18	41	23	18
6	5	18	10	15	8	17	6	10
3	3	14	6	12	6	15	5	6
Σ Leituras / 10	32	19	17	34	13	35	18	17
μ fil (Cp) x 100	32,4	62,6	63,1	55,2	56,8	83,2	37,0	63,5

Tabela 5.11. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 1, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto.

t din (min)	Q din (ml)	$\Phi_f(t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i,i+1}$	Saturação (t)	d din (ft)
3,128	3,439	14,000	3,439	14,000	0,100	0,043
15,340	6,875	0,278	3,437	7,141	0,106	0,140
39,448	10,310	0,113	3,435	4,799	0,113	0,260
251,186	22,662	0,066	12,352	2,219	0,119	0,772
1286,150	45,249	0,023	22,587	1,123	0,125	1,751
3428,720	68,441	0,009	23,193	0,745	0,131	2,726

t est. (min)	Q est.(ml)	$\Phi_f(t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i,i+1}$	Saturação (t)	d est (ft)
6,243	3,438	14,000	3,438	14,000	0,100	0,043
30,660	6,875	0,278	3,437	7,140	0,106	0,140
78,870	10,310	0,113	3,435	4,799	0,113	0,260
502,332	22,662	0,066	12,352	2,219	0,119	0,772
2572,252	45,249	0,023	22,587	1,123	0,125	1,751
6857,388	68,441	0,009	23,193	0,745	0,131	2,726

Tabela 5.12. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 2, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto.

t din (min)	Q din (ml)	$\Phi f(t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i,i+1}$	Saturação (t)	d din (ft)
3,152	3,256	25,300	3,256	25,300	0,100	0,024
10,019	6,102	5,122	2,846	15,888	0,106	0,063
23,291	8,856	2,932	2,754	11,859	0,113	0,109
164,408	18,828	1,802	9,973	6,532	0,119	0,318
1096,824	37,270	0,533	18,442	3,564	0,125	0,765
3539,141	56,219	0,159	18,949	2,416	0,131	1,231

t est. (min)	Q est.(ml)	$\Phi f(t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i,i+1}$	Saturação (t)	d est (ft)
5,071	2,818	25,300	2,818	25,300	0,100	0,021
17,755	5,635	5,122	2,817	15,213	0,106	0,061
43,345	8,451	2,932	2,816	11,122	0,113	0,111
322,004	18,575	1,802	10,124	6,042	0,119	0,334
2178,036	37,089	0,533	18,514	3,292	0,125	0,803
7055,902	56,100	0,159	19,011	2,230	0,131	1,291

Tabela 5.13. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 3, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto.

t din (min)	Q din (ml)	$\Phi f (t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i, i+1}$	Saturação (t)	d din (ft)
3,575	3,239	19,000	3,239	19,000	0,100	0,030
15,160	6,475	0,343	3,237	9,674	0,106	0,102
35,613	9,711	0,161	3,235	6,505	0,113	0,194
189,266	21,344	0,103	11,633	3,016	0,119	0,603
826,381	42,618	0,043	21,274	1,532	0,125	1,405
2001,718	64,462	0,020	21,844	1,019	0,131	2,209

t est. (min)	Q est.(ml)	$\Phi f (t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i, i+1}$	Saturação (t)	d est (ft)
7,132	3,238	19,000	3,238	19,000	0,100	0,030
30,289	6,475	0,343	3,237	9,674	0,106	0,102
71,185	9,711	0,161	3,235	6,505	0,113	0,194
378,467	21,344	0,103	11,634	3,015	0,119	0,603
1652,679	42,618	0,043	21,274	1,532	0,125	1,405
4003,343	64,462	0,020	21,844	1,019	0,131	2,209

Tabela 5.14. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 4, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto.

t din (min)	Q din (ml)	$\Phi f (t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i, i+1}$	Saturação (t)	d din (ft)
16,110	2,223	24,000	2,223	24,000	0,100	0,017
38,761	4,504	7,035	2,281	15,408	0,106	0,049
71,102	6,840	5,864	2,337	12,148	0,113	0,085
317,870	15,649	4,808	8,809	8,016	0,119	0,235
1737,405	33,101	2,382	17,452	5,046	0,125	0,559
5432,239	52,195	0,877	19,094	3,521	0,131	0,930

t est. (min)	Q est.(ml)	$\Phi f (t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i, i+1}$	Saturação (t)	d est (ft)
32,644	2,846	24,000	2,846	24,000	0,100	0,022
78,363	5,691	7,035	2,845	15,519	0,106	0,061
143,456	8,535	5,864	2,844	12,303	0,113	0,103
638,443	18,760	4,808	10,225	8,218	0,119	0,266
3480,114	37,458	2,382	18,698	5,305	0,125	0,588
10872,417	56,657	0,877	19,200	3,804	0,131	0,933

Tabela 5.15. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 5, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto.

t din (min)	Q din (ml)	$\Phi_f(t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i,i+1}$	Saturação (t)	d din (ft)
21,786	1,235	27,000	1,235	27,000	0,100	0,008
60,883	2,585	6,081	1,350	16,075	0,106	0,027
119,684	4,037	4,385	1,452	11,869	0,113	0,052
516,219	10,050	3,362	6,013	6,779	0,119	0,184
2101,466	23,804	1,732	13,754	3,863	0,125	0,528
5037,084	40,656	0,860	16,852	2,618	0,131	0,949

t est. (min)	Q est.(ml)	$\Phi_f(t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i,i+1}$	Saturação (t)	d est (ft)
44,549	2,919	27,000	2,919	27,000	0,100	0,019
123,709	5,836	6,081	2,917	16,543	0,106	0,057
242,274	8,752	4,385	2,916	12,492	0,113	0,101
1038,785	19,236	3,362	10,485	7,516	0,119	0,286
4215,514	38,409	1,732	19,173	4,629	0,125	0,649
10093,089	58,096	0,860	19,687	3,352	0,131	1,018

