

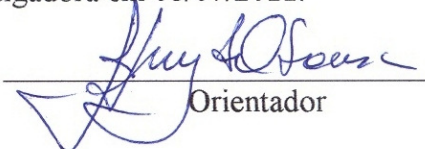
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

LUÍS FERNANDO NEUMANN

**Investigação experimental sobre a geração,
visualização e avaliação da condutividade de
fraturas ácidas em carbonatos microbiais**

CAMPINAS
2011

Este exemplar corresponde à redação final da dissertação defendida por **Luís Fernando Neumann** pela Comissão julgadora em **08/07/2011**.


Orientador

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

Investigação experimental sobre a geração, visualização e avaliação da condutividade de fraturas ácidas em carbonatos microbiais

Autor: Luís Fernando Neumann
Orientador: Prof. Dr. José Luiz Antunes de Oliveira e Sousa
Co-orientador: Dr. Paulo Dore Fernandes

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo
Área de Concentração: Exploração

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

Campinas, 2011
SP – Brasil

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

N397i Neumann, Luís Fernando
Investigação experimental sobre a geração,
visualização e avaliação da condutividade de fraturas
ácidas em carbonatos microbiais / Luís Fernando
Neumann. --Campinas, SP: [s.n.], 2011.

Orientadores: Jose Luiz Antunes de Oliveira e Sousa,
Paulo Dore Fernandes.

Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências.

1. Acidificação. 2. Poços de petróleo. 3. Pré-sal. 4.
Fraturamento hidráulico. I. Sousa, Jose Luiz Antunes de
Oliveira. II. Fernandes, Paulo Dore. III. Universidade
Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia
Mecânica e Instituto de Geociências. IV. Título.

Título em Inglês: Experimental investigation of the building, visualization and
evaluation of acid fracture conductivity on microbial
carbonates

Palavras-chave em Inglês: Acidification, Oil wells, Pre-salt, Hydraulic fracturing

Área de concentração: Exploração

Titulação: Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: , Paulo Roberto Ribeiro, Marcos Antonio Rosolen

Data da defesa: 08/07/2011

Programa de Pós Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

Investigação experimental sobre a geração, visualização e avaliação da condutividade de fraturas ácidas em carbonatos microbiais

Autor: Luís Fernando Neumann

Orientador: Prof. Dr. José Luiz Antunes de Oliveira e Sousa

Co-orientador: Dr. Paulo Dore Fernandes

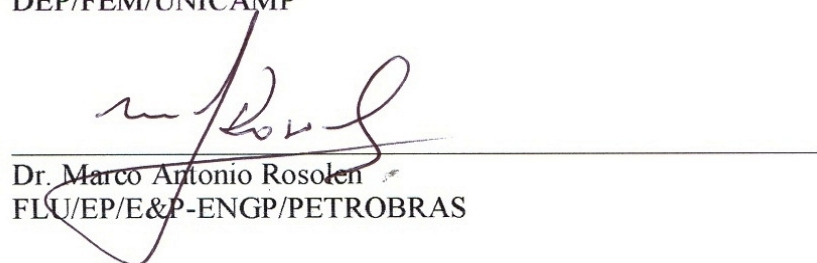
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. José Luiz Antunes de Oliveira e Sousa, Presidente
DES/FEC/UNICAMP



Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro
DEP/FEM/UNICAMP



Dr. Marco Antonio Rosolen
FLU/EP/E&P-ENGP/PETROBRAS

Campinas, 08 de julho de 2011

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho às minhas três gurias, Ana Paula, Ana Clara e Marina, verdadeiras como as mulheres de Érico que mantiveram o Rio Grande enquanto os maridos, pais e irmãos estavam fora em estripulias guerreiras. Minhas gurias mantiveram nossa casa durante as estripulias do mestrado.

Esta dissertação é também dedicada aos técnicos e operadores desconhecidos de fraturamento ácido e hidráulico que se perguntam como fraturar aquele poço de petróleo. Em algum lugar do mundo. Exatamente agora.

AGRADECIMENTOS

Meus sinceros agradecimentos ao meu orientador, Prof. Dr. José Luiz Antunes de Oliveira e Sousa, pela orientação, paciência, discussões e conversas ao longo de todo o mestrado.

Ao Dr. Paulo Dore Fernandes, co-orientador e primeiro incentivador deste mestrado.

Ao Edimir e Marco Antonio. Sem eles não existiriam experimentos, conversas e algumas ideias implantadas. E haveria dissertação.

Aos técnicos e professores do Laboratório de Estruturas da FEC, amigos pacientes enquanto usávamos parte da sua área de trabalho e da sua cozinha...

À ANP pela liberação de amostras de testemunhos de carbonatos microbiais.

Gostaria ainda de agradecer a todos aqueles que contribuíram, de forma direta ou indireta, para a realização desta dissertação e à PETROBRAS pela liberação para o mestrado.

Agradeço ao meu pai e minha mãe. Eles plantaram as primeiras sementes da busca do conhecimento.

Agradeço à SARG. Eles sabem por quê.

E por fim, novamente, agradeço às minhas três gurias, Ana Paula, Ana Clara e Marina, minhas mulheres de Érico.

Fineu avisara os argonautas de que encontrariam umas rochas aterradoras chamadas de Simplégades, ou Planctae, ou Cineias, que, envoltas perpetuamente na névoa marinha, guardavam a entrada do Bósforo. Sempre que um navio tentava passar por elas, as rochas se uniam e o esmagavam. Eufemo, porém, aconselhado por Fineu, soltou uma pomba, ou como outros dizem, uma garça, para que voasse diante da Argó. Tão logo as rochas arrancaram as penas da cauda da ave e retrocederam, os argonautas passaram remando a toda velocidade ajudados por Atena e pela lira de Orfeu, perdendo apenas o ornamento da popa. A partir de então, e conforme uma profecia, as rochas permaneceram fixas, uma de cada lado do estreito...

Apolônio de Rodes, Argonáutica, canto II 320 em Robert Graves, O grande livro dos mitos gregos

RESUMO

NEUMANN, Luís Fernando, Investigação experimental sobre a geração, visualização e avaliação da condutividade de fraturas ácidas em carbonatos microbiais, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2011. 202 p. Dissertação (Mestrado).

O sucesso da estimulação por fraturamento hidráulico ou ácido é dependente da geração de condutividade. No fraturamento hidráulico sustentado, a condutividade é gerada pela introdução de uma quantidade significativa de um agente de sustentação granular e praticamente esférico. No fraturamento ácido, a condutividade é gerada por irregularidades reveladas devido à reação desigual do ácido em cada uma das faces da fratura naturalmente rugosa e da resistência destas mesmas irregularidades para suportar as tensões que atuam após o fechamento da fratura. A baixa resistência das irregularidades leva ao colapso e cicatrização da fratura ácida com a perda total da condutividade. Esta dissertação investiga a viabilidade da estimulação por fraturamento ácido em carbonatos microbiais rasos e profundos. Ensaios de laboratório em escala reduzida foram projetados para verificar se a condutividade de uma fratura induzida por reação química da rocha reservatório com um ácido forte pode ser mantida frente às elevadas tensões normais efetivas que agirão na fase de exploração do poço. A dissertação ainda investiga se o emprego de uma pequena quantidade de agente de sustentação é capaz de dividir os esforços aplicados sobre as irregularidades de uma fratura ácida e manter a condutividade por maiores períodos de tempo. As superfícies que imitam fraturas ácidas são criadas pelo ataque ácido em corpos de prova em condições de laboratório que reproduzem em escala aquelas observadas em um fraturamento ácido real. Imagens digitais são utilizadas para medir a rugosidade das fraturas ácidas e o consumo de rocha carbonática pelo ácido na face do corpo de prova. A resistência das irregularidades é medida indiretamente pelo decréscimo da condutividade da fratura ácida frente a tensões de confinamento crescentes. O efeito ou não da adição de agente de sustentação é medido pela comparação dos parâmetros da correlação empírica desenvolvida por Nierode e Kruk.

Palavras chave:

Agente de sustentação, carbonatos microbiais, condutividade, fraturamento ácido, pré-sal.

ABSTRACT

NEUMANN, Luís Fernando, *Experimental investigation of the building, visualization and evaluation of acid fracture conductivity on microbial carbonates*, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2011. 202 p. Dissertação (Mestrado).

A well succeeded stimulation by hydraulic or acid fracturing is related to conductivity creation. In a hydraulic fracturing, the conductivity is created by means of introducing a significant amount of a propping agent. In an acid fracturing, the conductivity is related to the creation of asperities due to uneven acid reaction on each naturally rougher fracture side and the asperities strength to withstand high stresses that start to act just after fracture closure. Low asperities strength leads to collapse of acid fracture and fracture healing with total conductivity loss. The dissertation investigates the feasibility of acid fracturing stimulation in shallow and deep microbial carbonates. Laboratory tests were designed to verify if the acid fracture conductivity induced by chemical reaction of reservoir rock with a strong acid could be kept when facing the high effective normal stress that is expected in exploitation phase. The dissertation still investigates whether the use of a small amount of proppant is able to share the tension that acts on asperities and maintain the acid fracture conductivity for longer periods. The surfaces that mimic acid fractures are created by acid etching specimens in laboratory conditions reduced in scale from those observed in an actual acid fracturing job. Digital images are used to measure fracture roughness and rock consumption by acid on the specimen face. The asperities strength is indirectly measured from acid conductivity decrease under increased confinement tension. The effect of adding or not adding propping agent is accomplished comparing empirical parameters from Nierode and Kruk correlation.

Key-words

Acid fracturing, conductivity, microbial carbonates, propping agent, pre-salt.

SUMÁRIO

SUMÁRIO	XV
LISTA DE FIGURAS	XXI
LISTA DE TABELAS	XXVII
NOMENCLATURA	XXIX
Letras Latinas.....	xxix
Letras Gregas	xxxiii
Siglas.....	xxxv
1 CAPÍTULO 1 – O MOTIVO	1
2 CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	9
2.1 Definição de carbonatos microbiais	9
2.2 Revisão bibliográfica da modelagem do fraturamento ácido	12
2.3 O modelo de Nierode-Kruk.....	42
2.4 Resistência mecânica da rocha carbonática.....	50
2.5 Efeito das dimensões dos corpos de prova	60
2.6 Aplicação da revisão bibliográfica aos experimentos	62
3 CAPÍTULO 3 – OS EXPERIMENTOS	65
3.1 Metodologia Experimental.....	65
3.2 Corte, limpeza e secagem dos corpos de prova (CP).....	65
3.3 Marcação do nome do CP e das faces A e B em apenas um lado do CP.....	68
3.4 Pesagem dos CP e medida das dimensões principais.....	68
3.5 Aplicação de resina nos CP	70
3.6 Marcação dos pontos onde será realizada a medição de RES.	70
3.7 Medição de RES com carregamento e descarregamento.....	71
3.8 Imagem digital das superfícies A e B dos CP antes do ataque ácido	74

3.8.1	Obtenção das imagens digitais	74
3.8.2	Tratamento das imagens digitais	76
3.9	Saturação dos CP com solução de KCl 2% e nova pesagem dos CP.	81
3.10	Geração de condutividade ácida com fluxo de HCl a 15% em condições dinâmicas.....	82
3.11	Secagem e pesagem dos corpos de prova	85
3.12	Imagem digital da superfície do CP submetida ao ataque ácido.....	85
3.13	Medição de RES depois do ataque ácido	87
3.14	Extensão de resina com silicone.....	87
3.15	Medição da condutividade da fratura ácida COM e SEM agente de sustentação.....	87
4	CAPÍTULO 4 – DISCUSSÃO E ANÁLISE	91
4.1	Introdução	91
4.2	Definição do envelope de fraturamento, carbonatos rasos e profundos	91
4.2.1	Necessidade do envelope de fraturamento, carbonatos rasos e profundos	91
4.2.2	Tensão de confinamento efetiva mínima	92
4.2.3	Tensão de confinamento efetiva máxima.....	92
4.2.4	Condutividade mínima e máxima da fratura ácida	93
4.3	Ensaio de fluxo ácido, imagem e medição de RES.....	94
4.4	Padrões de gravação.....	95
4.4.1	Padrões de gravação citados na literatura	95
4.4.2	Padrão de gravação uniforme.....	96
4.4.3	Padrão de gravação canais	96
4.4.4	Padrão de gravação rugoso	97
4.4.5	Padrão tração.....	99
4.5	Ensaio de condutividade ácida à maneira de Nierode e Kruk	100
4.5.1	Parâmetros calculados para os CP testados.....	100
4.5.2	Carbonatos rasos	101
4.5.2.1	Limites para a condição carbonatos rasos	101
4.5.2.2	Padrão de gravação uniforme e de tração - carbonatos rasos	101
4.5.2.3	Padrão de gravação canais - carbonatos rasos	103
4.5.2.4	Padrão de gravação rugoso - carbonatos rasos	104
4.5.3	Carbonatos profundos.....	106
4.5.3.1	Limites para a condição carbonatos profundos.....	106
4.5.3.2	Padrão de gravação uniforme e de tração - carbonatos profundos.....	106
4.5.3.3	Padrão de gravação canais - carbonatos profundos.....	108
4.5.3.4	Padrão de gravação rugoso - carbonatos profundos.....	110
4.5.3.5	Privilegiar o diferencial de produção ou a condutividade?.....	112
4.6	Efeito do padrão de gravação no comportamento da condutividade	113
4.7	Ensaio de condutividade com o modelo de Walsh	115
4.8	CP com face da fratura por tração.....	117

4.9	Condutividade inicial e rugosidade	121
4.10	Ensaio de condutividade ácida com agente de sustentação.....	123
4.11	Efeito da reação do ácido no RES.....	130
4.12	Correlação entre o RES e o módulo de elasticidade de Young	133
4.13	Correlações matemáticas com os resultados experimentais.....	134
4.14	Comparação da fratura ácida com fratura sustentada	140
4.15	Comentários finais	142
5	CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	145
5.1	Conclusões	145
5.2	Recomendações para Trabalhos Futuros.....	146
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	147
	APÊNDICE I.....	157
	CONVERSÃO DAS EQUAÇÕES DE NIERODE E KRUK PARA O SI.....	157
	APÊNDICE II	159
	IMAGENS DOS CP ANTES E DEPOIS DO ÁCIDO	159

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Pontos de contato das irregularidades que mantém uma fratura ácida aberta.....	4
Figura 2 - Classificação dos experimentos por orientação da fratura e do fluxo ácido	15
Figura 3 - Esquema da reação do ácido com a rocha carbonática	17
Figura 4 - Efeito do CO ₂ no padrão de dissolução de um carbonato	31
Figura 5 - Padrão de rugosidade. (a) Dolomito San Andres e (b) Formação Macaé	36
Figura 6 - Constantes C_1 e C_2 conforme Nierode e Kruk (1973).....	46
Figura 7 - C_1 vs DREC com os dados originais de Nierode e Kruk.....	49
Figura 8 - C_2 em 1/kPa vs RES em kPa a partir dos dados originais de Nierode e Kruk.....	50
Figura 9 - Desenho esquemático da medição de RES	51
Figura 10 - Exemplo de medição de RES segundo McGlothlin e Huitt (1966).....	53
Figura 11 - Representação esquemática de um ensaio carregamento-descarregamento	56
Figura 12 - Ensaio de RES com carregamento e descarregamento	57
Figura 13 - Pontos experimentais ajustados pela equação (2.53).....	58
Figura 14 - aspecto de um bloco de afloramento.....	66
Figura 15 - aspecto de um testemunho tipo <i>whole core</i>	66
Figura 16 - Aspecto de um CP bruto derivado de um testemunho cortado no terço.....	67
Figura 17 - CP cortado e pronto – as faces A compartilham o mesmo plano	67
Figura 18 - Desenho esquemático de um CP com marcação em uma única face maior	68
Figura 19 - Penetrômetro usado na medição de RES	71
Figura 20 - Medição de RES no CP-04 - Face A	72
Figura 21 - Medição de RES no CP-29 - Face A	73
Figura 22 - Suporte vazio e suporte com corpo de prova no escâner	75
Figura 23 - Comparação da área e volume do CP virtual	77
Figura 24 - Comparação da área e volume do novo CP virtual.....	78
Figura 25 - Forma retangular do CP utilizada para comparar áreas	79
Figura 26 - Imagens dos CP utilizadas para visualização da superfície e volume	80
Figura 27 - Idealização do experimento de fluxo ácido.....	82
Figura 28 - CP na célula de fluxo ácido. O sentido de fluxo é de 0 para 1.....	86
Figura 29 - Variação da condutividade de fratura ácida com a tensão de confinamento	90
Figura 30 – aspecto de um CP com padrão de gravação uniforme	96
Figura 31 - aspecto de um CP com padrão de gravação canais.....	97
Figura 32 – aspecto de um CP com padrão de gravação rugoso	98
Figura 33 - aspecto e um CP com padrão de gravação tração.....	99
Figura 34 - Variação da condutividade em carbonatos rasos, padrão uniforme	101
Figura 35 - Variação da condutividade em carbonatos rasos, padrão uniforme	102
Figura 36 - Variação da condutividade em carbonatos rasos, padrão canais	103
Figura 37 - Variação da condutividade em carbonatos rasos, padrão canais	104
Figura 38 - Variação da condutividade em carbonatos rasos, padrão rugoso	105
Figura 39 - Variação da condutividade em carbonatos rasos, padrão rugoso	105
Figura 40 - Variação da condutividade em carbonatos profundos, uniforme e de tração.....	107
Figura 41 - Variação da condutividade em carbonatos profundos, uniforme e de tração.....	107
Figura 42 - Variação da condutividade em carbonatos profundos, padrão canais	108
Figura 43 - Variação da condutividade em carbonatos profundos, padrão canais	109