Tabela 5.16. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 6, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto.

t din (min)	Q din (ml)	$\Phi f(t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i,i+1}$	Saturação (t)	d din (ft)
15,903	1,841	27,000	1,841	27,000	0,100	0,013
39,440	3,770	7,728	1,928	17,142	0,106	0,037
74,402	5,782	6,260	2,013	13,354	0,113	0,067
354,516	13,643	4,998	7,861	8,539	0,119	0,200
2002,913	30,127	2,331	16,484	5,142	0,125	0,516
6270,441	48,777	0,834	18,650	3,495	0,131	0,894

t est. (min)	Q est.(ml)	$\Phi f(t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i,i+1}$	Saturação (t)	d est (ft)
32,349	2,754	27,000	2,754	27,000	0,100	0,019
79,962	5,507	7,728	2,753	17,367	0,106	0,053
150,415	8,259	6,260	2,751	13,666	0,113	0,091
712,516	18,153	4,998	9,894	8,942	0,119	0,242
4012,668	36,245	2,331	18,093	5,642	0,125	0,550
12551,106	54,823	0,834	18,578	4,012	0,131	0,882

Tabela 5.17. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 7, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto.

t din (min)	Q din (ml)	$\Phi f(t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i,i+1}$	Saturação (t)	d din (ft)
2,825	3,362	16,000	3,362	16,000	0,100	0,037
7,878	6,720	4,151	3,358	10,079	0,106	0,102
16,613	10,075	2,962	3,355	7,709	0,113	0,173
102,712	22,138	2,100	12,063	4,652	0,119	0,456
687,135	44,199	0,743	22,060	2,701	0,125	1,012
2364,379	66,852	0,222	22,653	1,861	0,131	1,589

t est. (min)	Q est.(ml)	$\Phi f(t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i,i+1}$	Saturação (t)	d est (ft)
5,554	3,358	16,000	3,358	16,000	0,100	0,037
15,567	6,715	4,151	3,357	10,077	0,106	0,102
32,947	10,070	2,962	3,355	7,707	0,113	0,173
204,833	22,135	2,100	12,064	4,651	0,119	0,456
1373,041	44,196	0,743	22,062	2,700	0,125	1,013
4726,776	66,850	0,222	22,654	1,860	0,131	1,590

Tabela 5.18. Resultados da Equação (5.7) para o Poço 8, evolução das profundidades de invasão dinâmica e estática com o tempo de poço aberto.

t din (min)	Q din (ml)	$\Phi f (t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i, i+1}$	Saturação (t)	d din (ft)
2,522	2,946	22,000	2,946	22,000	0,100	0,025
11,039	5,887	2,124	2,941	12,070	0,106	0,079
28,757	8,826	0,961	2,939	8,370	0,113	0,148
199,216	19,397	0,551	10,571	4,109	0,119	0,459
1144,555	38,728	0,175	19,331	2,145	0,125	1,085
3318,202	58,579	0,061	19,850	1,439	0,131	1,720

t est. (min)	Q est.(ml)	$\Phi f (t)$	$\Delta v_{i,i+1}$	$\phi_{i, i+1}$	Saturação (t)	d est (ft)
4,952	2,943	22,000	2,943	22,000	0,100	0,025
21,901	5,884	2,124	2,941	12,064	0,106	0,079
57,260	8,824	0,961	2,940	8,365	0,113	0,148
397,929	19,396	0,551	10,572	4,106	0,119	0,459
2288,232	38,728	0,175	19,332	2,144	0,125	1,085
6635,251	58,578	0,061	19,851	1,438	0,131	1,721

Tabela 5.19. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{din.}(t) \times t_{din.}(t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 1.

t din (min)	$\Delta P(pc-pe)$ din.	Keqf(t),(mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	Skin Hurst din. (t)
3,128	2159,834	9,807	0,551	292,865	105,214
15,340	425,780	0,583	0,224	342,652	32,879
39,448	173,824	0,238	0,131	395,109	19,083
251,186	41,228	0,139	0,045	590,592	2,884
1286,150	19,369	0,048	0,018	947,959	1,458
3428,720	15,283	0,019	0,010	1311,383	1,236

t est. (min)	$\Delta P(pc-pe)$ est.	Keqf(t),(mD)	qD (ml/min)		Skin Hurst est. (t)
6,243	544,874	9,807	0,551		52,986
30,660	109,471	0,583	0,224		16,896
78,870	46,373	0,238	0,131		10,179
502,332	13,197	0,139	0,045		1,846
2572,252	7,731	0,048	0,018		1,164
6857,388	6,709	0,019	0,010		1,085

Tabela 5.20. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{din.} (t) \times t_{din.} (t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{est.} (t) \times t_{est.} (min)$, Poço 2.

t din (min)	$\Delta P(pc-pe)$ din.	$K_{eq} (t), (mD)$	qD (ml/min)	qND (ml/min)	Skin Hurst din. (t)
3,152	287,143	40,000	0,556	7,298	1022,204
10,019	105,594	24,293	0,317	7,485	335,218
23,291	44,558	13,906	0,195	7,635	154,488
164,408	6,879	8,547	0,058	7,771	12,812
1096,824	2,747	2,528	0,017	7,456	5,182
3539,141	2,322	0,756	0,008	7,626	6,568

t est. (min)	$\Delta P(pc-pe)$ est.	$K_{eq} (t), (mD)$	qD (ml/min)		Skin Hurst est. (t)
5,071	83,628	40,000	0,556		553,283
17,755	29,195	24,293	0,317		177,825
43,345	12,235	13,906	0,195		82,728
322,004	2,274	8,547	0,058		8,410
2178,036	1,222	2,528	0,017		4,598
7055,902	1,114	0,756	0,008		6,296