Figura 44 - carbonato profundo, padrão rugoso	110
Figura 45 - carbonato profundo, padrão rugoso	111
Figura 46 - Vazão de produção e produção acumulada de um poço, CP-33 e CP-34.....	113
Figura 47 - CP ajustados para o modelo de Walsh - carbonatos profundos.....	116
Figura 48 - CP ajustados para o modelo de Walsh - carbonatos profundos.....	117
Figura 49 - CP-38 - Topografia da superfície da fratura por tração – antes do ácido	117
Figura 50 - CP-38 - Topografia da superfície da fratura por tração – depois do ácido	118
Figura 51 - aspecto da superfície por tração do Ctr 3 antes e depois da reação com ácido ...	119
Figura 52 - Evolução da rugosidade linear de uma superfície de tração - reação estática.....	120
Figura 53 - Relação entre a condutividade inicial e a rugosidade linear média do par	122
Figura 54 - Relação entre a condutividade inicial e a rugosidade média do par	123
Figura 55 - Monocamadas parciais e monocamada total na superfície de um CP	125
Figura 56 - Fratura ácida e tamanho de grãos de agente de sustentação	127
Figura 57 – Variação da condutividade com a tensão efetiva em CP uniforme e com AS ...	128
Figura 58 - Variação da condutividade com a tensão efetiva em CP rugoso e com AS.....	130
Figura 59 - Variação do RES antes e depois da reação com ácido.....	132
Figura 60 - Variação do RES antes e depois da reação com ácido	132
Figura 61 - Correlação entre RES e E (módulo de elasticidade).....	133
Figura 62 - Ajuste dos dados à maneira de Nierode e Kruk	134
Figura 63 - Ajuste dos dados à maneira de Nierode e Kruk por padrão de gravação.....	135
Figura 64 – C_2 e RES: Correlação aos dados experimentais padrão rugoso e tração.....	136
Figura 65 - Intervalos de confiança e de previsão para o ajuste experimental de C_2 e RES..	137
Figura 66 - C_1 e DREC - dados da dissertação e de Nierode e Kruk.....	138
Figura 67 - C_1 e DREC - dados da dissertação por padrão de gravação e de Nierode Kruk .	139
Figura 68 - Intervalos de confiança e previsão para o ajuste experimental de C_1 e DREC ..	140
Figura 69 - Comparação da condutividade de fratura ácida com fratura sustentada.....	141
Figura 70 - Imagens da Face A do CP-01 antes e depois do ácido.	159
Figura 71 - Imagens da Face A do CP-02 antes e depois do ácido.	160
Figura 72 - Imagens da Face A do CP-05 antes e depois do ácido.	161
Figura 73 - Imagens da Face A do CP-06 antes e depois do ácido.	162
Figura 74 - Imagens da Face A do CP-09 antes e depois do ácido.	163
Figura 75 - Imagens da Face A do CP-10 antes e depois do ácido.	164
Figura 76 - Imagens da Face A do CP-11 antes e depois do ácido.	165
Figura 77 - Imagens da Face A do CP-12 antes e depois do ácido.....	166
Figura 78 - Imagens da Face A do CP-13 antes e depois do ácido.....	167
Figura 79 - Imagens da Face A do CP-14 antes e depois do ácido	168
Figura 80 - Imagens da Face A do CP-15 antes e depois do ácido.....	169
Figura 81 - Imagens da Face A do CP-16 antes e depois do ácido.....	170
Figura 82 - Imagens da Face B do CP-17 antes e depois do ácido.....	171
Figura 83 - Imagens da Face A do CP-18 antes e depois do ácido.....	172
Figura 84 - Imagens da Face A do CP-19 antes e depois do ácido.....	173
Figura 85 - Imagens da Face A do CP-20 antes e depois do ácido.....	174
Figura 86 - Imagens da Face A do CP-21 antes e depois do ácido.....	175
Figura 87 - Imagens da Face A do CP-22 antes e depois do ácido.....	176
Figura 88 - Imagens da Face A do CP-23 antes e depois do ácido.....	177
Figura 89 - Imagens da Face A do CP-24 antes e depois do ácido.....	178
Figura 90 - Imagens da Face A do CP-25 antes e depois do ácido.....	179

Figura 91 - Imagens da Face A do CP-26 antes e depois do ácido.....	180
Figura 92 - Imagens da Face A do CP-27 antes e depois do ácido.....	181
Figura 93 - Imagens da Face A do CP-28 antes e depois do ácido.....	182
Figura 94 - Imagens da Face A do CP-29 antes e depois do ácido.....	183
Figura 95 - Imagens da Face A do CP-30 antes e depois do ácido.....	184
Figura 96 - Imagens da Face A do CP-31 antes e depois do ácido.....	185
Figura 97 - Imagens da Face A do CP-32 antes e depois do ácido.....	186
Figura 98 - Imagens da Face A do CP-33 antes e depois do ácido.....	187
Figura 99 - Imagens da Face A do CP-34 antes e depois do ácido.....	188
Figura 100 - Imagens da Face A do CP-34 antes e depois do ácido.....	189
Figura 101 - Imagens da Face A do CP-36 antes e depois do ácido.....	190
Figura 102 - Imagens da Face A do CP-37 antes e depois do ácido.....	191
Figura 103 - Imagens da Face A do CP-38 antes e depois do ácido.....	192
Figura 104 - Imagens da Face A do CP-39 antes e depois do ácido.....	193
Figura 105 - Imagens da Face A do CP-40 antes e depois do ácido.....	194
Figura 106 - Imagens da Face A do CP-41 antes e depois do ácido.	195
Figura 107 - Imagens da Face A do CP-42 antes e depois do ácido.....	196
Figura 108 - Imagens da Face A do CP-43 antes e depois do ácido.....	197
Figura 109 - Imagens da Face A do CP-44 antes e depois do ácido.....	198
Figura 110 - Imagens da Face A do CP-47 antes e depois do ácido.....	199
Figura 111 - Imagens da Face A do CP-48 antes e depois do ácido.....	200
Figura 112 - Imagens da Face A do CP-49 antes e depois do ácido.....	201
Figura 113 - Imagens da Face A do CP-50 antes e depois do ácido.....	202
Figura 114 - Imagens da Face A do CP-53 antes e depois do ácido.....	203
Figura 115 - Imagens da Face A do CP-54 antes e depois do ácido.....	204
Figura 116 - Imagens da Face A do CP-55 antes e depois do ácido.....	205
Figura 117 - Imagens da Face A do CP-56 antes e depois do ácido.	206

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - DREC, RES, C_1 e C_2 – modificada a partir dos dados originais Nierode e Kruk...	47
Tabela 2 – Dimensões médias, volume, massa e densidade aparente dos CP ensaiados.....	69
Tabela 3 - Tensão, vazão e tempo usados nos ensaios de determinação da condutividade	89
Tabela 4 – Propriedades relevantes coletadas nos ensaios.....	94
Tabela 5 - DREC, C_1 , C_2 , r_L , média do RES e padrão de gravação dos corpos de prova	100
Tabela 6 – DREC, C_1 , C_2 , R^2 para o modelo de Walsh	115
Tabela 7- Variação da área superficial e da rugosidade em CP com fratura por tração.....	121
Tabela 8 - Valores de RES em kPa antes e depois do ataque ácido	131

NOMENCLATURA

Letras Latinas

a	– parâmetro dependente da dimensão fractal, adimensional	
A_c	– área de contato do ensaio de IIT	mm^2
A_{proj}	– área projetada do corpo de prova	mm^2
A_{sup}	– área superficial do corpo de prova	mm^2
B	– parâmetro de ajuste do ensaio de IIT	N
C_1	– valor da condutividade da fratura com tensão de fechamento zero	m^3
C_2	– parâmetro de distribuição das irregularidades na equação de Gangi	
C_2	– taxa de variação da condutividade com a tensão de fechamento	Pa^{-1}
D_e	– coeficiente efetivo de difusão	m/s^2
d_f	– diâmetro da calota na medição da resistência ao esmagamento da rocha	mm
D_{fr}	– dimensão fractal da fratura, adimensional	
d_p	– diâmetro da esfera na medição da resistência ao esmagamento da rocha	mm
E	– módulo de elasticidade medido no ensaio de IIT	Pa
E_i	– módulo de elasticidade do indentedor do ensaio de IIT	Pa
E_m	– módulo tangente elasticidade da NBR 10341	Pa
E_r	– módulo de elasticidade reduzido do ensaio de IIT	Pa
F	– força aplicada no ensaio de RES, força de contato no ensaio IIT	N
H	– altura da fratura em operação de fraturamento	m
h	– deslocamento vertical da esfera no ensaio de RES	mm
h_c	– profundidade de contato do ensaio de IIT	mm
h_f	– altura da fratura	m
h_f	– deslocamento final ajustado no ensaio de IIT	mm

H_{lab} – altura da face do corpo de prova submetida ao ataque ácido	mm
K – curtose, adimensional	
k – permeabilidade	mD, m ²
k_f – permeabilidade da fratura	mD, m ²
$(k_{fw})_0$ – condutividade inicial da fratura	mD-m, m ² .m
$(k_{fw})_i$ – condutividade ideal da fratura	mD-m, m ² .m
k_{fw} – condutividade da fratura	mD-m, m ² .m
L – comprimento da fratura	m
L_{lab} – comprimento da face do corpo de prova submetida ao ataque ácido	mm
m – parâmetro de ajuste do ensaio de IIT, adimensional	
m_f – massa final do corpo de prova	g
m_i – massa inicial do corpo de prova	g
P_c – pressão de confinamento ou pressão de fechamento	Pa
P_{ff} – pressão de fluxo no fundo	Pa
P_{lab} – espessura da face do corpo de prova submetida ao ataque ácido	mm
P_p – pressão de poros ou pressão estática da formação	Pa
q – vazão na fratura	m ³ /s, bpm
R – Raio de contato do ensaio de IIT	mm
r_L – rugosidade linear, adimensional	
r_{Lp} – rugosidade linear média do par de corpo de prova, adimensional	
r_{LT} – rugosidade linear média do par de corpo de prova quebrado por tração, adimensional	
S – rigidez do contato	N/mm
S_a – média aritmética dos desvios	
S_q – raiz quadrada da média dos desvios ao quadrado	

V – volume do ácido	m^3
w – abertura da fratura	m
w_H – abertura hidráulica da fratura	m
w_i – abertura ideal da fratura ácida	m
w_{lab} – abertura da fratura no laboratório	m
w_M – abertura mecânica da fratura	m
\bar{w} – abertura média da fratura	m
X – poder de dissolução volumétrica do ácido	m^3/m^3
x_f – meio comprimento de fratura	m

Letras Gregas

σ_c - pressão de fechamento no modelo de Gong (1997)	Pa
μ – viscosidade do fluido	m
ν – coeficiente de Poisson do material medido no ensaio IIT, adimensional	
γ – K+4 na equação de Gong (1999), adimensional	
ρ_b – densidade bulk	g/cm^3
σ_b – desvio padrão da distribuição das aberturas	
σ_{ef} – tensão de confinamento efetiva	Pa
σ_{efmax} – tensão de confinamento efetiva máxima	Pa
σ_{efmin} – tensão de confinamento efetiva mínima	Pa
σ_h – tensão horizontal mínima	Pa
ν_i – coeficiente de Poisson do indentador no ensaio IIT, adimensional	
Δm – diferença de massa no modelo N-K	g

Δp – diferença de pressão

Pa

$\lambda_{D,x}$ – distribuição normalizada da permeabilidade e mineralogia na direção x

$\lambda_{D,y}$ – distribuição normalizada da permeabilidade e mineralogia na direção y

σ_D – desvio padrão do logaritmo natural da permeabilidade.

Siglas

API – American Petroleum Institut

DREC – *Dissolved Rock Equivalent Conductivity* – condutividade equivalente a quantidade de rocha dissolvida

RES - *rock embedment strength*, resistência da rocha à indentação

UCS – *unconfined compressive strength*, resistência compressiva sem confinamento

BRH – número de dureza Brinell

IIT – *instrumented indentation technique*, ensaio de indentação instrumentado

Re – número de Reynolds, adimensional

1 CAPÍTULO 1 – O MOTIVO

Faturas ácidas abertas e condutivas não são facilmente construídas. A existência de uma fratura ácida depende da resistência das suas irregularidades, cristas e vales para não ser esmagada pela rocha que a cerca. Poderia a façanha dos Argonautas ser replicada para manter uma fratura ácida sempre aberta? Segundo o mito, a passagem dos Argonautas na Argó através das Simplégades, os Rochedos Colidentes, ancorou e manteve estas rochas eternamente abertas no atual estreito de Bósforo. A analogia com uma fratura ácida é direta e evidente.

Infelizmente manter uma fratura ácida sempre aberta é também um mito. Uma fratura ácida irá fechar. Inexoravelmente. É uma questão de tempo. É possível, todavia, buscar conhecer sob que condições e a que tempo ocorrerá o fechamento e então decidir pela criação ou não da fratura ácida. Caso a análise mostre que o fechamento da fratura ácida ocorrerá rapidamente, a sua criação deve ser evitada e os recursos que seriam despendidos no tratamento devem ser empregados alhures. Caso a análise mostre que o fechamento da fratura ácida ocorrerá lentamente e que ela será condutiva por um longo período de tempo, a sua criação deve ser proposta. Um caminho possível para obter estas respostas passa pela integração dos campos de estudo da mecânica de rochas, caracterização de superfícies, mecânica dos fluidos e reações químicas, para citar apenas alguns.

Tratamentos ou operações de estimulação são aquelas atividades destinadas a restaurar ou a incrementar a vazão de produção de um poço de petróleo ou de injeção de água. Eles podem ser agrupados em duas classes em função de se realizarem com ou sem indução e propagação de fratura hidráulica. No primeiro caso são referidas como estimulação por fraturamento e no segundo caso estimulação por tratamento matricial.

Uma fratura hidráulica sustentada ou uma fratura ácida é uma estrutura sobreposta ao reservatório, o qual permanece praticamente intacto além dos limites da fratura. A fratura, todavia, pode incrementar significativamente a produtividade dos poços devido ao aumento da área de contato entre o poço e o reservatório (CIKES, 1996). Esta possibilidade transformou o

fraturamento na técnica de estimulação mais disseminada, sustentada por um corpo teórico robusto (ECONOMIDES e NOLTE, 2000) e objeto de investigação numérica (SOUSA, 1992).

Uma fratura ácida nasce como fratura hidráulica. Esta é criada pela injeção de um fluido na rocha reservatório com pressão suficientemente alta para exercer na rocha uma tensão maior do que a soma da sua resistência à tração mais a menor tensão confinante (FERNANDES, 1998) até causar o rompimento da rocha por tração. Na pressão de iniciação de fratura a rocha rompe. A manutenção da injeção do fluido incrementa a abertura e propaga a fratura (ECONOMIDES, HILL e EHLIG-ECONOMIDES, 1994). O plano de propagação da fratura é perpendicular à tensão horizontal mínima *in situ*, σ_h (YEW, 2008). Qual a aparência das faces desta fratura induzida? Lisas e uniformes ou ásperas e rugosas? Este é um ponto que recebe pouca atenção no estudo das fraturas ácidas. É fato que uma fratura criada por tração já nasce rugosa, isto é, após a separação, as faces da fratura induzida hidraulicamente ou rompida por tração, como no ensaio por compressão diametral (*brazilian test*), não são lisas e uniformes. São naturalmente irregulares, ásperas e rugosas. Entretanto, no fechamento da fratura com o final da aplicação de pressão e não havendo movimentação lateral ou vertical das faces da fratura, a fratura fecha sem deixar espaços vazios devido à combinação, ao casamento ou encaixe das faces da fratura.