Tabela 5.21. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{din.} (t) \times t_{din.} (t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{est.} (t) \times t_{est.} (min)$, Poço 3.

t din (min)	$\Delta P(pc-pe)$ din.	Keq (t), (mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	Skin Hurst din. (t)
3,575	1164,578	7,460	0,454	181,847	29,629
15,160	301,939	0,404	0,214	207,991	13,722
35,613	143,626	0,190	0,136	234,648	9,547
189,266	41,916	0,121	0,056	332,355	1,721
826,381	19,954	0,050	0,026	513,726	0,889
2001,718	15,020	0,023	0,016	701,828	0,580

t est. (min)	$\Delta P(pc-pe)$ est.	Keq (t), (mD)	qD (ml/min)		Skin Hurst est. (t)
7,132	294,884	7,460	0,454		14,968
30,289	77,927	0,404	0,214		7,076
71,185	38,237	0,190	0,136		5,080
378,467	12,772	0,121	0,056		1,049
1652,679	7,278	0,050	0,026		0,649
4003,343	6,045	0,023	0,016		0,467

Tabela 5.22. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{din.} (t) \times t_{din.} (t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{est.} (t) \times t_{est.} (min)$, Poço 4.

t din (min)	$\Delta P(pc-pe)$ din.	Keq (t), (mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	Skin Hurst din. (t)
16,110	9,463	1715,000	0,087	0,330	73170,049
38,761	9,300	1508,070	0,073	0,290	51630,707
71,102	9,193	1257,179	0,059	0,251	46669,790
317,870	9,175	1030,709	0,029	0,152	16096,518
1737,405	9,577	510,594	0,011	0,083	12774,315
5432,239	9,958	188,068	0,005	0,062	16636,945

t est. (min)	$\Delta P(pc-pe)$ est.	Keq (t), (mD)	qD (ml/min)		Skin Hurst est. (t)
32,644	5,765	1715,000	0,087		70541,373
78,363	5,657	1508,070	0,073		50242,257
143,456	5,575	1257,179	0,059		45765,301
638,443	5,444	1030,709	0,029		16001,989
3480,114	5,404	510,594	0,011		12760,181
10872,417	5,399	188,068	0,005		16631,082

Tabela 5.23. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{din.}(t) \times t_{din.}(t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 5.

tdin(min)	$\Delta P(pc-pe)$ din.	Keq (t), (mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	Skin Hurst din. (t)
21,786	5,868	3500,000	0,066	0,050	61085,539
60,883	6,073	2364,803	0,047	0,039	70755,085
119,684	6,286	1705,116	0,036	0,032	84550,679
516,219	7,058	1307,477	0,019	0,021	40762,097
2101,466	8,339	673,609	0,009	0,015	39572,385
5037,084	9,404	334,456	0,006	0,014	31531,365

t est. (min)	$\Delta P(pc-pe)$ est.	Keq (t), (mD)	qD (ml/min)		Skin Hurst est. (t)
44,549	6,795	3500,000	0,066		61196,274
123,709	6,753	2364,803	0,047		70806,297
242,274	6,734	1705,116	0,036		84575,272
1038,785	6,713	1307,477	0,019		40759,378
4215,514	6,707	673,609	0,009		39568,695
10093,089	6,705	334,456	0,006		31529,045

Tabela 5.24. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{din.} (t) \times t_{din.} (t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{est.} (t) \times t_{est.} (min)$, Poço 6.

t din (min)	$\Delta P(pc-pe)$ din.	Keq (t), (mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	Skin Hurst din. (t)
15,903	5,887	1236,000	0,085	0,181	22752,584
39,440	5,850	1061,370	0,069	0,156	16502,031
74,402	5,851	859,750	0,055	0,133	15262,298
354,516	6,061	686,353	0,025	0,079	5627,010
2002,913	6,625	320,064	0,009	0,045	4678,133
6270,441	7,076	114,513	0,004	0,036	6205,041

t est. (min)	$\Delta P(pc-pe)$ est.	Keq (t), (mD)	qD (ml/min)		Skin Hurst est. (t)
32,349	4,234	1236,000	0,085		22254,517
79,962	4,147	1061,370	0,069		16234,455
150,415	4,086	859,750	0,055		15085,944
712,516	3,998	686,353	0,025		5607,212
4012,668	3,975	320,064	0,009		4674,690
12551,106	3,972	114,513	0,004		6203,438

Tabela 5.25. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{din.}(t) \times t_{din.}(t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{est.}(t) \times t_{est.}(min)$, Poço 7.

t din (min)	$\Delta P(pc-pe)$ din.	$K_{eq}(t)$, (mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	Skin Hurst din. (t)
2,825	849,645	52,800	0,605	37,123	13312,760
7,878	450,040	41,099	0,431	37,782	5431,270
16,613	236,712	29,327	0,306	38,393	2800,754
102,712	38,313	20,786	0,108	39,644	203,508
687,135	8,857	7,357	0,032	38,209	43,332
2364,379	5,942	2,196	0,014	35,996	46,393

t est. (min)	$\Delta P(pc-pe)$ est.	$K_{eq}(t)$, (mD)	qD (ml/min)		Skin Hurst est. (t)
5,554	220,599	52,800	0,605		6802,150
15,567	116,311	41,099	0,431		2775,684
32,947	61,345	29,327	0,306		1440,197
204,833	10,858	20,786	0,108		115,038
1373,041	3,448	7,357	0,032		33,709
4726,776	2,717	2,196	0,014		42,414