As estimulações por fraturamento hidráulico ácido ou hidráulico sustentado devem criar um caminho de elevada condutividade, uma via expressa, que conecte o poço ao reservatório. Ambas compartilham dos mesmos fundamentos teóricos para prever pressões de propagação, vazões de tratamento e geometrias da fratura criada, isto é, comprimento, altura e abertura. Idealmente, esta fratura deve se propagar em duas asas simétricas em relação ao poço com altura e comprimento quatro a cinco ordens de grandeza maiores que a abertura.

Há duas diferenças fundamentais entre ambos os métodos de estimulação por fraturamento. A primeira diferença reside na maneira como a condutividade da fratura é criada. A segunda diferença é o modo como esta condutividade é mantida durante a vida produtiva do poço.

Uma estimulação por fraturamento hidráulico sustentado ou simplesmente fraturamento hidráulico¹ envolve o bombeio de um fluido inerte e geralmente de elevada viscosidade apto a criar e propagar a fratura, transportar e nela depositar uma grande quantidade de agente de sustentação granular e praticamente esférico. Uma vez dissipada pressão hidráulica que mantém a

¹ O uso consagrou a expressão “fraturamento hidráulico” para o fraturamento com agente de sustentação.

fratura aberta, esta é impedida de fechar totalmente devido à presença do pacote de agente de sustentação. Este pacote, sendo muito mais permeável do que a rocha circundante, cria um caminho preferencial por onde maior parte dos fluidos produzidos pelo reservatório é levado até o poço e do poço para a superfície.

Uma estimulação por fraturamento ácido envolve o bombeio de um fluido inerte e geralmente viscoso para criar e propagar a fratura e que é imediatamente seguido por um fluido que reage quimicamente com a rocha reservatório, quase sempre um ácido. Espera-se que esta reação ocorra desigualmente em cada face da fratura em função da heterogeneidade natural da rocha reservatório em um processo estocástico. A reação deste ácido remove certa quantidade de rocha das faces da fratura recém-aberta. A heterogeneidade natural dos carbonatos faz com que a remoção de rocha seja desigual nas faces da fratura. A rocha residual não removida pelo ácido deixa as faces da fratura mais ou menos irregulares² mas principalmente descasadas, isto é, as faces da fratura deixam de encaixar, de casar, de combinar uma com a outra. Este descompasso entre as faces da fratura cria a condutividade. O fim da aplicação de pressão com a injeção de fluidos faz iniciar o fechamento da fratura, processo contínuo até a colisão de uma face com a outra. As novas irregularidades se tocam aqui e ali e caso tenham resistência mecânica, elas formam uma rede de canais que se conectam e que se torna o caminho preferencial por onde maior parte dos fluidos produzidos pelo reservatório é levada até o poço e do poço para a superfície. No entanto, se as irregularidades não apresentarem resistência mecânica ocorrerá o colapso, a cicatrização e o fechamento completo da fratura criada pela ação do fluido reativo.

Nesta dissertação, fratura ácida é definida como os caminhos de fluxo resultantes do contato parcial das superfícies mais ou menos rugosas e irregulares, criadas pela reação desigual de um ácido nas paredes naturalmente rugosas de uma fratura induzida hidraulicamente.

Nas fraturas ácidas, como nas fraturas naturais (*joints*), as propriedades mais importantes que afetam o fluxo de fluido são a abertura de fratura³, a tensão normal, a área de contato e a rugosidade das faces das fraturas. Estas propriedades não são independentes e uma influencia a outra. Entre estas, a abertura da fratura e a rugosidade são os parâmetros-chave na definição do

² O termo inglês para irregularidades de uma fratura ácida é *asperities*. A dissertação usa o termo irregularidades ao invés de asperezas que é a tradução literal.

³ A dissertação usa abertura de fratura para o termo inglês *fracture width* ao invés de largura de fratura por considerar este último ambíguo, uma vez que largura também tem o sentido de espessura.

padrão de fluxo na fratura (LIU, 2005). A Figura 1 mostra como as irregularidades descasadas criam os espaços vazios que caracterizam os caminhos de fluxo de uma fratura ácida após a reação com um ácido forte. A Figura 1 é também um exemplo de superfície uniforme, razoavelmente lisa e com algumas irregularidades.



Figura 1 - Pontos de contato das irregularidades que mantém uma fratura ácida aberta

A reação de um ácido forte com rochas carbonáticas é um processo complexo e influenciado por dois tipos de variáveis: (i) variáveis não controladas inerentes à rocha como porosidade, permeabilidade e tipo e distribuição de minerais e, (ii) variáveis controladas como tipo e concentração do ácido e seus aditivos, vazão e pressão do tratamento (MUMALLAH, 1998).

Apesar das dificuldades, o fraturamento ácido é uma técnica de estimulação que deve ser sempre considerada quando se planeja explorar comercialmente rochas carbonáticas portadoras de hidrocarbonetos.

Entretanto, há uma limitação para a aplicação do fraturamento ácido. O paradigma vigente afirma que uma fratura ácida não suporta pressões de fechamento (*closure stress*) superiores a 34500 kPa (5000 psi) e que “o aumento da diferença de pressão (*drawdown*) corresponde ao aumento da pressão de fechamento e as asperezas tendem a quebrar ou colapsar restringindo o fluxo na área do poço” (DANESHY *et al*, 1998; ABASS *et al*, 2006). Além disso, a erosão dos pontos de apoio e suporte pode minar a capacidade das irregularidades de opor-se às tensões

compressivas levando ao colapso da fratura e grande redução na permeabilidade (VERBERG e LADD, 2002). Conceitualmente, pressão de fechamento é a pressão na qual a fratura fecha completamente na ausência de irregularidades e é geralmente considerada como sendo de mesma magnitude que a tensão horizontal mínima (THIERCELIN e ROEGIERS, 2000; YEW, 2008). Em um reservatório de petróleo em regime de falha normal, a pressão de fechamento pode ser estimada assumindo um gradiente de pressão de 16,98 kPa/m (0,75 psi/ft) (SMITH e SHLYAPOBERSKY, 2000) e, em acordo com aquele paradigma, pode-se estabelecer a profundidade de 2032 m como um limite inferior para a aplicação do fraturamento ácido.

Convém ressaltar que o paradigma vigente comporta outra interpretação que depende do conceito de tensão efetiva. O fluido contido nos poros da rocha reservatório suporta parte da tensão total aplicada. Portanto, somente uma parcela da tensão total, qual seja, a componente de tensão efetiva é suportada pela matriz rochosa (THIERCELIN e ROEGIERS, 2000). Por analogia, as irregularidades das faces da fratura ácida suportam a tensão de confinamento efetiva, definida como a diferença entre a pressão de fechamento da fratura e a pressão atuante no interior da fratura. No caso de uma fratura ácida em um poço em produção, a pressão atuante no interior da fratura pode ser considerada igual à pressão de fluxo no fundo e esta consideração faz com que o valor da tensão de confinamento efetiva seja bastante diferente do valor da pressão de fechamento. Apesar de Daneshy *et al* (1998) terem escrito “*closure stresses greater than 5000 psi*”, eles poderiam estar se referindo à pressão de fechamento efetiva maior que 5000 psi. Se correta, esta suposição leva o limite para aplicação do fraturamento ácido para bem além de 2032 m.

Em 2007, foi anunciada a descoberta de extensa reserva de hidrocarbonetos na seção pré-sal (BARBASSA, 2007). Outras se seguiram. Estes reservatórios são constituídos por rochas carbonáticas em profundidade superior a 4500 m (CARMINATTI *et al*, 2009). A estimulação por fraturamento hidráulico ou ácido na seção pré-sal é considerada um desafio (FORMIGLI, 2008). Todavia, considerando o paradigma atual (DANESHY *et al*, 1998), a aplicação do fraturamento ácido como técnica de estimulação na seção pré-sal deveria ser descartada, em função de ali já terem sido medidas pressões de fechamento da ordem de 87600 kPa (12700 psi) (AZEVEDO *et al*, 2010) e da profundidade de ocorrência destes depósitos superar aquele limite de 2032 m.

Os reservatórios de carbonatos microbiais abaixo da camada de sal são ainda pouco conhecidos (BELTRÃO *et al*, 2009), todavia um aspecto marcante e comum a todos é a elevada heterogeneidade. Considerando que todos os reservatórios de carbonatos microbiais da seção pós-sal em produção no Brasil só passaram a prover vazões comerciais de hidrocarbonetos após estimulação (PLAVINIK, 1983; NEUMANN *et al*, 2010), era bastante razoável inferir que o mesmo ocorreria nos carbonatos microbiais da seção pré-sal, como foi demonstrado por Filho *et al* (2010).

Se a estimulação dos carbonatos microbiais é uma certeza, o mesmo não se pode afirmar acerca da modalidade de estimulação dominante. Tratamentos matriciais ou tratamentos com propagação de fratura? A resposta a esta questão foge aos objetivos da dissertação. É prudente assumir que o padrão observado na estimulação dos carbonatos microbiais da seção pós-sal se repetirá na estimulação dos carbonatos microbiais da seção pré-sal e implicará escolher um ou outro tratamento em função de certas características do reservatório.

A aplicação do fraturamento hidráulico com grande concentração de agente de sustentação na seção pré-sal enfrenta desafios por conta de características da rocha e dificuldades operacionais (AZEVEDO *et al*, 2010). De um ponto de vista operacional, a execução de uma operação de fraturamento ácido em qualquer carbonato é bem mais simples que a execução de um fraturamento hidráulico com agente de sustentação (SMITH e SHLYAPOBERSKY, 2000). Entretanto, a aplicação do fraturamento ácido em rochas carbonáticas passa pela superação do paradigma vigente, isto é, pela resposta positiva da questão se as asperezas ou irregularidades geradas irão suportar o esforço compressivo advindo do fechamento da fratura e se serão capazes de manter condutividade suficiente para tornar a fratura efetiva e produtiva.

Este é o primeiro objetivo da dissertação. Refutar ou comprovar o paradigma vigente.

A dissertação investiga experimentalmente se fraturas ácidas em escala reduzida (*small-scale acid fractures*) criadas em corpos de prova de carbonatos microbiais acidificados em condições dinâmicas suportam pressões de fechamento maiores do que 34500 kPa (5000 psi).

Na primeira etapa são criadas as superfícies irregulares que caracterizam uma fratura ácida em um ensaio de fluxo ácido em condições que se aproximam das condições de reservatório. Antes da acidificação, os corpos de prova podem apresentar ou uma superfície lisa após o preparo do CP pelo corte com serra ou uma superfície irregular após a quebra do CP em ensaio de tração.

As superfícies lisas são preponderantes, dada a dificuldade da obtenção de superfícies irregulares e com bordas alinhadas que podem ser aproveitadas nos ensaios.

Na segunda etapa, a fratura ácida tem a sua condutividade medida enquanto se aumenta a tensão de confinamento efetiva. Em condições de laboratório, a medida da condutividade é feita com vazões muito baixas e a pressão no interior da fratura é também muito baixa. Logo a diferença entre a tensão de confinamento efetiva e a pressão de fechamento pode ser negligenciada e, nos experimentos realizados, a pressão de fechamento e a tensão de confinamento efetiva são equivalentes.

Os pontos experimentais da medição da condutividade com a tensão de confinamento são colocados em um gráfico semilogarítmico onde está definida uma área denominada envelope de fraturamento ácido. A curva da variação da condutividade com a tensão efetiva deve alcançar esta área para que o fraturamento ácido seja viável. O resultado destes ensaios é robusto e permite responder se a rocha carbonática tem condições de prover condutividade hidráulica suficiente para ser candidata ao fraturamento ácido.

A refutação deste paradigma recoloca o fraturamento ácido como técnica de estimulação a ser considerada para aplicação nos carbonatos microbiais da seção pré-sal.

O modelo de condutividade de fratura ácida de Nierode e Kruk (1973) pauta a dissertação. Os parâmetros empíricos definidos por estes autores são calculados e a qualidade do ajuste é verificada bem como é verificado o ajuste dos dados experimentais a outros modelos matemáticos.

Esta dissertação trata somente das estimulações com propagação de fratura e destas, estimulações por fraturamento ácido.

A dissertação também investiga se o trabalho de Atlas⁴ das irregularidades pode ser dividido com um agente de sustentação externo introduzido artificialmente. Darin e Huitt (1960) e posteriormente Fredd *et al* (2000) mostraram que a adição de uma quantidade muito pequena de agente de sustentação é capaz de prover condutividade para uma fratura. Evidentemente não se trata de introdução de largas quantidades do agente de sustentação, o que caracterizaria um fraturamento hidráulico. Trata-se do bombeio conjunto do fluido reativo e de uma pequena

⁴ Atlas: um dos titãs da mitologia grega, condenado por Zeus a sustentar o céu por toda a eternidade.

quantidade do agente de sustentação para dividir e aliviar o esforço aplicado sobre as asperezas e impedir ou postergar o colapso da fratura.

Há, ainda, um terceiro objetivo perseguido pela dissertação. No decorrer da revisão bibliográfica, foi percebida a similaridade entre o ensaio de medição da resistência de rocha à indentação com o ensaio instrumentado de indentação utilizado para a medição do módulo de elasticidade a partir da dureza dos materiais ensaiados. A exploração desta similaridade permite propor uma correlação entre a resistência da rocha à indentação (RES) e o módulo de elasticidade de carbonatos.

A dissertação está dividida em cinco capítulos.

No Capítulo 1 é feita uma breve descrição de uma fratura ácida e das suas principais características e colocada em perspectiva a aplicação de fraturas ácidas na estimulação de reservatórios carbonáticos microbiais.

O Capítulo 2 revisa os ensaios de criação de fraturas ácidas de outros pesquisadores para orientar os atuais ensaios laboratoriais. Define, também, os conceitos que serão aplicados e discutidos ao longo da dissertação.

O Capítulo 3 descreve a sequência de ensaios necessários para a geração, visualização e avaliação da condutividade de fraturas ácidas sob tensão de confinamento crescente e com e sem a adição de pequena quantidade de agente de sustentação.

No Capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados obtidos.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões e recomendações para futuros trabalhos na área.

2 CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A geração, visualização e avaliação da condutividade de uma fratura, especialmente fraturas naturais ou *joints*, é um tema de grande interesse para os campos da hidrologia, petróleo, geotermia e disposição de rejeitos nucleares (GIWELLI, SAKAGUCHI e MATSUKI, 2009). Já a geração, visualização e avaliação da condutividade de uma fratura criada pela reação de um ácido com uma rocha é um tema de interesse restrito à área do petróleo e dentro desta, restrito à comunidade de estimulação de poços de petróleo. Este fato tem forte impacto na revisão bibliográfica desta dissertação. A imensa maioria dos trabalhos consultados vem da base de dados Onepetro que abarca os trabalhos apresentados em congressos e/ou publicados em *Journals* do SPE (*Society of Petroleum Engineers*). Sempre que possível, mas principalmente quando existentes, foi dada preferência aos trabalhos versando sobre fraturamento ácido proveniente de outras bases de dados.

2.1 Definição de carbonatos microbiais

Na língua portuguesa, a palavra carbonato tem usos distintos, mas relacionados.

Na Química, carbonatos são os sais do ácido carbônico caracterizados pela presença do ânion carbonato (CO_3)²⁻ e cátions de metais divalentes como Ca, Mg, Fe, Mn, Zn, Ba, Sr e Cu, e outros menos comuns. A ligação entre o cátion metálico e o grupo carbonato não é tão forte como a ligação interna do CO_3 , que por sua vez, não é tão forte quanto a ligação covalente no CO_2 . Na presença de íons de hidrogênio, o grupamento carbonato se quebra produzindo CO_2 e água (AHR, 2008).