Tabela 5.26. Resultados da Equação (5.11), cálculos do *Skin* de Hurst ao longo do tempo de poço aberto dinâmico, $S_{din.} (t) \times t_{din.} (t)$, e ao longo do tempo de poço aberto estático, $S_{est.} (t) \times t_{est.} (min)$, Poço 8.

t din (min)	$\Delta P(pc-pe)$ din.	Keq (t), (mD)	qD (ml/min)	qND (ml/min)	Skin Hurst din. (t)
2,522	801,099	21,100	0,594	33,597	352,705
11,039	182,231	6,111	0,269	35,171	103,110
28,757	67,825	2,764	0,154	36,600	49,192
199,216	12,650	1,587	0,049	40,504	5,719
1144,555	5,826	0,503	0,017	46,051	2,771
3318,202	4,875	0,175	0,009	52,709	2,895

t est. (min)	$\Delta P(pc-pe)$ est.	Keq (t), (mD)	qD (ml/min)		Skin Hurst est. (t)
4,952	208,473	21,100	0,594		180,380
21,901	47,317	6,111	0,269		53,140
57,260	18,164	2,764	0,154		26,237
397,929	4,238	1,587	0,049		3,827
2288,232	2,526	0,503	0,017		2,402
6635,251	2,288	0,175	0,009		2,716

Tabela 6.1. Resultados encontrados aplicando uma profundidade de invasão conforme a Equação (5.5).

d invasão YAN, Equação (5.5)	POÇO 1	POÇO 2	POÇO 3	POÇO 4	POÇO 5	POÇO 6	POÇO 7	POÇO 8
S (skin factor), TFRs	27,28	1,43	-0,27	-2,34	NA	-0,59	-1,80	4,97
RD(Razão de Dano), TFRs	4,84	4,00	0,88	0,86	NA	0,93	0,91	1,69
d inv. Eq. (5.5) (ft)	0,73	0,16	0,30	0,12	0,13	0,11	0,30	0,18
Kc inicial (mD)	0,00015	0,06414	0,00018	10,42375	10,08197	10,33067	0,05522	0,00533
% δ/rw	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Constante C, d inv. = C d h	1,00	0,23	0,42	0,17	0,18	0,15	0,41	0,26
Keq1 (mD)	0,32389	21,99312	0,20874	1333,30110	2240,56365	1007,28465	29,38148	3,67040
t est. Inicial (min)	7,94	5,37	10,73	36,77	47,02	34,05	5,24	6,98
re/rw	3,00	1,46	1,83	1,33	1,36	1,30	1,82	1,52
Kc final (mD)	0,00005	0,00604	0,00012	1,61907	6,24279	1,58718	0,00344	0,00111
% δ/rw	1,12	1,09	1,00	0,69	0,86	0,86	1,28	0,83
ln(re/rw)	1,10	0,38	0,60	0,29	0,31	0,26	0,60	0,42
Keq 2 (mD)	0,13647	3,31864	0,10819	695,69264	1479,18821	446,50579	3,46928	1,05011
t est. Final (min)	12390,2 5	12390,68	6360,56	10620,48	8639,91	12630,25	24420,34	7640,93

d invasão YAN, Equação (5.5)	POÇO 1	POÇO 2	POÇO 3	POÇO 4	POÇO 5	POÇO 6	POÇO 7	POÇO 8
S (skin factor) dinâmico, Everdingen e Hurst	1,12	1,72	1,20				14,42	5,94
S (skin factor) din., Hawkins	1,51	2,15	0,56	0,26	0,16	0,33	4,46	1,04
S (skin factor) din., raio equivalente	1,10	0,35	0,64	0,29	0,28	0,27	0,58	0,42
RD din. Eq. (5.5)	2,37	7,08	1,89	1,92	1,57	2,27	8,71	3,51
S (skin factor) estático, Everdingen e Hurst	1,07	2,16	0,95				14,42	5,47
S (skin factor) est. , Hawkins	1,51	2,16	0,56	0,26	0,16	0,33	4,47	1,04
S (skin factor) est. , raio equivalente	1,10	0,38	0,62	0,29	0,31	0,27	0,60	0,42
RD est. Eq. (5.5)	2,37	6,63	1,93	1,92	1,51	2,26	8,47	3,50
S Everdingen e Hurst, final; Eq. (5.5)	1,10	1,94	1,08				14,42	5,70
S Hawkins, Eq. (5.5)	1,51	2,15	0,56	0,26	0,16	0,33	4,46	1,04
S raio equiv.final, Eq. (5.5)	1,10	0,37	0,63	0,29	0,29	0,27	0,59	0,42
RD final Eq. (5.5)	2,37	6,85	1,91	1,92	1,54	2,26	8,59	3,50
RD aferido via Hurst	0,50	0,84	0,64				0,96	0,93
RD aferido via Hawkins	0,58	0,85	0,48	0,48	0,34	0,56	0,88	0,71
RD aferido via re	0,50	0,49	0,51	0,51	0,49	0,51	0,50	0,50
Skin aferido, via RD final	-1,90	-0,44	-1,27	-0,60	-0,87	-0,47	-0,68	-0,58

Tabela 6.2. Resultados encontrados aplicando uma profundidade de invasão conforme a Equação (5.7).