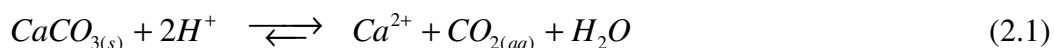
Na geologia e mineralogia, carbonatos são tanto os minerais como as rochas que contém o anión (CO_3)²⁻. Na indústria do petróleo tem maior interesse dois tipos de rochas carbonáticas, os calcários ou carbonatos (*limestones* ou *carbonates*) e os dolomitos (*dolomites* ou *dolostones*).

Calcários ou carbonatos são rochas formadas essencialmente pelo mineral calcita cuja composição química é o carbonato de cálcio (CaCO_3). A calcita tem densidade relativa 2,71 e dureza 3 na escala Mohs. No contexto petrolífero o termo carbonato é usado com maior

frequência que o equivalente calcário ocorrendo, porém, a alternância do seu uso (ver, por exemplo, SPADINI e MARÇAL, 2005). A dissertação emprega o termo carbonato.

Na língua inglesa a palavra *limestone* designa rochas sedimentares formadas por calcita e aragonita e é largamente empregada na indústria do petróleo. O termo *carbonate* é pouco empregado.

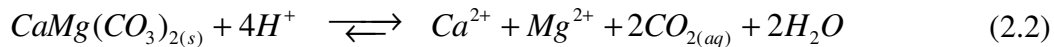
A estequiometria da dissolução da calcita pelo HCl é representada pela equação (LUND *et al*, 1975):



A dissolução do carbonato de cálcio é um processo limitado pela transferência de massa na temperatura ambiente (BARRON, HENDRIKSON e WIELAND, 1962; WILLIAMS e NIERODE, 1971; ROBERTS e GUIN, 1974; LUND *et al*, 1975; MUMALLAH, 1996; ALKATTAN *et al*, 1998; SINGURINDY e BERKOWITZ, 2005) e, portanto, a dissolução do carbonato de cálcio ocorre rapidamente quando comparada com outros processos em andamento no sistema. Em outras palavras, o processo de dissolução é controlado pela taxa com que os reatantes são transportados para a interface sólido-líquido e os produtos da reação removidos dela. O incremento da vazão de transporte [aumento da difusão do ácido] geralmente causa uma dissolução mais rápida (SINGURINDY e BERKOWITZ, 2005).

Os dolomitos são rochas formadas pelo mineral dolomita, um carbonato duplo de magnésio e cálcio, com fórmula molecular $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. A dolomita tem densidade relativa 2,85, dureza Mohs entre 3 e 4 e resistência mecânica geralmente superior a da calcita. O mecanismo mais aceito para a formação dos dolomitos é por diagênese dos depósitos carbonáticos (AHR, 2008) embora experimentos recentes tenham mostrado a possibilidade de precipitação direta da dolomita (VASCONCELOS e MCKENZIE, 2009). As peculiaridades do processo de inserção do Mg fazem com que reservatórios dolomíticos em geral tenham maior permeabilidade que reservatórios carbonáticos com a mesma porosidade (AHR, 2008), o que torna os dolomitos um alvo exploratório atrativo.

A estequiometria da dissolução da dolomita pelo HCl é representada pela equação (LUND, FOGLER e McCUNE, 1973):



É importante ressaltar que a velocidade de reação do HCl com a calcita é muito mais rápida do que a velocidade de reação do HCl com a dolomita, fato que tem imensa importância no padrão da fratura ácida após o final da reação (ECONOMIDES, HILL e EHLIG-ECONOMIDES, 1994; POURNIK, ZHU e HILL, 2009).

Carbonatos microbiais, como o nome indica, são todos os minerais precipitados de CaCO₃, quase sempre calcita, originados pela ação de organismos microscópicos como bactérias, e especialmente cianobactérias, algas e fungos (RIDING, 2000).

As estruturas sedimentares geradas pelos carbonatos microbiais são denominadas microbialitos ou microbiólitos (LEMOS e TERRA, 2005). Burne e Moore (1987) definiram microbialitos como “*Microbialites are organosedimentary deposits that have accreted as a result of a benthic microbial community trapping and binding detrital sediment and/or forming the locus of mineral precipitation*” e adaptado por Lemos e Terra (2005) para microbialitos são depósitos organo-sedimentares formados pela interação entre comunidades microbiais bentônicas e sedimentos detríticos ou químicos, envolvendo processos de trapeamento e ligamentos de sedimentos detríticos, calcificação inorgânica e biogênica.

Os microbialitos podem ser agrupados em quatro grandes categorias: (i) microbialitos com laminações plano-paralelas e forma plana, chamados de laminitos microbiais; (ii) microbialitos com laminações convexas e pronunciado relevo vertical, denominados de estromatólitos (BLAETH, 2010); (iii) microbialitos macroscopicamente grumosos, que recebem o nome trombólitos e (iv) microbialitos em corpos envelopados e com laminação concêntrica que são chamados de oncólitos (LEMOS e TERRA, 2005). Os oncólitos, apesar de sua origem microbiana, são muitas vezes considerados separadamente dos bioclastos, por formarem acumulações independentes, principalmente nas sequências carbonáticas do Albiano das bacias da margem continental do Brasil (LEMOS e TERRA, 2005). Outros autores dividem os microbialitos em três grandes grupos em função do aspecto macroscópico (RIDING, 1991; DUPRAZ et al, 2008): estromatólitos, trombólitos e leiólitos (sem estrutura visível).

Os corpos de prova utilizados nesta dissertação provem de carbonatos microbiais encontrados em afloramentos e em reservatórios de petróleo do Aptiano e Albiano⁵.

Três grandes grupos de rochas carbonáticas que ocorrem ou como afloramento ou nas bacias da margem continental do Brasil são formados por carbonatos microbiais e forneceram corpos de prova para os ensaios experimentais desta dissertação:

- carbonatos microbiais de idade Aptiana (PAPATERRA, 2010, FORMIGLI, 2008).
- carbonatos microbiais oolíticos-oncolíticos de idade Albiana (BLAUTH, 1993; SPADINI e MARÇAL, 2005).
- afloramentos de carbonatos microbiais de idade Albiana (FERREIRA, 2009).

Nas bacias da margem continental do Brasil ocorrem ainda dois outros grandes grupos de rochas carbonáticas que constituem jazidas de hidrocarbonetos: (i) coquinas ou rochas carbonáticas compostas por bivalvíos e ostracodes (PAPATERRA, 2010) e (ii) carbonatos do Terciário (DIAZ, 2007). Corpos de prova destas jazidas ou de afloramentos equivalentes não são utilizados na dissertação.

2.2 Revisão bibliográfica da modelagem do fraturamento ácido

A primeira referência escrita sobre o que hoje conhecemos como fraturamento ácido pode ser inferida pela expressão *put the acid under strong pressure* encontrada em uma patente norte-americana depositada em 1896 (FRASH, 1896 e KALFAYAN, 2008).

Elbel e Britt (2000) citam que “Grebe e Stoesser (1935) observaram durante a injeção do ácido que a “pressão de erguimento” da formação era alcançada algumas vezes indicando que a formação estava também sendo fraturada. Esta foi a primeira descrição de um fraturamento hidráulico em um reservatório de petróleo – em um tratamento com ácido.”

O fraturamento hidráulico sustentado é muito mais disseminado e estudado do que o fraturamento ácido. Li *et al* (1993) aventam uma explicação:

⁵ Na escala de tempo geológico, o Aptiano é a idade da época Cretáceo inferior compreendida entre 113 Ma e 108 Ma. O Albiano é a idade da época Cretáceo inferior compreendida entre 108 Ma e 96 Ma. Ambos pertencem ao período Cretáceo da era Mesozóica do éon Fanerozóico. O Albiano sucede o Aptiano (Fonte: International Stratigraphic Chart – IUGS).

Using hydrochloric acid (HCl) as a fracturing fluid has long been considered a theoretically viable technique for stimulating limestones and dolomite formations with high embedment stresses. However, due to the complex dynamics interaction between reaction and difficulty of proper modeling of hydraulic fracture growth, very little research (compared to proppant fracturing) has been performed recently in this field. Further limitations are encountered by the lack of adequate kinetics data and mass transport properties at in-situ fracturing conditions of viscosity (non-Newtonian fluids at Reynolds numbers of 1 to 100) and temperature. The result was a concept that an acid fracturing was not a predictable (and economically successful) technique; this led stimulation research to fracturing treatment using proppant and nonreactive fluids.⁶

Fraturas ácidas criadas em rochas carbonáticas no reservatório ou no laboratório são semelhantes às fraturas naturais. Qualquer fratura que está sob a ação de uma tensão normal pode ser descrita como duas superfícies rugosas e irregulares em contato parcial. Os pontos de contato esparsos que resultam das superfícies ásperas ou irregularidades da fratura criam espaços livres com geometria complexa. A resposta mecânica de uma fratura é fortemente relacionada com a quantidade e geometria da área de contato (BROWN, 1987), enquanto que a resposta hidrológica é governada pela conectividade e tamanho dos espaços vazios (GIWELLI, SAKAGUCHI e MATSUKI, 2009). Portanto a distribuição das aberturas em uma fratura [ácida ou não] é governada pelo estado de tensão e propriedades do maciço rochoso e pela topografia da face das fraturas (GIWELLI, SAKAGUCHI e MATSUKI, 2009).

A noção de irregularidades ou asperezas é central em uma fratura ácida. Praticamente todos os trabalhos escritos sobre fraturamento ácido mencionam irregularidades (*asperities*) na geração e manutenção da condutividade da fratura ácida. Entretanto, por praticamente 25 anos, os trabalhos publicados na base de dados do SPE sobre fraturamento ácido não trataram de caracterização de superfície mesmo após ressaltar a sua importância.

⁶ Tradução livre: Há muito tempo o uso de ácido clorídrico (HCl) como fluido de fraturamento é considerado uma técnica viável teoricamente para estimular calcários e dolomitos com elevada resistência à indentação. No entanto, devido à dinâmica e complexa interação entre a reação química e o crescimento da fratura hidráulica, este campo de pesquisa recebeu pouca atenção em comparação com fraturamento com agente de sustentação. Limitações adicionais advêm da falta de dados de cinética [de reação] adequados e do comportamento do transporte de massa sob efeito da viscosidade (fluidos não-newtonianos com números de Reynolds de 1 a 100) e da temperatura em condições *in-situ* na fratura. Como resultado, surgiu o conceito de que a técnica do fraturamento ácido não era previsível (e economicamente viável); isto levou ao incremento da pesquisa em estimulação usando fraturamento com fluidos não reativos e agente de sustentação.

A ênfase residia no processo químico propriamente dito, isto é, buscar conhecer e quantificar os atributos reacionais que determinam a distância que o ácido percorre na fratura até reagir completamente. Criaram-se aparatos experimentais que buscavam simular a geometria de uma fratura ácida e o fluxo do ácido através da fratura para medir os atributos reacionais.

A introdução do aparato chamado disco rotativo, mais preciso e menos trabalhoso, levou ao abandono da simulação de fraturas ácidas para medir atributos reacionais. Os aparatos anteriores ganharam nova destinação e passaram a ser utilizados em experimentos concebidos com o viés de investigar e caracterizar o papel das irregularidades da superfície no comportamento das fraturas ácidas.

Os experimentos que simulam o fluxo de ácido através de superfícies de corpos de prova separados por determinada abertura para imitar a fratura criada hidraulicamente podem ser categorizados em quatro grupos em função de dois parâmetros principais. O primeiro parâmetro é a posição das faces dos corpos de prova que pode ser vertical (ou fratura vertical) ou horizontal (ou fratura horizontal). O segundo parâmetro é a orientação das linhas de fluxo do ácido através da fratura artificial e que pode ser fluxo horizontal ou fluxo vertical. Um terceiro parâmetro pode ser agregado ao segundo ao diferenciar entre fluxo linear e fluxo radial.

Os quatro grupos são os seguintes:

- a) Grupo I: fratura vertical e fluxo linear horizontal;
- b) Grupo II: fratura horizontal e fluxo linear horizontal;
- c) Grupo III: fratura vertical e fluxo linear vertical;
- d) Grupo IV: fratura horizontal e fluxo radial horizontal.

Todos os experimentos apresentados nesta dissertação são do grupo I.

A Figura 2 apresenta estes quatro grupos de maneira simplificada.

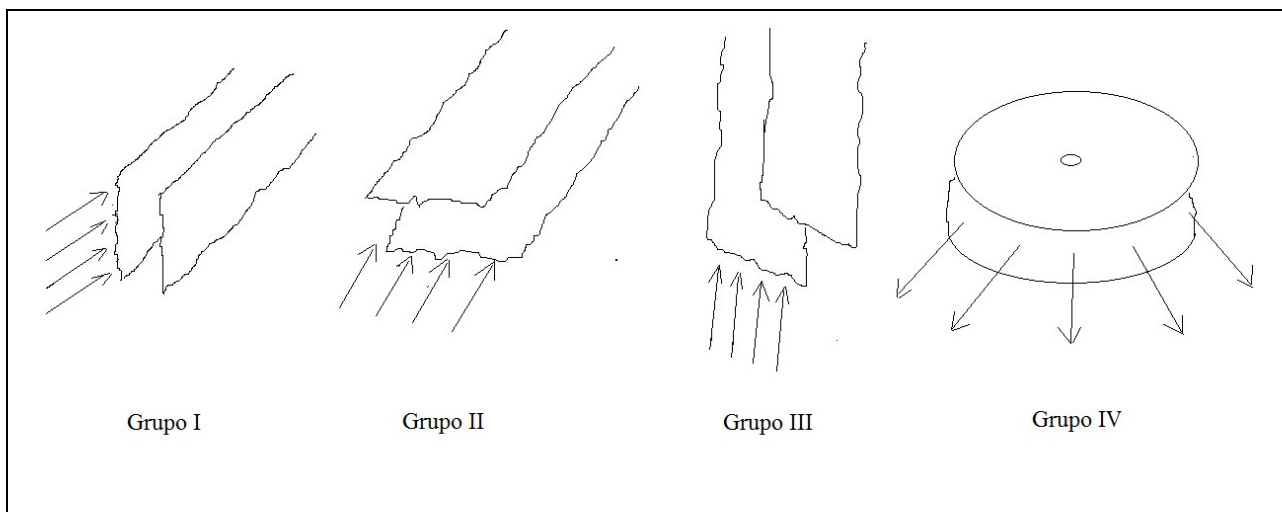


Figura 2 - Classificação dos experimentos por orientação da fratura e orientação do fluxo ácido

Barron, Hendrikson e Wieland (1962) conceberam um experimento para estimar o tempo para o ácido (HCl a 15%) reagir totalmente e assim determinar a penetração do ácido na fratura. O paradigma da simulação experimental de fraturas ácidas é estabelecido: (i) o uso de duas superfícies de rochas carbonáticas muito próximas; (ii) fluxo de ácido através da abertura entre as duas superfícies; (iii) pressão do sistema > 7600 kPa (1100 psi) para manter o CO_2 liberado pela reação em solução. Os corpos de prova, provenientes de afloramento (Alabama *cream marble*), possuíam dimensões de $L_{lab} \times H_{lab} \times P_{lab}$ de $24,1 \times 3,8 \times 1,0$ cm ($9,5 \times 1,5 \times 0,39$ in) e L_{lab} – comprimento da face do corpo de prova submetida ao ataque ácido, H_{lab} – altura ou largura da face do corpo de prova submetida ao ataque ácido e P_{lab} – profundidade ou espessura da face do corpo de prova submetida ao ataque ácido. Os autores adotaram a premissa de taxa de reação infinita do HCl com a rocha carbonática. Os ensaios ocorreram em condições de filtração zero, fluxo laminar, temperatura de $26,7^\circ\text{C}$ (80°F), faces dos corpos de prova na posição horizontal, experimento do grupo II, e com vazão de ácido e abertura da fratura variável. Os autores desenvolveram correlações gráficas para prever a penetração do ácido versus a vazão para fraturas verticais (*vertical-linear fractures*) e fraturas horizontais (*horizontal-linear fractures*).

Broaddus, Knox e Fredrickson (1968) realizaram ensaios de fluxo ácido em condições dinâmicas e mediram a condutividade ou capacidade de fluxo (*flow capacity*) resultante. Os corpos de prova, sacados de testemunhos de rochas carbonáticas portadoras de hidrocarbonetos, possuíam a forma de discos esféricos com diâmetro entre 6 e 9 cm (2,5 e 3,5 in) e espessura P_{lab} de 2,5 cm (1 in). Uma das faces planas do disco ficava exposta e o resto do corpo de prova era

envolto em chumbo a menos de uma faixa com 0,64 cm (1/4 in) logo acima da face plana. A face exposta era submetida ao ataque ácido em temperatura que simulava as condições de reservatório e pressão do sistema em 6900 kPa (1000 psi). O fluxo ácido se dava em condições radiais, do centro para fora do disco do corpo de prova, portanto experimento do grupo IV. O ácido era deslocado com querosene e a condutividade medida na sequência do ensaio sem desmontar o aparato experimental. Por vezes era acoplada outra câmara de reação onde um disco da mesma rocha era exposto ao ácido para que parte deste ácido fosse previamente consumido antes de entrar em contato com a face do disco principal. Este artifício permitiu que “fossem medidas capacidade de fluxo a várias distâncias a partir do poço”. Os autores avaliaram a influência de três formulações ácidas com diferentes taxas de reação (*retarded acid*). As principais conclusões são (i) carbonatos são gravados (*etched*)⁷ de maneira diferente em função das suas diferentes composições químicas e propriedades mecânicas; (ii) provavelmente existe um tempo de contato/volume ótimos de ácido que irá produzir a máxima condutividade na maior partes da formações e ainda manter a resistência mecânica.

No início da década de 1970, surge uma série de trabalhos desenvolvidos no *Esso Production Research* (WILLIAMS *et al*, 1970; WILLIAMS e NIERODE, 1971; WILLIAMS e NIERODE, 1972; NIERODE, WILLIAMS e BOMBARDIERI, 1972, NIERODE e KRUK, 1973). Estes trabalhos apontaram que para modelar corretamente um fraturamento ácido faz-se necessário caracterizar a cinética de reação do ácido com a rocha carbonática, a taxa de transferência do ácido concentrado do meio da corrente de ácido até a superfície de reação e a vazão de filtração pelas paredes da fratura. A Figura 3 mostra estes processos de maneira esquemática.

Williams *et al* (1970) elaboraram experimentos baseados na geometria de placas planas e paralelas, dispostas horizontalmente, com o corpo de prova de afloramento (Indiana *limestone*) colocado na placa inferior, o que caracteriza experimentos do grupo II. Esta geometria foi escolhida para eliminar a interferência da alteração da densidade do fluido reativo em função dos produtos de reação e [...] “para determinar um acurado modelo cinético da reação do ácido clorídrico na superfície do carbonato é necessário realizar experimentos onde a taxa de transferência do ácido até a superfície seja conhecida e a expressão da cinética seja a única

⁷ *To etch* – gravar com água-forte, causticar, entalhar.

incógnita” (WILLIAMS *et al*, 1972). As dimensões das placas compreendiam uma seção de entrada inerte com 10 cm (4 in) e uma seção de saída inerte com 5 cm (2 in) dimensionadas para garantir que o ácido esteja com o fluido laminar completamente desenvolvido antes de cruzar pelos 30,5 cm (12 in) ou L_{lab} do corpo de prova. Durante o fluxo ácido, a pressão do sistema era mantida em 7600 kPa (ou 1100 psi) e amostras do fluido reagido eram coletadas para medir a concentração dos íons cálcio. As vazões dos experimentos variaram entre 60 cm³/min e 1980 cm³/min.

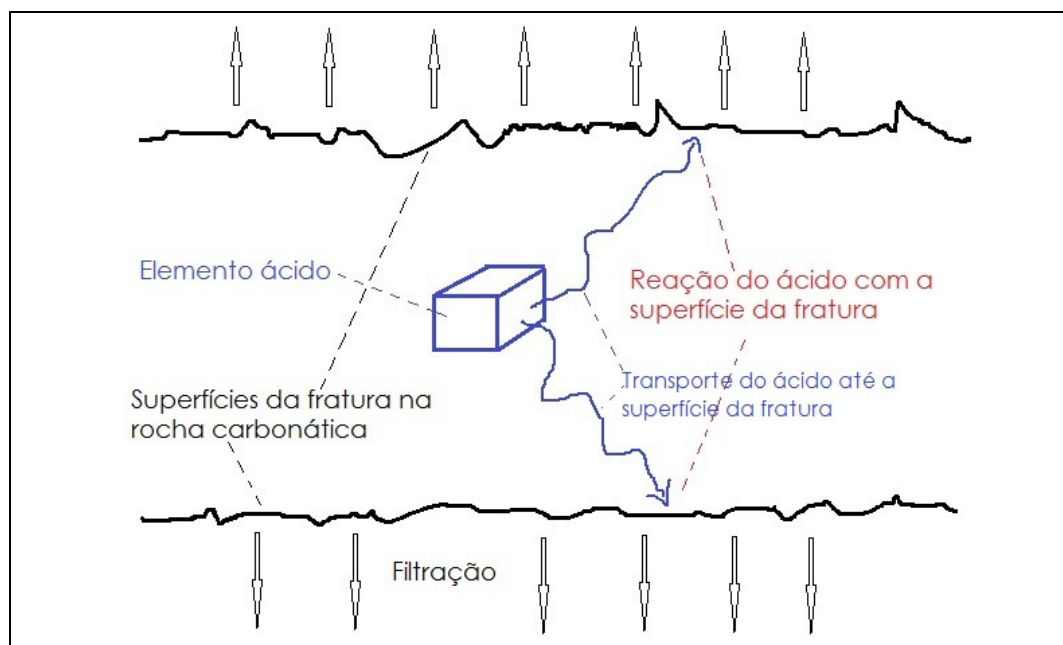


Figura 3 - Esquema da reação do ácido com a rocha carbonática (Modificado de Williams *et al*, 1972)

As seguintes premissas foram adotadas para obter o equacionamento capaz de prever a reação do ácido ao longo da fratura (WILLIAMS, GIDLEY e SCHECHTER, 1979): (i) o fluxo é laminar e incompressível ao longo da fratura; (ii) a viscosidade do ácido é constante durante o trajeto ao longo da fratura; (iii) a velocidade de reação do ácido na superfície da rocha é infinita, isto é, a concentração do ácido é zero na superfície da rocha e (iv) a filtração do fluido é constante nas paredes da fratura para a formação.

Os autores definiram e usaram um termo, D_e , coeficiente efetivo de difusão (*effective diffusion coefficient*)⁸ que foi empregado para ajustar os resultados laboratoriais com o modelo matemático. Utilizando um modelo com duas superfícies rugosas de corpos de prova (obtidos de

⁸ Na literatura consultada, D_e é apresentado com definições diferentes, mas assemelhadas. Williams, Gidley e Schechter (1979) definem D_e como *effective diffusion coefficient*. Esta é a definição adotada na dissertação.

cilindros rompidos longitudinalmente por compressão diametral) foi mostrado que o D_e será igual ao coeficiente de difusão iônica se o ácido está em fluxo laminar e se a transferência do ácido se dá apenas por difusão molecular. Entretanto, em condições normais de um fraturamento ácido, o D_e será maior do que o coeficiente de difusão iônica devido aos efeitos do fluxo secundário na transferência do ácido e que pode ser causado pela alteração na densidade do ácido devido aos produtos de reação, rugosidade das paredes da fratura, turbulência ou todos estes efeitos combinados (WILLIAMS e NIERODE, 1972; NIERODE, WILLIAMS e BOMBARDIERI, 1972). Em relação ao uso de corpos de prova com superfícies lisas (*smooth*), como a grande maioria dos corpos de prova utilizados nesta dissertação, Williams e Nierode (1972) alertam que [...]”desenhos de tratamento baseados em dados de reação ácida retirados de uma fratura lisa irão prever distâncias de penetração do ácido que excedem a distância de penetração real.”

A modelagem matemática de uma fratura ácida será incompleta se for capaz de fornecer apenas o comprimento da fratura criada pelo ácido até o seu consumo total. Um modelo matemático deve ser capaz de fornecer a condutividade, ou capacidade de fluxo, da fratura ácida. De posse da condutividade calculada da fratura ácida, pode-se utilizar um ábaco (como o da Figura 7.15 em WILLIAMS, GIDLEY e SCHECHTER, 1979) e obter a razão de estimulação do tratamento.

Neste contexto e, aparentemente coroando o esforço do Esso *Production Research*, Nierode e Kruk (1973) apresentam uma correlação matemática que permite estimar a condutividade da fratura ácida em função da quantidade de rocha consumida pelo ácido e da resistência mecânica da rocha. Este trabalho é analisado em separado na seção 2.3 devido à sua importância para esta dissertação. Esta correlação continua a ser utilizada ainda hoje, 37 anos depois da sua publicação, em todos os simuladores numéricos comerciais de fraturas hidráulicas (por exemplo MFRAC, STIMPLAN, FRACPRO) para estimar a condutividade de uma fratura ácida.

O efeito do fluxo turbulento na reação do ácido em uma fratura foi analisado por van Domselaar, Schols e Visser (1973). Estes autores julgaram que em função das velocidades de fluxo, o aparato experimental de Barron, Hendrikson e Wieland (1962) deveria portar uma seção de entrada mais extensa para garantir fluxo laminar completamente desenvolvido. Eles ainda comentam que Williams *et al* (1970) chegaram a mesma conclusão, isto é, efeitos de entrada para explicar as discrepâncias entre seus resultados e os de Barron, Hendrikson e Wieland (1962)

para elevadas vazões. Assumir fluxo turbulento implica que não existe gradiente de concentração de ácido na abertura da fratura. Uma limitação deste modelo reside na premissa de que o ácido reage somente com a superfície plana da fratura cuja área permanece constante. As faces da fratura são igualmente desgastadas pelo ácido que não apresenta canalização.

Roberts e Guin (1974) modificaram o modelo de Williams e Nierode (1972) para que o mesmo pudesse ser aplicado em dolomitos, cuja taxa de reação com o HCl é bem menor do que a taxa de reação do HCl com carbonatos. Neste caso, a premissa de reatividade infinita não pode ser mantida e foi adotada a premissa de reatividade finita. O modelo foi suportado por dados experimentais. O aparato experimental é, até hoje, o mais extenso desenvolvido e o ácido navegava por uma sucessão de tiras de corpos de prova de afloramentos (Kassota *dolomite* e Bedford *limestone*) colados até a extensão final de 3,3 m (10 ft). As tiras de dolomitos possuíam dimensão individual de $L_{lab} \times H_{lab} \times P_{lab}$ de $120 \times 5,7 \times 2,5$ cm e as tiras de carbonatos possuíam dimensão de $L_{lab} \times H_{lab} \times P_{lab}$ de $45,7 \times 5,7 \times 2,5$ cm. A fratura foi produzida pelo corte de uma seção de cada tira e que depois foram coladas com resina epóxi e cimentadas dentro de um tubo de aço (*drill pipe*) com 8,9 cm (3 ½ in) de diâmetro externo. O arranjo final do aparato experimental constituiu uma fratura com 3,3 m (10 ft) de extensão, altura de 5 cm (2 in) e abertura de 0,18 cm (0,07 in) e com seção de entrada e saída de 15, 2 cm (6 in) para uniformização do fluxo de ácido e pontos para tomada de amostra de ácido na entrada e saída o tubo. A temperatura foi medida na entrada e saída e em dois pontos nos corpos de prova igualmente espaçados. O experimento pertence ao grupo I, pois as faces dos corpos de prova colados foram colocadas na posição vertical e o tubo levemente inclinado, isto é, a saída do ácido um pouco acima da cota da entrada do ácido. As vazões de ensaio variaram de 150 cm³/min até 7500 cm³/min abrangendo desde fluxo laminar até fluxo totalmente turbulento. Os ensaios foram conduzidos em temperaturas de 22°C (71°F), 88°C (190°F), 143°C (290°F). O volume e concentração de HCl eram sempre os mesmos, 1800 ml e 5% (v/v), respectivamente. O consumo de rocha foi medido via titulação do ácido com hidróxido de sódio.

Um dos objetivos do estudo de Roberts e Guin (1974) também abarcou o D_e , denominado de *effective mixing coefficient*. Apresentaram a conclusão de que D_e tem alguma relação com a temperatura já que ele não apresenta correlação somente com o número de Reynolds.

Mesmo com toda esta modelagem experimental e matemática, o fraturamento ácido ainda era considerado mais arte do que ciência (COULTER *et al*, 1974). Estes mesmos autores apresentaram uma modelagem matemática baseada no fluxo de ácido através um uma fratura vertical construída com um cilindro de afloramento (Alabama *cream marble*) com L_{lab} de 30,48 cm (12 in) e diâmetro de 5 cm (2 in) serrado ao meio, longitudinalmente. As porções iniciais e finais das faces planas do meio cilindro foram cobertas com epóxi para evitar a reação do ácido nestes pontos devido à turbulência gerada pelos efeitos de entrada e saída de fluido. As faces dos corpos de prova eram mantidas na posição vertical e o fluxo ácido horizontal caracterizando experimentos do grupo I.

Jones (1975) apresentou resultados experimentais do comportamento da permeabilidade de fraturas em função da pressão de fechamento. Baseados nos seus resultados, afirma que carbonatos e dolomitos com fraturas naturais, ácidas ou induzidas por um corte de uma pequena seção na amostra, ainda apresentam porosidade e permeabilidade residuais sob pressão de fechamento tão alta quanto 137900 kPa (20000 psi). O trabalho empírico de Jones (1975) e o trabalho analítico de Walsh (1981) sugerem que existe uma relação linear entre a raiz cúbica da permeabilidade e o logaritmo da pressão de confinamento efetiva, isto é:

$$(k)^{1/3} \propto \ln \sigma_{ef} \quad (2.3)$$

A introdução e disseminação de ensaios baseados no disco rotativo (LUND *et al* 1973; ROBERTS e GUIN, 1975, ALKATTAN *et al*, 1998) fez diminuir o número de experimentos, e, portanto, publicações, baseados na construção de aparatos experimentais que simulam uma fratura ácida visando determinar atributos ou parâmetros de reação. O uso do disco rotativo facilitou a medição destes atributos reacionais usando muito menor quantidade de corpos de prova. No disco rotativo a distribuição de velocidade é bem conhecida e então o coeficiente de transferência de massa pode ser calculado e permite que a cinética de reação seja medida com precisão (LI *et al*, 1993).

Depois de 1975, a investigação experimental do fraturamento ácido parece sofrer uma mudança de paradigma. A simulação experimental de uma fratura ácida é realizada para investigar os fatores que determinam a sua maior ou menor condutividade. Não são mais investigados os atributos reacionais. Mede-se a condutividade da fratura ácida e o seu

comportamento frente à tensão de confinamento. A descrição da aparência e distribuição das irregularidades e asperezas gravadas pelo ácido na face da fratura ganha corpo.

Anderson e Fredrickson (1989) buscaram estabelecer os fatores que afetam a criação de irregularidades com experimentos que usaram o mesmo aparato utilizado por Broaddus, Knox e Fredrickson (1968) com pequenas modificações. Os autores evidenciam o fato de as superfícies dos corpos de prova, além de cortadas, foram trabalhadas em um torno mecânico de maneira a originar uma superfície totalmente plana e assim evitar dissolução a maior da rocha devido a efeitos de turbulência caso a superfície fosse rugosa. Os corpos de prova eram discos cortados de testemunhos de rochas carbonáticas portadoras de hidrocarbonetos. Eles concluíram que (i) as características da formação têm papel dominante na geração de condutividade de fratura ácida e (ii) que estes ensaios em condições dinâmicas podem ser empregados para avaliar se o fraturamento ácido é aplicável em determinado reservatório carbonático. Anderson e Fredrickson (1989) definem carbonato homogêneo como aquele incapaz de gerar uma superfície irregular o bastante para criar condutividade ácida.

Van Domelen, Gdanski e Finley (1994) ensaiaram corpos de prova provenientes de reservatórios carbonáticos e dolomíticos utilizando o aparato experimental de Anderson e Fredrickson (1989). Concluem que a variação da condutividade em função do incremento da tensão de confinamento efetiva depende mais do padrão e distribuição das irregularidades deixadas pela reação do ácido do que da quantidade de rocha dissolvida em oposição às conclusões de Nierode e Kruk (1973).