d invasão RE, Equação (5.7)	POÇO 1	POÇO 2	POÇO 3	POÇO 4	POÇO 5	POÇO 6	POÇO7	POÇO 8
S (skin factor, conforme TFRs)	27,28	1,43	-0,27	-2,34	NA	-0,59	-1,80	4,97
RD(Razão de Dano, conforme TFRs)	4,84	4,00	0,88	0,86	NA	0,93	0,91	1,69
d inv. Eq.(5.7) (ft)	3,37	1,69	2,10	1,05	1,14	0,79	1,73	1,62
Kc inicial (mD)	0,00015	0,06414	0,00018	10,42375	10,08197	10,33067	0,05522	0,00533
% δ/rw	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Constante C, d inv. = C d h	4,62	2,38	2,88	1,49	1,56	1,12	2,38	2,28
Keq1 (mD)	0,66142	5,33792	0,62081	1619,24741	3119,17368	1176,55380	41,47991	0,68054
t est. Inicial (min)	6,06	5,69	6,03	30,67	33,88	29,45	5,63	4,34
re/rw	10,25	5,76	6,77	3,98	4,13	3,23	5,75	5,57
Kc final (mD)	0,00005	0,00604	0,00012	1,61907	6,24235	1,58718	0,00344	0,00111
% δ/rw	1,30	1,83	1,37	1,48	1,78	1,77	1,77	1,30
ln(re/rw)	2,33	1,75	1,91	1,38	1,42	1,17	1,75	1,72
Keq 2 (mD)	0,34382	2,51095	0,41607	1320,69468	2702,97402	951,87800	12,04452	0,63693
t est. Final (min)	12390,9 3	12392,58	6360,14	10620,04	8640,05	12630,44	24420,30	7640,32

d invasão RE, Equação (5.7)	POÇO 1	POÇO 2	POÇO 3	POÇO 4	POÇO 5	POÇO 6	POÇO 7	POÇO 8
S (skin factor) dinâmico, Everdingen e Hurst	0,57	1,91	0,38				4,93	1,44
S (skin factor) din., Hawkins	2,01	1,82	1,03	0,31	0,22	0,39	4,28	0,11
S (skin factor) din., raio equivalente	2,33	1,77	1,93	1,38	1,42	1,19	1,75	1,72
RD din.Eq. (5.7)	1,86	2,04	1,54	1,23	1,15	1,33	3,44	1,06
S (skin factor) estático, Everdingen e Hurst	0,50	1,92	0,30				4,93	1,33
S (skin factor) est. , Hawkins	2,01	1,82	1,03	0,31	0,22	0,39	4,28	0,11
S (skin factor) est. , raio equivalente	2,17	1,63	2,11	1,39	1,34	1,66	1,75	1,57
RD est.Eq. (5.7)	1,92	2,13	1,49	1,23	1,16	1,24	3,44	1,07
S Everdingen e Hurst, final; Eq. (5.7)	0,54	1,92	0,34				4,93	1,38
S Hawkins, Eq. (5.7)	2,01	1,82	1,03	0,31	0,22	0,39	4,28	0,11
S raio equiv.final, Eq. (5.7)	2,25	1,70	2,02	1,38	1,38	1,43	1,75	1,65
RD final Eq.(5.7)	1,89	2,08	1,52	1,23	1,16	1,28	3,44	1,07
RD aferido via Hurst	0,19	0,52	0,15				0,74	0,45
RD aferido via Hawkins	0,46	0,51	0,35	0,18	0,13	0,25	0,71	0,06
RD aferido via re	0,49	0,49	0,51	0,50	0,49	0,55	0,50	0,49
Skin aferido, via RD final	-4,93	-3,37	-5,62	-7,49	-10,36	-5,33	-2,47	-27,88
S (skin factor, conforme TFRs)	27,28	1,43	-0,27	-2,34	NA	-0,59	-1,80	4,97
RD(Razão de Dano, conforme TFRs)	4,84	4,00	0,88	0,86	NA	0,93	0,91	1,69
C Eq. (5.7)/C Eq. (5.5), di = C*dh	4,62	10,30	6,95	9,05	8,68	7,50	5,80	8,85
RD Eq. (5.7)/RD Eq. (5.5)	0,80	0,30	0,79	0,64	0,75	0,57	0,40	0,30
SKIN Eq.(5.7)/SKIN Eq. (5.5)	1,33	0,84	1,83	1,20	1,37	1,17	0,96	0,10
re/rw Eq. (5.5)/re/rw Eq. (5.7)	3,42	3,94	3,70	3,00	3,03	2,49	3,16	3,67

Tabela 6.3. Resultados encontrados para as Equações (5.2) e (5.17), e respectivos valores dos expoentes **m** e **n**.

Poço	Poço 1(9,8mD)	Poço 2(40mD)	Poço 3(7,5mD_)	Poço 4(1715mD)
Kc(t)	$y = 0,0002X^{-0,153}$	$y = 0,1044X^{-0,3}$	$y = 0,0002X^{-0,062}$	$y = 32,039X^{-0,322}$
S est. (t)	$y = 126,3X^{-0,586}$	$y = 1100,9X^{-0,674}$	$y = 48,339X^{-0,58}$	$y = 169722X^{-0,291}$
t final (min)	12390,0	12390,0	6360,0	10620,0
Kf(mD)	9,8	40,0	7,5	1715,0
TVD(m)	2730,0	690,0	730,0	990,5
Pressão(psi)	3964,0	1145,4	1220,5	1647,5
m	0,153	0,3	0,062	0,322
n	0,586	0,674	0,58	0,291
n/m	3,8	2,2	9,4	0,9

Poço 5(3500mD)	Poço 6(1236mD)	Poço 7(52,8mD)	Poço 8(21,1mD)
$y = 14,243X^{-0,091}$	$y = 30,794X^{-0,314}$	$y = 0,0974X^{-0,331}$	$y = 0,0076X^{-0,215}$
$y = 124403X^{-0,154}$	$y = 47357X^{-0,254}$	$y = 22976X^{-0,836}$	$y = 348,05X^{-0,623}$
8640,0	12630,0	24420,0	7641,0
3500,0	1236,0	52,8	21,1
895,5	723,6	2230,8	665,0
1478,8	1204,9	3604,0	1134,5
0,091	0,314	0,331	0,215
0,154	0,254	0,836	0,623
1,7	0,8	2,5	2,9