Ruffet, Féry e Onaisi (1997) conduziram experimentos com uma célula de fluxo ácido com o fluxo ácido e a fratura na posição horizontal, experimento do grupo II. Eles utilizaram corpos de prova na forma de um meio-cilindro de 10 cm de diâmetro e com $L_{lab}=40$ cm. A abertura da fratura de 0,45 mm foi obtida pelo corte da seção central do meio cilindro deixando uma borda de 1 cm de largura em cada lado, isto é, $H_{lab}=8$ cm. A abertura de 0,45 mm foi escolhida para igualar a velocidade de fluxo ácido com a velocidade de fluxo ácido em um fraturamento real. Os corpos de prova eram selecionados de dois afloramentos, o carbonato Lavaux e o dolomito Brabant. Dois sistemas ácidos foram ensaiados, ácido com e sem viscosidade. O ácido viscoso apresentava comportamento newtoniano e viscosidade de 12 cP. O efeito da concentração do ácido foi

analisado pelo emprego de HCl nas concentrações de 5, 7 e 15% em temperatura ambiente e em velocidade constante no ensaio mas que variou de 0,2 a 3,2 m/s entre os experimentos.

Igualando a vazão pela equação cúbica do fluxo ou o fluxo através de placas planas, lisas e paralelas (equação 2.4) com a vazão pela lei de Darcy (equação 2.5) determina-se a permeabilidade equivalente da fratura, k_f (equação 2.6). Rodrigues (2011) apresenta uma dedução detalhada da lei cúbica.

$$q = -\frac{1}{12} h_f \frac{w^3 \Delta p}{\mu L} \quad (2.4)$$

$$q = -h_f w \frac{k_f \Delta p}{\mu L} \quad (2.5)$$

$$k_f = \frac{1}{12} \times w^2 = \frac{w^2}{12} \quad (2.6)$$

O termo $1/12$ é uma constante de integração (ZIMMERMANN e BODVARSSON, 1996). A condutividade da fratura ou capacidade de fluxo (*flow capacity*) é definida como o produto da permeabilidade da fratura k_f com a abertura da fratura w . Multiplicando ambos os lados da equação (2.6) pela abertura da fratura w obtêm-se a condutividade da fratura no lado esquerdo da igualdade:

$$k_f w = \frac{w^3}{12} \quad (2.7)$$

Nesta equação w é a abertura disponível para o fluxo e é função do campo de tensões e das propriedades mecânicas do maciço rochoso. Brown (1987), Zimmermann e Bodvarsson (1996), Ruffet, Féry e Onaisi (1997) definem esta abertura como abertura hidráulica w_H , para diferenciá-la da abertura mecânica w_M , que é a abertura definida pela diferença entre as médias dos planos de cada fratura. No início iguais, a medida que a fratura ácida se fecha e mais e mais asperezas entram em contato e o fluxo se torna tortuoso, w_H difere de w_M até o momento em que w_M não pode ser mais descrito pela lei cúbica. A condutividade passa a ser função apenas da abertura hidráulica w_H e a questão é como determinar esta abertura. Esta questão aparece também em “[...] *the problem of relating the transmissivity of a fracture to its geometry can be thought of in terms*

of finding an expression for hydraulic aperture w_H ” (ZIMMERMANN e BODVARSSON, 1994)⁹.

Ruffet, Féry e Onaisi (1997) sugerem utilizar a relação original de Lomize para fluxo em placas planas recobertas com areia (LOMIZE, 1951 *apud* RUFFET, FÉRY e ONAISI, 1997) com a introdução da variação do parâmetro a em função da dimensão fractal, D_{fr} , da fratura, introduzida por Brown (1987):

$$\left[\frac{w_H}{\bar{w}} \right]^3 = \frac{1}{1 + a \left[\frac{2w_M}{\sigma_b} \right]^{1,5}} \quad (2.8)$$

\bar{w} é a abertura média da fratura e σ_b é o desvio padrão da distribuição das aberturas, e $a=2,7$ para $D_{fr}=2,5$, $a=2,9$ para $D_{fr}=2,25$ e $a=3,2$ para $D_{fr}=2,0$.

Liu (2005) apresenta os mesmos conceitos e diferenças para abertura hidráulica e mecânica. Ele enfatiza que em uma fratura com superfície variável [devido às irregularidades], a abertura hidráulica w_H pode ser muito diferente da abertura mecânica w_M . De maneira geral, continua Liu (2005), a abertura hidráulica é menor (e por vezes significativamente menor) do que a abertura mecânica. A abertura hidráulica controla o fluxo de fluidos [lei cúbica], isto é, a permeabilidade da fratura. A abertura mecânica é relacionada à complacência da fratura que determina a resposta elástica da rocha fraturada. Para modelos simples de fratura existe expressão analítica que relaciona w_H e w_M , mas, em geral, não há uma relação simples entre ambos os parâmetros e é necessário recorrer à soluções numéricas (LIU, 2005).

Ruffet, Féry e Onaisi (1997) buscaram medir a condutividade de fratura ácida e relacioná-la com a topografia de superfície da fratura ácida. No meio acadêmico diretamente relacionado à área do petróleo, eles apresentaram a rugosidade linear, r_L , como atributo de medição das irregularidades salientando, entretanto, que a rugosidade não é um indicador único. Este mesmo alerta é feito por Lu (2007) quando afirma que “rugosidade [linear], definida como a razão entre a área superficial (ou comprimento) e a área projetada (ou comprimento projetado), é o parâmetro mais largamente utilizado na fractografia. [...] Infelizmente, rugosidade não é um parâmetro bem

⁹ Tradução livre: o problema de relacionar a transmissividade de uma fratura a sua geometria pode ser imaginado em termos de encontrar uma expressão para a abertura hidráulica w_H .

definido uma vez que a área real da superfície de uma fratura é dependente da resolução da medição”. Lu (2007) sugere que a consideração da fratura como tendo uma dimensão fractal resolve este impasse. Esta é a mesma sugestão de Brown (1987) que, todavia, é contestada por Whitehouse (2001) e Rodrigues (2011).

Ruffet, Féry e Onaisi (1997) concluem que a altura das irregularidades aumenta com o aumento da vazão e da concentração do ácido. Para a mesma concentração de ácido, o ácido viscoso gera irregularidades de menor altura. A rugosidade das irregularidades é resultado de defeitos na rocha e que tem natureza mecânica, geométrica e mineralógica. A natureza fractal de uma fratura ácida foi confirmada.

Outros autores, não ligados à área do petróleo, tentam quantificar a rugosidade calculando outros parâmetros estatísticos como média micro do ângulo de inclinação (*microaverage inclination angle, i_{ave}*), desvio padrão do ângulo de inclinação (*i_{rms}*), raiz quadrada das médias da primeira derivada do perfil (*root mean square of the first derivative of the profile, Z_2*); desvio padrão da altura (SDH) e índice do perfil de rugosidade (R_p) (LEE *et al*, 2001). A rugosidade está no cerne do coeficiente de rugosidade da fratura (*joint roughness coefficient, JRC*) proposto por Barton e Choubey (1977) utilizado para prever o comportamento mecânico de fraturas quando submetidas a carregamento.

Rodrigues (2011) na sua tese de doutorado, mostra que para caracterizar superfícies 3D é necessário uma coleção de parâmetros de espaçamento, volume e de aspectos.

Uma sequência de dissertações de mestrado com origem na *University of Texas at Austin* (MALIK, 1989; KUNAK, 1993 e BEG, 1993, todos *apud* GONG, 1997) mostram o desenvolvimento de um novo aparato experimental para a simulação de fraturas ácidas com experimentos do grupo III (fratura e fluxo vertical) e que culmina com uma tese de doutorado onde é apresentada uma nova correlação empírica para o cálculo da condutividade de fratura ácida (GONG, 1997).

O papel da rugosidade na criação de condutividade foi também analisado por Gong (1997) na sua tese de doutorado e no resumo desta na forma de um *paper* SPE (GONG, 1998). O estudo de Gong usou corpos de prova do afloramento do Indiana *limestone* com dimensões de $L_{lab} \times H_{lab} \times P_{lab}$ de $6,3 \times 5,0 \times 2,5$ cm ($2,5 \times 2,0 \times 1,0$ in). A principal conclusão ratifica as afirmações de

Ruffet, Féry e Onaisi (1997) afirmando que a rugosidade e a resistência mecânica da rocha após a reação com ácido são os dois principais (*major*) atributos que afetam a criação da condutividade da fratura ácida. Gong afirmou, ainda, que quanto maior for o tempo de contato do ácido com a rocha, maior será rugosidade final. A rugosidade era estimada em um processo dividido em duas etapas. A primeira era a medição da rugosidade absoluta com a medida física do perfil (altura) das irregularidades na direção x e na direção y usando um perfilômetro (*profilometer*). Os parâmetros estatísticos relevantes para o estudo (média aritmética e desvio padrão da altura das irregularidades, curtose e assimetria da distribuição de altura das irregularidades) foram calculados. A segunda etapa consistiu em usar as medidas da primeira etapa para calibrar as rugosidades relativas devido ao contraste de luz e sombra de fotografias dos corpos de prova antes e depois do tratamento ácido.

Gong (1997) ainda analisou as relações empíricas e analíticas propostas por outros pesquisadores (GANGI, 1978; WALSH, 1981; TSANG e WITHERSPOON, 1981, ZIMMERMANN *et al*, 1992) não diretamente relacionados com a área do petróleo. Basicamente todas as relações buscam descrever o comportamento do fluxo de fluido em uma fratura rugosa fazendo relações a partir da lei cúbica.

Um dos problemas enfrentados por Gong (1997) foi como transformar duas superfícies rugosas em abertura de fratura. Ele escreveu¹⁰:

Because of the random distribution of asperities, the two rough surfaces of a fracture do not match each other. The two rough surfaces can be considered independent. In the case of two randomly distributed rough surfaces, the decrease in the effective aperture under stress is approximated by the product of the closure of two such rough surfaced fractures under closure stress.[...].

Uma das premissas fundamentais de Gong é que o volume das irregularidades ou asperezas não se altera no fechamento da fratura e que a partir de certo valor da tensão de fechamento as irregularidades se deformam plasticamente. “O material acima do plano deforma plasticamente enquanto que o material abaixo do plano deforma elasticamente”.

¹⁰ Tradução livre: Devido à distribuição aleatória das irregularidades, as duas superfícies rugosas de uma fratura não coincidem entre si. As duas superfícies rugosas podem ser consideradas independentes. No caso de duas superfícies com distribuição rugosa aleatória, o decréscimo da abertura efetiva sob tensão é aproximado pelo produto do fechamento destas duas fraturas ásperas sob a ação da tensão de fechamento.

Gong relacionou a condutividade da fratura (k_{fW}) com a condutividade inicial da fratura $(k_{fW})_0$, com a pressão de fechamento (σ_c), com a resistência compressiva da rocha (σ_y) e com γ que caracteriza a distribuição de altura das irregularidades e é relacionado com a curtose K da distribuição da altura das irregularidades. Gong introduziu um parâmetro que chamou de c , um fator de correção de tensão relacionado à forma e tamanho das irregularidades e que varia entre 2 e 4. A equação (2.9) é a relação desenvolvida por Gong:

$$\frac{k_f w}{(k_f w)_0} = \left[1 - \left(\frac{\gamma}{1 + \gamma} \right) \left(\frac{2\sigma_c}{c\sigma_y} \right)^{1/\gamma} \right]^6 \quad (2.9)$$

Gong (1997) mostra que $\gamma=K+4$ e a equação (2.9) é reescrita como:

$$\frac{k_f w}{(k_f w)_0} = \left[1 - \left(\frac{4 + K}{5 + K} \right) \left(\frac{2\sigma_c}{c\sigma_y} \right)^{1/4+K} \right]^6 \quad (2.10)$$

Além da relação de Nierode e Kruk (1973), a equação desenvolvida por Gong (1997) é a única em uso em simulador comercial de fraturamento hidráulico (BALE, SMITH e KLEIN, 2010). A equação de Gong, ou equação da Universidade do Texas, necessita de dados experimentais como dados de entrada: (i) a resistência compressiva da rocha (ou UCS – *uniaxial compressive strength*) e (ii) condutividade ácida inicial (k_{fW}_0) (BALE, SMITH e KLEIN, 2010). Gong (1997) afirma que o fator de correção c deve ser estimado empiricamente.

Em 1998 são publicados os primeiros resultados (NAVARRETE, MILLER e GORDON, 1998) com o uso de uma célula de fluxo ácido desenvolvida modificando a célula padrão de condutividade API (API, 1989). A célula permitiu o uso de corpos de prova com dimensões $L_{lab} \times H_{lab} \times P_{lab}$ de $17,8 \times 4,0 \times 7,6$ cm ($7,0 \times 1,6 \times 3,0$ in). A espessura de 7,6 cm foi escolhida buscando maior controle da filtração do ácido que ocorre transversalmente ao corpo de prova durante o ensaio. Os corpos de prova eram provenientes do afloramento Edward *limestone*. Foram ensaiados dois sistemas ácidos, um composto apenas por HCl a 28% (8,8 N) e inibidor de corrosão e o outro, um sistema ácido emulsionado composto por 70% de HCl a 28% e 30% de óleo mineral. A vazão dos ensaios era da ordem de $1000 \text{ cm}^3/\text{min}$ e em temperaturas de 54°C (130°F) e 102°C (215°F). Navarrete, Miller e Gordon (1998) salientam que a vazão foi escolhida

para reproduzir no laboratório o mesmo número de Reynolds de um fraturamento real. Para simular a abertura de fratura, os autores usaram uma abertura vertical fixa de 3,2 mm (1/8 in) separando as faces dos corpos de prova, portanto experimento do tipo I. Neste arranjo, a superfície atacada pelo ácido tem 17,8 cm de comprimento e 4,0 cm de altura. Os corpos de prova são arredondados na extremidade e perfazem área total de 64,5 cm² (10 in²). Previamente ao ensaio, os corpos de prova eram fotografados e saturados com solução de KCl a 2%. A pressão do sistema era mantida em 7600 kPa (ou 1100 psi) no bombeio do ácido para manter o CO₂ em solução. Uma contrapressão de 6900 kPa (1000 psi) garantia um diferencial de pressão de 690 kPa (100) psi para a filtração dos fluidos. O ácido era bombeado por 18 min, parâmetro constante em todos os ensaios. Caso ocorresse irrupção de ácido antes de decorridos os 18 min programados para o ensaio, as válvulas que permitiam a saída do fluido filtrado eram fechadas e o fluxo ácido continuava até completar 18 min de ensaio. Depois do fluxo ácido, as superfícies dos corpos de prova atacadas pelo ácido eram fotografadas. Os autores não mencionam pesar a amostra antes e depois do ensaio com ácido. A massa consumida pelo ácido somente na face dos corpos de prova (sem incluir aquela consumida pelo ácido filtrado) era estimada por balanço de massa uma vez que a taxa de dissolução molar do CaCO₃ é igual a taxa de produção do Ca²⁺ no efluente de acordo com a estequiometria de reação, equação (2.1). Finalizando o ensaio, os corpos de prova eram novamente montados na célula API e a condutividade da fratura ácida, $k_f w$, era calculada com a medição da perda de carga (Δp) a vazão constante de uma solução de KCl a 2% a 4 cm³/min enquanto que a tensão efetiva de confinamento subia até 48400 kPa (7000 psi). A condutividade pode ser calculada pela relação:

$$k_f w = \mu \frac{q}{H_{lab}} \frac{L_{lab}}{\Delta p} \quad (2.11)$$

Navarrete, Miller e Gordon (1998) ainda discutem o que de fato se pode modelar neste tipo de ensaio. No ensaio de laboratório somente ácido vivo, com a concentração original (15% ou 28%, por exemplo) esta entrando na célula e então a fratura simulada na célula é mais representativa da entrada de uma fratura real do que a sua extremidade, basicamente a mesma consideração de Broaddus, Knox e Fredrickson (1968).

Tanto no fraturamento real como no ensaio de laboratório, a filtração do ácido pelo corpo de prova pode se dar com a formação de *wormholes*¹¹. O surgimento destes, muito condutivos, aumenta enormemente a taxa de filtração e faz com que o ácido rapidamente percorra toda a extensão transversal (P_{lab}) e finita do corpo de prova, irrompendo na outra face (irrupção de ácido ou *acid breakthrough*). Em um fraturamento real, não ocorre irrupção de ácido. Não existe maneira de se evitar este problema nos ensaios de laboratório, ele pode ser apenas minimizado.

Ainda em relação aos ensaios laboratoriais, os autores afirmam que os testes de condutividade [ácida] no laboratório não podem representar completamente uma fratura real e, geralmente, apresentam menores condutividades. Entretanto, há suficiente representação dos processos físico-químicos nos ensaios que tornam os testes de laboratório em uma ferramenta efetiva para comparar e ranquear a efetividade de diferentes sistemas ácidos.

Navarrete, Miller e Gordon (1998) apresentaram evidências de que nem sempre um grande volume de rocha consumido pelo ácido se traduz em grande condutividade, uma implicação direta da correlação de Nierode e Kruk (seção 2.3). Eles reportaram que em um ensaio, a reação do ácido criou um volume 32 vezes maior, mas que não resultou em maior condutividade. Sua explicação é que a maior parte do ácido consumiu rocha na entrada do corpo de prova. Estes resultados os levaram a contestar uma das conclusões de Gong (1997) de que maior tempo de exposição ao ácido (HCl 15%) gera maior irregularidades e maior condutividade. Eles salientaram, todavia, que os resultados de ambos os experimentos não podem ser comparados diretamente, pois Gong (1997) usou vazões de ensaio muito baixas ($10 \text{ cm}^3/\text{min}$) para a mesma abertura inicial de 3,2 mm (1/8 in). Eles concluem o argumento afirmando que “maiores vazões diminuem as rugosidades e asperezas da superfície gravada devido as maiores taxas de reação o que elimina o efeito visto por Gong *et al* (1997)”.

Dong, Zhu e Hill (1999) relataram experimentos envolvendo acidificação de corpos de prova de rochas carbonáticas buscando simular carbonatos naturalmente fraturados. Nos experimentos corpos de prova de afloramento (Indiana *limestones*) com dimensões de $L_{lab} \times H_{lab} \times P_{lab}$ de $6,5 \times 5,0 \times 2,5$ cm eram postos em contato muito próximo e ácido (HCl 13,5%) fluía através da abertura. Suas conclusões mostram que (i) quando a abertura da fratura $w < 2 \times 10^{-3}$

¹¹ *Wormholes*: literalmente buracos de minhoca. Durante a dissolução dos poros da rocha, a interação entre o transporte de fluido e a dissolução do mineral leva a formação espontânea de canais com formato característico de *wormholes* (SZYMCZAK e LADD, 2009).

cm, *wormholes* surgem em toda a face da fratura desde a entrada até a saída sendo praticamente igual à acidificação de matriz; (ii) quando $3 \times 10^{-3} \text{ cm} < w < 8 \times 10^{-3} \text{ cm}$ surge um canal, largo na entrada e que se afina em direção ao final da fratura e (iii) quando $w > 1 \times 10^{-2} \text{ cm}$ o ácido grava toda a superfície da fratura, isto é, o comportamento esperado de um fraturamento ácido. Ainda foi observado que quando a fratura é mais rugosa (superfície obtida pela quebra do corpo de prova por tração) os *wormholes* são criados mais facilmente. A filtração tem pouco efeito no padrão de gravação do ácido ao longo das faces da fratura, mas os *wormholes* são sempre perpendiculares às paredes da fratura. Em 2002, Dong, Zhu e Hill apresentaram um modelo numérico que reproduzia os padrões observados nos experimentos de 1999. O modelo numérico gerava superfícies com diferentes rugosidades variando a dimensão fractal e o desvio padrão iniciais da superfície rugosa. Dong, Zhu e Hill (2002) identificam que uma fratura ácida pode ser gravada em três diferentes padrões: (i) *wormholes*, (ii) canalização e (iii) superfície puramente rugosa.

Abass *et al* (2006) apresentaram uma visão centrada na mecânica de rochas para o problema da manutenção da condutividade das fraturas ácidas. Eles apontaram que no fraturamento ácido o fechamento da fratura se dá pela indentação (*embedment*), esmagamento e fluência (*creeping*) das irregularidades. Em outras palavras, até o fechamento da fratura são estes três fatores que contribuem para o processo: (i) a resposta elástica; (ii) a falha por compressão dos pontos de contato das irregularidades e (iii) o efeito da fluência.

A resposta elástica (i) tem início com o aumento da tensão efetiva de fechamento com a depleção do reservatório. Esta resposta elástica segue a lei da elasticidade de Hooke e é controlada pelo módulo de Young da formação. A deformação elástica da rocha reduz a abertura da formação o que reduz a condutividade da fratura. Exemplificando, se for assumido que a rocha tem uma extensão de 15 m perpendicular à fratura e um módulo de Young de $20,7 \times 10^6 \text{ kPa}$ ($3 \times 10^6 \text{ psi}$), apenas a depleção do reservatório em 20690 kPa (3000 psi) ensejará uma redução da abertura da fratura de 0,12 cm (0,05 in).

A redução da abertura não alcançará este valor desde que os pontos de contato das irregularidades tenham resistência mecânica suficiente para suportar a tensão. A resistência compressiva (ii) das irregularidades irá determinar a severidade do fechamento da fratura.

A fluência (viscosa) da rocha (iii) atua lentamente e incrementa a deformação da rocha reduzindo a abertura da fratura. O deslocamento devido à fluência torna-se mais significativo com o tempo quando comparado com a resposta elástica. Este deslocamento não atua diretamente para fechar a fratura, antes ele se manifesta como a tensão aplicada nos pontos de contato das irregularidades de um fraturamento ácido ou nos grãos do agente de sustentação de um fraturamento hidráulico.

Abass *et al* (2006) afirmam que a condutividade de uma fratura sustentada é comparável à condutividade de uma fratura ácida porque as forças elásticas e de fluência atuam tanto nos grãos do agente de sustentação como nos pontos de contato das irregularidades e a resistência de um grão de agente de sustentação (*proppant*) é comparável com a resistência de uma das irregularidades.

Assim, a redução da produtividade de uma fratura ácida é devido à ação conjunta dos efeitos elásticos, plásticos e de fluência nas paredes da fratura devido à tensão aplicada. Uma fratura sustentada tem menor declínio de produção devido ao maior número de pontos de contato para distribuir a tensão (ABASS *et al*, 2006).

Abass *et al* (2006) não utilizaram fluxo ácido para criar as irregularidades. Eles fizeram a superfície do corpo de prova reagir com ácido (HCl a 15%) em condições estáticas somente alertando que se deve tomar cuidado para que a reação nas bordas dos corpos de prova não seja excessiva sob o pena de se alterar em demasia os pontos de contato.

A partir do ano de 2006 observa-se a publicação de uma sequência de dissertações de mestrado e tese de doutorado oriundas da Texas A&M University – TAMU – orientadas pelo Prof. A. D. Hill. As dissertações mostram o desenvolvimento de uma célula experimental para simulação do fluxo em fraturas ácidas (ZOU, 2006), o desenvolvimento de análise da topografia da fratura ácida com um perfilômetro a laser (MALAGON, 2007) e o efeito do tempo de contato e tipo de rocha na condutividade de fratura ácida (MELENDEZ, 2007). A tese de doutorado (POURNIK, 2008) apresenta uma nova correlação de condutividade de fratura ácida baseada no volume e padrão da dissolução na rocha e na resistência da rocha com a ação da tensão de fechamento.

Zou (2006) mostra o desenvolvimento de uma célula adaptada da célula padrão API (API, 1989) com dimensões semelhantes aquela utilizada por Navarrete, Miller e Gordon (1997). Os

experimentos podem ser classificados como grupo III, isto é, fratura e fluxo na vertical. Zou apresenta uma redução em escala da vazão de um fraturamento ácido real para uma vazão de laboratório pelo uso do número de Reynolds. A memória de cálculo apresentada sugere que deve ser usada uma vazão de laboratório de 2290 cm³/min, mas devido a não existência de uma bomba de ácido comercial com esta capacidade, todos os ensaios foram conduzidos na vazão de 1000 cm³/min. Os corpos de prova, depois de pesados, eram saturados com uma solução de 2% KCl para preencher todos os poros da rocha com fluido e evitar que ácido ficasse retido no corpo de prova e ensejasse o surgimento de um número excessivo de *wormholes*. A diferença de pressão para filtração oscilou entre a velocidade de 0,003 e 0,01 ft/min para um diferencial de pressão de 150 psi. A pressão do sistema foi mantida em 7600 kPa (1000 psi) para manter CO₂ da reação em solução. A Figura 4 mostra o efeito que a saída do CO₂ da solução tem na reação do HCl e carbonato. Grosso modo a turbulência causada pelo CO₂ intensifica artificialmente a formação de *wormholes* (ZOU, 2006).



Figura 4 - Efeito do CO₂ no padrão de dissolução de um carbonato (modificado de ZOU, 2006)

Zou (2006) avaliou quatro sistemas ácidos com tempo de reação de 15, 30 e 60 min: (i) HCl a 15% com inibidor de corrosão; (ii) HCl 15% viscoso com metanol e inibidor de corrosão; (iii) HCl 15% viscoso com sequestrante de ferro e inibidor de corrosão, e (iv) HCl a 28% emulsionado em óleo diesel e inibidor de corrosão. Todos os corpos de prova provenientes do afloramento Indiana *limestone* e todos os ensaios conduzidos a 93°C (200°F).

Uma das conclusões de Zou (2006) é contrária à conclusão de Navarrete, Miller e Gordon (1998) e alinhada com a conclusão de Gong (1997):”para todos os sistemas ácidos, maior o tempo de contato maior a quantidade de rocha dissolvida com maior abertura de fratura e mais *wormholes*”.

Malagon (2007) desenvolveu um procedimento para a visualização em três dimensões da superfície de uma fratura ácida. As figuras geradas pelo tratamento da nuvem de pontos (x,y,z)

geradas pelo perfilômetro na superfície de fratura ácida permitiram a identificação de canais hidrodinâmicos que não teriam sido identificados a vista desarmada. As figuras auxiliavam na identificação das heterogeneidades da rocha carbonática.

Pournik (2007) definiu textura superficial como a simulação da topografia do material original a partir da sua forma original nominal (“*We define surface texture to mean the affectation of the original material topography from its original nominal shape*”). Para o caso da gravação das superfícies das fraturas ácidas, esta simulação é baseada na mistura de processos diferentes (*For the case of etching as it is proposed in this work, this affectation is based on the mixture of different processes [...]*). Caso a formação das asperezas se desse de maneira totalmente randômica, a distribuição das alturas das irregularidades seguiria uma distribuição gaussiana (normal). Entretanto, o processo formativo responsável pela forma da superfície ácida tem dois componentes radicalmente diferentes, o ácido e a superfície da rocha. Pournik (2007) afirma que a distribuição das irregularidades é assimétrica e segue a distribuição gama. Parece não haver consenso entre os pesquisadores acerca deste tema. Pyrak-Nolte e Morris (2000) escreveram: “as distribuições de abertura medidas por Gale e Gentier mostram distribuição log-normal enquanto que aquelas medidas por Iwano e Einstein e Montemagno e Pyrak-Nolte seguem uma distribuição gaussiana”.

A nuvem de pontos obtida do perfilômetro foi tratada para (i) converter os dados do perfilômetro em uma matriz de pontos; (ii) normalizar os dados para o mesmo *datum*; (iii) inverter dados onde a rocha foi tratada na direção inversa (por engano) e (iv) extrair a rugosidade (*roughness*) e a ondulosidade (*waviness*).

O perfil original é o somatório destes dois componentes. A rugosidade representa o efeito da dissolução constante do ácido ao longo da superfície da rocha e é adequada para descrever características da superfície. A ondulosidade representa as características da superfície associadas à dissolução localizada como efeitos hidrodinâmicos na entrada da célula ou as áreas menos dissolvidas quando a rocha é muito heterogênea (THOMAS *apud* POURNIK, 2007). A filtração dos dados permite isolar estes dois parâmetros. O processo de filtragem segue norma ISO (ISO 13565-1, 1998 *apud* POURNIK, 2007).

Uma recomendação final de Pournik (2007) é intrigante. “Explorar mudanças na célula de condutividade para evitar efeitos hidrodinâmicos na entrada da rocha.” Ela sugere a possibilidade

de os efeitos tipo canal, capturados pela ondulosidade, serem defeitos de artefato e procedimento. Dito de outro modo, o canal é resultado de um jato de ácido devido ao fluxo pouco desenvolvido ao entrar na célula e não resultado de características da rocha ou algum padrão de dissolução específico. Este ponto é reforçado pela observação da presença do canal na parte central da superfície do corpo de prova na maior parte dos experimentos. Ao se considerar a heterogeneidade da rocha carbonática, dever-se-ia esperar ou uma maior distribuição lateral destes canais ou o seu não aparecimento em alguns experimentos.

A presença de um canal central é apresentada como resultado do uso de sistemas ácidos viscosos ensaiados em temperatura de 93°C (200°F) e 135°C (275°F) em afloramento de carbonato (Indiana *limestone*) e dolomito (Silurian *dolomite*) (POURNIK *et al*, 2007). Os autores consideram que somente existe fluxo na fratura ou fluxo linear para condutividade superior a 100 mD-ft. Abaixo deste valor o fluxo é matricial e deixa de existir a contribuição da fratura.

Tem sido difícil estabelecer uma correlação clara entre condutividade e tempo de contato do ácido. Gong (1997) e Zou (2006) afirmam que maior o tempo de contato, maior a condutividade. Navarrete, Miller e Gordon (1998) contestam esta afirmação. Pournik, Zou *et al* (2007) observam que a condutividade da fratura não mostrou o padrão geral de incremento com o tempo de contato e, de fato, decresceu com tempos de contato maiores para certos sistemas ácidos.

Malagon, Pournik e Hill (2008) condensaram as pesquisas da TAMU em um artigo onde apresentam resultados de ensaios de geração de fratura ácida e medição da condutividade para carbonatos, dolomitos e *chalk*¹² e concluem que os canais gerados na entrada dos corpos de prova tem papel dominante na geração de condutividade em baixa tensão de fechamento.

Melendez *et al* (2007) realizaram ensaios comparando a resistência mecânica e condutividade. Sua conclusão ratificou o trabalho de Nierode-Kruk. Quanto maior a resistência mecânica da rocha menor a redução da condutividade para a mesma tensão aplicada.

Nasr-El-Din *et al* (2008) afirmaram que carbonatos são mais passíveis de sofrerem redução da resistência mecânica do que dolomitos e que o sistema ácido empregado influi na maior ou menor fragilização do carbonato com a reação com ácido. Os autores mediram a dureza Brinell

¹² *Chalk* - carbonato microbial do tipo oncólito, caracterizado por elevada porosidade e baixa permeabilidade.

de uma face do corpo de prova. Mergulharam esta face em HCl a 15%, 24°C (75°F) em pressão atmosférica durante 30 min e mediram novamente a dureza Brinell. Os sistemas ácidos testados foram HCl a 15% sem viscosidade, HCl a 15% viscoso e HCl a 15% emulsionado em óleo diesel. Os autores utilizaram os dados fornecidos por Nierode e Kruk (1973) para separá-los por litologia em carbonatos e dolomitos. Usando regressão linear pelo método dos mínimos quadrados, estes autores apresentaram correlações específicas para carbonatos e dolomitos, seguindo o padrão geral da correlação de Nierode e Kruk (seção 2.3). Os parâmetros C_1 , C_2 , $DREC$ e RES e suas unidades são definidos na seção 2.3.

A correlação de Nasr-El-Din *et al* (2008) para carbonatos é a seguinte:

$$C_1 = 0,165(DREC)^{0,8746} \quad (2.12)$$

$$C_2 = [26,567 - 2,634 \ln(RES)] \times 10^{-3} \quad \text{para } RES < 20000 \quad (2.13)$$

$$C_2 = [2,9795 - 0,202 \ln(RES)] \times 10^{-3} \quad \text{para } 20000 < RES < 500000 \quad (2.14)$$

A correlação de Nasr-El-Din *et al* (2008) para dolomitos segue abaixo:

$$C_1 = 13,29(DREC)^{0,5592} \quad (2.15)$$

$$C_2 = [18,6383 - 0,7479 \ln(RES)] \times 10^{-3} \quad \text{para } RES < 20000 \quad (2.16)$$

$$C_2 = [2,3147 - 0,1513 \ln(RES)] \times 10^{-3} \quad \text{para } 20000 < RES < 500000 \quad (2.17)$$

A condutividade é relacionada com ambas as correlações como:

$$k_f w = C_1 e^{-C_2 \sigma_c} \quad (2.18)$$

Gomaa e Nasr-El-Din (2009) analisaram os dados apresentados por Nierode e Kruk (1973) e Gong (1997) utilizando as equações do estudo anterior de Nasr-El-Din *et al* (2008). Eles concluem que a condutividade de fratura ácida em carbonatos tem forte dependência da resistência mecânica da rocha. Já a condutividade de fratura ácida em dolomitos tem forte influência da quantidade de rocha dissolvida pelo ácido (DREC).