Tabela 6.4. Resultados encontrados para as permeabilidades do reboco $K_c(mD)(t)$ de cada poço, aplicando as Equações (5.2) x Tempo de poço aberto (min).

t est (min)	Poço 1 $K_c(t)$	Poço 2 $K_c(t)$	Poço 3 $K_c(t)$	Poço 4 $K_c(t)$
1	0,0002000	0,1044000	0,0002000	32,0390000
10	0,0001406	0,0523239	0,0001734	15,2643724
100	0,0000989	0,0262241	0,0001503	7,2724200
1000	0,0000695	0,0131432	0,0001303	3,4648062
2000	0,0000625	0,0106756	0,0001248	2,7717068
3000	0,0000588	0,0094529	0,0001217	2,4324611
4000	0,0000562	0,0086713	0,0001196	2,2172550
5000	0,0000543	0,0081098	0,0001179	2,0635292
6000	0,0000528	0,0076781	0,0001166	1,9458719
6360	0,0000524	0,0075451	0,0001162	1,9097027
7000	0,0000516	0,0073311		1,8516435
7641	0,0000509	0,0071409		1,8001330
8000	0,0000506	0,0070433		1,7737156
8640	0,0000500	0,0068825		1,7303005
9000	0,0000497	0,0067987		1,7077051
10000	0,0000489	0,0065872		1,6507411
10620	0,0000484	0,0064694		1,6190746
11000	0,0000482	0,0064015		
12000	0,0000475	0,0062366		
12390	0,0000473	0,0061770		
12630				
18000				
24000				
24420				

Poço 5 Kc(t)	Poço 6 Kc(t)	Poço 7 Kc(t)	Poço 8 Kc(t)
14,2430000	30,7940000	0,0974000	0,0076000
11,5505183	14,9439741	0,0454526	0,0046325
9,3670206	7,2521388	0,0212109	0,0028237
7,5962889	3,5193795	0,0098983	0,0017211
7,1319410	2,8310184	0,0078690	0,0014828
6,8735871	2,4925853	0,0068807	0,0013590
6,6959780	2,2772949	0,0062557	0,0012775
6,5613802	2,1231932	0,0058103	0,0012177
6,4534167	2,0050565	0,0054700	0,0011709
6,4192882	1,9687047	0,0053656	0,0011563
6,3635220	1,9103165	0,0051979	0,0011327
6,3129857	1,8584759	0,0050494	0,0011116
6,2866645	1,8318751	0,0049732	
6,2427900	1,7881370	0,0048481	
	1,7653627	0,0047830	
	1,7079144	0,0046191	
	1,6759575	0,0045281	
	1,6575583	0,0044757	
	1,6128842	0,0043486	
	1,5967676	0,0043028	
	1,5871773	0,0042756	
		0,0038025	
		0,0034571	
		0,0034373	

Tabela 6.5. Logarítimos decimais dos resultados encontrados para as permeabilidades do reboco $Kc(mD)(t)$ de cada poço, aplicando as Equações (5.2) x Tempo de poço aberto (min).

t est (min)	Poço 1 log Kc(t)	Poço 2 log Kc(t)	Poço 3 log Kc(t)	Poço 4 log Kc(t)
1	-3,70	-0,98	-3,70	1,51
10	-3,85	-1,28	-3,76	1,18
100	-4,00	-1,58	-3,82	0,86
1000	-4,16	-1,88	-3,88	0,54
2000	-4,20	-1,97	-3,90	0,44
3000	-4,23	-2,02	-3,91	0,39
4000	-4,25	-2,06	-3,92	0,35
5000	-4,26	-2,09	-3,93	0,31
6000	-4,28	-2,11	-3,93	0,29
6360	-4,28	-2,12	-3,93	0,28
7000	-4,29	-2,13		0,27
7641	-4,29	-2,15		0,26
8000	-4,30	-2,15		0,25
8640	-4,30	-2,16		0,24
9000	-4,30	-2,17		0,23
10000	-4,31	-2,18		0,22
10620	-4,31	-2,19		0,21
11000	-4,32	-2,19		
12000	-4,32	-2,21		
12390	-4,33	-2,21		
12630				
18000				
24000				
24420				

Poço 5 log Kc(t)	Poço 6 log Kc(t)	Poço 7 log Kc(t)	Poço 8 log Kc(t)
1,15	1,49	-1,01	-2,12
1,06	1,17	-1,34	-2,33
0,97	0,86	-1,67	-2,55
0,88	0,55	-2,00	-2,76
0,85	0,45	-2,10	-2,83
0,84	0,40	-2,16	-2,87
0,83	0,36	-2,20	-2,89
0,82	0,33	-2,24	-2,91
0,81	0,30	-2,26	-2,93
0,81	0,29	-2,27	-2,94
0,80	0,28	-2,28	-2,95
0,80	0,27	-2,30	-2,95
0,80	0,26	-2,30	
0,80	0,25	-2,31	
	0,25	-2,32	
	0,23	-2,34	
	0,22	-2,34	
	0,22	-2,35	
	0,21	-2,36	
	0,20	-2,37	
	0,20	-2,37	
		-2,42	
		-2,46	
		-2,46	

Tabela 6.6. Resultados encontrados para os *Skins* de Hurst(t) de cada poço, aplicando as Equações (5.17) x Tempo de poço aberto (min).

t est (min)	Poço 1 S(t)	Poço 2 S(t)	Poço 3 S(t)	Poço 4 S(t)
1,0000000	126,300	1100,900	48,339	169722,000
10,0000000	32,764	233,210	12,714	86843,664
100,0000000	8,500	49,402	3,344	44436,326
1000,0000000	2,205	10,465	0,880	22737,261
2000,0000000	1,469	6,559	0,588	18583,966
3000,0000000	1,158	4,991	0,465	16515,657
4000,0000000	0,979	4,111	0,394	15189,332
5000,0000000	0,859	3,537	0,346	14234,358
6000,0000000	0,772	3,128	0,311	13498,830
6360,0000000	0,746	3,008	0,301	13271,870
7000,0000000	0,705	2,819		12906,682
7641,0000000	0,670	2,658		12581,761
8000,0000000	0,652	2,577		12414,778
8640,0000000	0,623	2,446		12139,831
9000,0000000	0,608	2,380		11996,473
10000,0000000	0,572	2,217		11634,243
10620,0000000	0,552	2,129		11432,360
11000,0000000	0,541	2,079		
12000,0000000	0,514	1,961		
12390,0000000	0,505	1,919		
12630,0000000				
18000,0000000				
24000,0000000				
24420,0000000				

Poço 5 S(t)	Poço 6 S(t)	Poço 7 S(t)	Poço 8 S(t)
124403,000	47357,000	22976,000	348,050
87263,143	26386,646	3351,772	82,917
61211,194	14702,263	488,961	19,753
42936,917	8191,891	71,330	4,706
38589,774	6869,459	39,959	3,056
36253,854	6197,198	28,471	2,374
34682,757	5760,510	22,385	1,984
33511,161	5443,094	18,575	1,727
32583,337	5196,773	15,949	1,541
32292,261	5120,426	15,191	1,486
31818,943	4997,229	14,021	1,400
31392,487	4887,244	13,030	1,326
31171,306	4830,581	12,540	
30804,044	4737,069	11,758	
	4688,205	11,364	
	4564,405	10,406	
	4495,195	9,895	
	4455,233	9,609	
	4357,849	8,935	
	4322,590	8,699	
	4301,577	8,561	
		6,366	
		5,005	
		4,933	

Tabela 6.7. Logarítimos decimais dos resultados encontrados para os *Skins* de Hurst(t) de cada poço, aplicando as Equações (5.17) x Tempo de poço aberto (min).

t est (min)	Poço 1 log S(t)	Poço 2 log S(t)	Poço 3 log S(t)	Poço 4 log S(t)
1,00	2,10	3,04	1,68	5,23
10,00	1,52	2,37	1,10	4,94
100,00	0,93	1,69	0,52	4,65
1000,00	0,34	1,02	-0,06	4,36
2000,00	0,17	0,82	-0,23	4,27
3000,00	0,06	0,70	-0,33	4,22
4000,00	-0,01	0,61	-0,40	4,18
5000,00	-0,07	0,55	-0,46	4,15
6000,00	-0,11	0,50	-0,51	4,13
6360,00	-0,13	0,48	-0,52	4,12
7000,00	-0,15	0,45		4,11
7641,00	-0,17	0,42		4,10
8000,00	-0,19	0,41		4,09
8640,00	-0,21	0,39		4,08
9000,00	-0,22	0,38		4,08
10000,00	-0,24	0,35		4,07
10620,00	-0,26	0,33		4,06
11000,00	-0,27	0,32		
12000,00	-0,29	0,29		
12390,00	-0,30	0,28		
12630,00				
18000,00				
24000,00				
24420,00				

Poço 5 log S(t)	Poço 6 log S(t)	Poço 7 log S(t)	Poço 8 log S(t)
5,09	4,68	4,36	2,54
4,94	4,42	3,53	1,92
4,79	4,17	2,69	1,30
4,63	3,91	1,85	0,67
4,59	3,84	1,60	0,49
4,56	3,79	1,45	0,38
4,54	3,76	1,35	0,30
4,53	3,74	1,27	0,24
4,51	3,72	1,20	0,19
4,51	3,71	1,18	0,17
4,50	3,70	1,15	0,15
4,50	3,69	1,11	0,12
4,49	3,68	1,10	
4,49	3,68	1,07	
	3,67	1,06	
	3,66	1,02	
	3,65	1,00	
	3,65	0,98	
	3,64	0,95	
	3,64	0,94	
	3,63	0,93	
		0,80	
		0,70	
		0,69	

Anexo I

Demonstração da dedução da Equação (3.29).

- t_{din} (min), tempo **dinâmico** para formar um reboco de espessura δ (cm), num fluxo dinâmico (fluido de perfuração circulando) ou com $B \neq 0$ (cm/min).

$$t_{din} = -\frac{\delta}{B} + \left(\frac{Aq}{B^2}\right) * \ln \left[\frac{\left(r_w - \delta - \frac{Aq}{B}\right)}{\left(r_w - \frac{Aq}{B}\right)} \right] \quad (3.29)$$

A partir da Equação (3.22) que mostra a variação da espessura de reboco δ (cm) com o tempo t (min) e num fluxo radial q (ml/min),

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{Aq}{(r_w - \delta)} - B \quad (3.22)$$

Integramos essa Equação (3.22) para $B \neq 0$ (taxa de erosão diferente de zero),

$0 \leq \delta \leq r_w$ e vazão q (ml/min) constante, encontraremos o tempo dinâmico t_{din} (min) para a formação de um reboco de espessura δ (cm).

$$d\delta = \left(\frac{Aq}{r_w - \delta}\right) dt - Bdt$$

$$\left(\frac{r_w - \delta}{Aq}\right) d\delta = dt - B \left(\frac{r_w - \delta}{Aq}\right) dt$$

$$\left(\frac{r_w - \delta}{Aq}\right) d\delta = dt \left(1 - B \left(\frac{r_w - \delta}{Aq}\right)\right)$$

$$\left(\frac{r_w - \delta}{Aq}\right) d\delta = dt \left(\frac{Aq - B(r_w - \delta)}{Aq}\right)$$

$$\frac{(rw - \delta)d\delta}{Aq - B(rw - \delta)} = dt$$

$$\frac{(rw - \delta)d\delta}{Aq - Brw + B\delta} = dt$$

$$\frac{(rw - \delta)d\delta}{(Aq - Brw) + B\delta} = dt$$

$$\frac{rwd\delta}{B\delta + (Aq - Brw)} - \frac{\delta d\delta}{B\delta + (Aq - Brw)} =$$

$$rw \left(\frac{d\delta}{B\delta + (Aq - Brw)} \right) - \frac{\delta d\delta}{B\delta + (Aq - Brw)} = dt.$$

Para $\delta = 0$, temos $t = 0$; condições iniciais de formação do reboco dinâmico.

Integrando para estes dois limites $(0, \delta)$ e $(0, t)$, encontramos:

$$rw \left[\frac{1}{B} \ln(B\delta + (Aq - Brw)) \right] - \left[\frac{\delta}{B} - \frac{(Aq - Brw)}{B^2} \ln(B\delta + (Aq - Brw)) \right] = \int_0^t dt$$

$$rw \left[\frac{1}{B} \ln(B\delta + (Aq - Brw)) \right] - \frac{\delta}{B} + \frac{(Aq - Brw)}{B^2} \ln(B\delta + (Aq - Brw)) =$$

$$-\frac{\delta}{B} + \ln[B\delta + (Aq - Brw)] \left(\frac{rw}{B} + \frac{(Aq - Brw)}{B^2} \right) =$$

$$-\frac{\delta}{B} + \ln[B\delta + (Aq - Brw)] \left(\frac{Brw}{B^2} + \frac{(Aq - Brw)}{B^2} \right) =$$

$$-\frac{\delta}{B} + \frac{1}{B^2} \ln[B\delta + (Aq - Brw)] (Brw + Aq - Brw) =$$

$$-\frac{\delta}{B} + \frac{1}{B^2} \ln[B\delta + (Aq - Brw)] (Aq) =$$

$$-\frac{\delta}{B} + \frac{Aq}{B^2} \ln[B(\delta - rw) + Aq] \Big|_{0, \delta=0}^{t, \text{din.}}$$

$$-\frac{\delta}{B} + \frac{Aq}{B^2} \ln[B(\delta - rw) + Aq] - \left[\frac{0}{B} + \frac{Aq}{B^2} \ln[B(0 - rw) + Aq] \right] = t_{\text{din.}} - 0$$

$$-\frac{\delta}{B} + \frac{Aq}{B^2} \ln[B(\delta - rw) + Aq] - \left[\frac{0}{B} + \frac{Aq}{B^2} \ln[-Brw + Aq] \right] = t_{\text{din.}}$$

$$-\frac{\delta}{B} + \frac{Aq}{B^2} \ln[B(\delta - rw) + Aq] - \frac{Aq}{B^2} \ln[-Brw + Aq] =$$

$$-\frac{\delta}{B} + \frac{Aq}{B^2} \ln \left[\frac{B(\delta - rw) + Aq}{-Brw + Aq} \right]$$

$$-\frac{\delta}{B} + \frac{Aq}{B^2} \ln \left[\frac{B\delta - Brw + Aq}{-Brw + Aq} \right]$$

$$-\frac{\delta}{B} + \frac{Aq}{B^2} \ln\left[\frac{\delta - rw + Aq/B}{-rw + Aq/B}\right]$$

$$\mathbf{t_{dinâmico} = -\frac{\delta}{B} + \frac{Aq}{B^2} \cdot \ln\left[\frac{(rw - \delta - \frac{Aq}{B})}{(rw - \frac{Aq}{B})}\right]},$$

com o que demonstramos a origem da Equação (3.29), base dos cálculos do tempo de formação de um reboco *dinâmico* $\mathbf{t_{din. (min)}}$ de espessura $\delta(\text{cm})$.

Anexo II

Demonstração da dedução da Equação (3.30).

- t_{est} (min) , tempo **estático** ou para formar um reboco de espessura δ (cm), num fluxo estático (fluido de perfuração não circulando ou com as bombas de lama paradas, ou ainda com Q (gpm) = Zero ou com $B=0$ (taxa de erosão do reboco $B=0$ e tensões de cisalhamento no reboco iguais a zero, pois não há erosão no reboco).

$$t_{est} = \left(\frac{1}{Aq} \right) * \left(\delta * r_w - \delta^2 * \frac{1}{2} \right) \quad (3.30)$$

A partir da Equação (3.22) que mostra a variação da espessura de reboco δ (cm) com o tempo t (min) e num fluxo radial q (ml/min),

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{Aq}{(r_w - \delta)} - B \quad (3.22)$$

Integramos essa Equação (3.22) para $B=0$, $0 \leq \delta \leq r_w$ e vazão q (ml/min) constante, encontraremos o tempo estático t_{est} (min) para a formação de um reboco de espessura δ (cm).

$$d\delta = \left(\frac{Aq}{r_w - \delta} \right) dt$$

$$(r_w - \delta) \int_0^\delta d\delta = Aq \int_0^t dt$$

$$r_w \delta - \frac{\delta^2}{2} = Aqt$$

e finalmente,

$$\left(\frac{1}{Aq} \right) * \left(r_w \delta - \frac{1}{2} \delta^2 \right) = t_{estático}$$

com o que demonstramos a origem da Equação (3.30), base dos cálculos do tempo de formação de um reboco *estático* t_{est} (**min**) de espessura δ (cm).