Antelo *et al* (2009) conduzem 9 experimentos diferentes em 65 ensaios utilizando o mesmo aparato experimental de Zou (2006) com fluxo ácido e fratura na posição vertical, experimento do grupo III com vazão de 1000 cm³/min. Foram empregados corpos de prova de afloramentos

(Indiana *limestone*) e reservatório carbonático (Macaé *limestone*). Ainda empregaram corpos de prova do carbonato Bryozoa, dolomito San Andres e do *chalk Texas cream*, não sendo definido se são provenientes de afloramentos ou de formações portadoras de hidrocarbonetos. O corpo de prova chamado de Macaé *limestone* é proveniente de uma rocha carbonática portadora de hidrocarboneto de idade aliana na seção pós-sal de uma bacia da margem continental do Brasil. Os sistemas ácidos ensaiados abarcaram o HCl não viscoso, HCl viscoso com polímero, HCl viscoso com um tensoativo ou ácido visco-elástico e HCl emulsionado em óleo diesel todos com concentração presumida de HCl de 15%. As temperaturas de ensaio passaram por 38°C (100°F), 80°C (175°F), 85°C (185°F), 93°C (200°F) e 135°C (275°F) e tempos de bombeio entre 5 e 60 min. São geradas imagens digitais com um perfilômetro e Antelo *et al* (2009) citam que como o processo de formação das irregularidades é formado por uma sucessão de eventos randômicos e independentes, eles podem ser descritos por processos estatísticos (Williamson *et al*, 1965 *apud* Antelo *et al*, 2009). Afirmam que a distribuição logística (*logistic distribution*) é que melhor descreve a distribuição das irregularidades. Antelo *et al* (2009) introduzem o uso da média aritmética dos desvios (*arithmetic mean deviation*), S_a e, da raiz quadrada da média dos desvios ao quadrado (*root-mean-square deviation*), S_q e o desvio padrão dos desvios para caracterizar uma superfície de fratura ácida. Os desvios são calculados pela diferença das alturas das irregularidades em relação a uma linha média.

A abertura da fratura pode ser calculada pela superposição da distribuição das alturas das irregularidades de cada face tratada pelo ácido (ANTELO *et al*, 2009)

Antelo *et al* (2009) observam que a superfície de uma fratura ácida apresenta três padrões de gravação (*etching patterns*) após reação do ácido: (i) canais, (ii) rugosidade e (iii) formação de cavidades (*cavity formation*). Em 13 experimentos os autores observaram a formação de um canal central, caso em que condutividade da fratura é dominada por este padrão e muito pouco dependente das irregularidades. Não é fornecido número de caso e nem imagem do padrão cavidade. O padrão rugoso é mostrado na Figura 5.

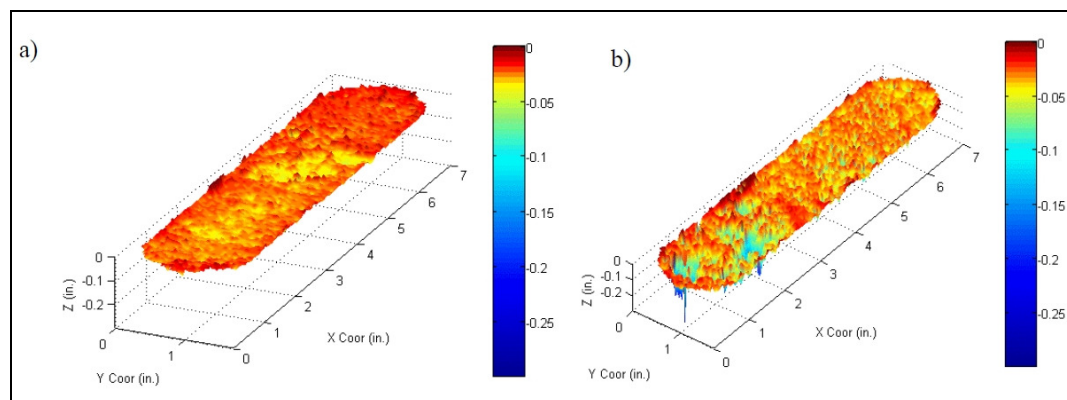


Figura 5 - Padrão de rugosidade. (a) Dolomito San Andres e (b) Formação Macaé - adaptado de Antelo (2009)

Na Figura 5 deve ser notado, em especial, o caso (b) que corresponde ao padrão formado pela reação do HCl em corpo de prova proveniente de uma bacia da margem continental do Brasil. Os autores observam que corpos de prova do carbonato Macaé apresentaram taxa de reação ao ácido mais lenta devido a grande saturação de óleo presente (o que também foi observado em alguns ensaios da presente dissertação).

Em função da diferença de altura nas imagens digitais, antes e depois da passagem do ácido, é possível calcular a massa consumida pelo ácido (ANTELO *et al*, 2009).

Antelo *et al* (2009) concluem que os parâmetros S_a e S_q conseguem representar a rugosidade dos corpos de prova com uma pequena vantagem para S_q . Concluem, também, que o padrão de gravação do ácido é muito dependente do tipo de formação e ainda é influenciado pelas condições de injeção do ácido.

Pournik (2008) na sua tese de doutorado e Pournik, Zou e Hill (2009) apresentam nova correlação de condutividade ácida utilizando os trabalhos anteriores desenvolvidos na Texas A&M University (MALAGON *et al*, 2006, MELENDEZ *et al*, 2007, POURNIK *et al* 2007 e ANTELO *et al*, 2009). Cabe ressaltar que já na introdução do trabalho reconhecem a natureza artificial dos canais reportados nos trabalhos anteriores: “[...] *The channels developed in small scale laboratory tests are likely artifacts of the apparatus and cannot be expected to scale to field conditions* [...]”. Entretanto, mesmo após esta ressalva, os padrões de gravação do ácido na superfície de fraturas ácidas são classificados em turbulentos, rugosos, canais e uniformes. Não é comentado qual dos padrões equivalem ao padrão denominado cavidades, apresentado em Antelo (2009).

A correlação foi desenvolvida para superfícies rugosas com ênfase no efeito do tipo de rocha e da textura das superfícies da fratura ácida. Usando especialmente trabalhos anteriores da área de hidrologia que analisaram o efeito da rugosidade no fluxo de fluídos (TSANG, 1984; BROWN, 1987; ZIMMERMANN e BODVARSSON, 1996) e da correlação de Gong (GONG, 1997) os autores selecionaram os parâmetros estatísticos curtose, área de contato, altura média das irregularidades, desvio padrão da altura das irregularidades e o desvio padrão da abertura da fratura. Os autores citam que os seus dados experimentais mostram que a área de contato apresenta a melhor correlação entre o padrão de gravação (*etching pattern*) e condutividade. Área de contato é definida como a razão entre a área das irregularidades que se tocam pela área total da fratura.

Rodrigues (2011) recomenda medir a área de contato a partir da redução da abertura inicial:

”[...] Assim, desenvolveu-se o seguinte método de cálculo da rc em função da redução de w_0 . Primeiramente, calcula-se w_{topm} conforme item anterior. Define-se a aproximação entre as faces da fratura como uma fração desta largura. Estimando-se a largura média da fratura sob tensão se pode estimar a correspondente razão de contato. Localizam-se os pontos onde a soma pontual das alturas é maior ou igual ao máximo referido diminuído da redução de largura. Assume-se que a razão de contato é a razão entre o número de pontos que atende a este critério e o número total de pontos com medição de altura em cada amostra. Portanto, há a simplificação de que cada contato obstrui toda a área referente aos pontos em contato.”

Pournik, Zhu e Hill (2009) mediram a resistência da rocha à indentação (*rock embedment strength* – RES) em 28 pontos distribuídos pela face do corpo de prova antes e depois do tratamento com ácido e reportam não ter observado um padrão específico de redução do RES depois da passagem do ácido (o que foi também constatado na presente dissertação). Na verdade, os autores afirmam ter observado “mais amostras com maior RES depois do que antes da acidificação” e terminam por afirmar que para o estudo experimental realizado não observaram correlação entre acidificação e enfraquecimento da rocha.

A correlação começou a ser desenvolvida comparando três diferentes modelos matemáticos que relacionam condutividade e pressão de fechamento, um empírico (NIERODE e KRUK, 1973) e dois analíticos (GANGI, 1978 e WALSH, 1981):

a) Nierode e Kruk:

$$k_f w = C_1 e^{-C_2 \sigma_c} \quad (2.19)$$

b) Gangi:

$$(k_f w)^{1/3} = C_1 - C_2 (\sigma_c)^{C_3} \quad (2.20)$$

c) Walsh:

$$(k_f w)^{1/3} = C_1 - C_2 \ln(\sigma_c) \quad (2.21)$$

Os símbolos originais dos parâmetros de cada equação foram alterados para adequar-se à simbologia corrente na área do petróleo e nesta dissertação. Por exemplo, Walsh (1981) usa P_c no lugar de σ_c , mas com a mesma definição: “[...] *The effective pressure P_e for measurements of fluid permeability $\langle k \rangle$ is shown to be $(P_c - s P_p)$ where P_c is confining pressure, P_p is pore pressure, and s depends on the topography of the fracture surfaces and rock type. [...] and s can vary between 0.5 and 1.0.*”¹³

C_1 é a condutividade da fratura quando a pressão de fechamento é igual a zero e C_2 é a taxa de variação da condutividade com a pressão de fechamento e C_3 é um parâmetro relacionado com a distribuição das irregularidades e que Gangi (1978) sugere ser igual a 0,25 para a maior parte dos casos.

Em um interessante comentário, Pournik, Zhu e Hill (2009) observam que nos carbonatos há muito pouca variação do parâmetro C_2 quando se varia o tipo de sistema ácido que reage com a rocha, o tempo de reação e a temperatura, por exemplo, o termo C_2 para cada ensaio com o carbonato Macaé foi $-0,0005 \text{ psi}^{-1}$. Já quando se analisa o C_2 de dolomitos, a dispersão dos valores é bem maior.

Os dados experimentais foram avaliados pelos três modelos matemáticos e o modelo de Nierode e Kruk apresentou o maior coeficiente de determinação R^2 e o menor valor da soma dos quadrados dos resíduos. Diferentemente de Nierode e Kruk (1973), Pournik, Zhu e Hill (2009) apresentam apenas uma equação que relaciona o parâmetro C_2 (1/psi) com RES (psi):

¹³ Tradução livre: A pressão efetiva P_e para medições da permeabilidade k do fluido é mostrada ser $(P_c - s P_p)$ onde P_c é a pressão de confinamento, P_p é a pressão de poros e s depende da topografia da superfície da fratura e do tipo de rocha {...} e s pode variar entre 0,5 e 1,0.

$$C_2 = -0,0063 + 0,0007 \ln(RES) \quad (2.22)$$

Esta correlação, ainda que extrapolada a partir de três pontos experimentais (POURNIK, 2008), implica que o declínio de condutividade será maior para rochas com maior RES. No modelo de Nierode e Kruk (1973) quanto maior o RES menor a redução da condutividade, o que está de acordo com o senso comum onde fraturas com irregularidades mais resistentes são mais capazes de sustentar a condutividade da fratura ácida do que fraturas com irregularidades menos resistentes. Pournik, Zhu e Hill (2009) argumentam que esta diferença está relacionada ao padrão de gravação das faces das fraturas uma vez que os parâmetros medidos sugerem que existe maior rugosidade e maior distribuição de aberturas em rochas com menor RES.

Os autores mostram a necessidade de criar diferentes correlações para carbonato e dolomito. Eles observaram que o padrão de dissolução dos dolomitos é caracterizado por menor rugosidade relativa, menor abertura média e menor desvio padrão de abertura quando comparado com o padrão de dissolução dos carbonatos. Pournik, Zhu e Hill (2009) propõe que a condutividade de dolomitos segue a lei cúbica. A correlação de Pournik (2008) se completa ao se juntar a equação (2.19) e a equação (2.22) com as correlações para carbonato e dolomitos com largura média em in e C_1 em mD-ft:

$$C_1 = 1,744 \times 10^9 \left(\frac{\bar{w}^3}{12} \right) \alpha \quad \text{para carbonatos} \quad (2.23)$$

E α é fração de irregularidades em contato entre si.

$$C_1 = 5,45 \times 10^9 (\bar{w})^{3.78} \quad \text{para dolomitos} \quad (2.24)$$

Pournik, Gomaa e Nasr-El-Din (2010) avaliam o efeito do sistema ácido na condutividade de fratura ácida. Eles conduziram experimentos do tipo III (fluxo e fratura na vertical) em corpos de prova de afloramento (Indiana *limestone*) e avaliaram o efeito de ácido emulsionado, ácido viscoso com polímero, ácido viscoso com tensoativo visco-elástico e ácido viscoso *in situ* (a viscosidade é gerada pelo aumento do pH do ácido gasto). O sistema de ácido viscoso com tensoativo gera a maior condutividade.

O ano de 2009 parece mostrar a ocorrência de uma mudança de paradigma nos trabalhos publicados pelos pesquisadores da Texas A&M University. E ênfase dos trabalhos deixa o campo experimental e passa para o campo numérico.

Deng, Zhu e Hill (2009) sugerem modelar o perfil de abertura da fratura como sendo uma sucessão de elipses e usam uma solução analítica como critério para definir quantas elipses permanecem abertas após aplicação da tensão de fechamento.

Mou, Zhu e Hill (2009) e Mou, Zhu e Hill (2010) apresentam o desenvolvimento de um modelo numérico de fraturamento ácido em escala intermediária de 3,3 x 3,3 m (10 ft x ft) onde a distribuição de mineralogia e a distribuição de permeabilidade vertical e horizontal são estimados com um programa geo-estatístico (Deutsch e Journel, 1998 *apud* Mou, 2009) e tem grande impacto nos padrões de dissolução observados. Os autores passam a trabalhar com três parâmetros estatísticos para descrever a distribuição de permeabilidade e mineralogia: (i) $\lambda_{D,x} = \lambda_v/L$, distribuição normalizada da permeabilidade e mineralogia na direção x, (ii) $\lambda_{D,y} = \lambda_y/H$, distribuição normalizada da permeabilidade e mineralogia na direção y e (iii) σ_D desvio padrão do logaritmo natural da permeabilidade. Uma das conclusões da simulação de Mou (2009) é que quanto maior a rugosidade menor a condutividade, pois os espaços vazios formados quando as irregularidades se tocam não estão conectados entre si. Argumentando que carbonatos depositam-se em leitos, a maior ênfase em uma correlação normalizada de permeabilidade horizontal $\lambda_{D,x}$ leva ao desenvolvimento de canais profundos como resultado da reação do ácido com a rocha carbonática. Mou, Zhu e Hill (2010) concluem que os padrões de dissolução das fraturas ácidas podem ser classificados em (i) dominados pela distribuição de permeabilidade, (ii) dominados pela distribuição da mineralogia e (iii) dominados pelos efeitos conjuntos da distribuição de permeabilidade e da mineralogia. Para as três categorias foram desenvolvidas correlações numéricas da condutividade da fratura ácida na tensão de fechamento zero (C_1 de Nierode e Kruk) como função dos parâmetros estatísticos $\lambda_{D,x}$, $\lambda_{D,y}$ e σ_D .

Em outro trabalho Mou, Zhu e Hill (2010) estendem as simulações numéricas para sugerir que a equação original de Nierode e Kruk em termos de abertura ideal

$$(k_f w)_0 = C_1 = 1,47 \times 10^7 w_i^{2,47} \quad (2.25)$$

pode ser generalizada para a seguinte forma:

$$(k_f w)_0 = c w_i^n \quad (2.26)$$

E c e n assumem vários valores em função das combinações de permeabilidade (e de baixa, média e alta filtração) e distribuição mineralógica apresentados no trabalho. Os autores mostram que o expoente n varia muito pouco de 2,43 até 2,52, cumprindo notar que quando $n=3$ tem-se a lei cúbica. Já o parâmetro c experimenta variações de várias ordens de grandeza em função das combinações de permeabilidade e mineralogia definidas pelos parâmetros $\lambda_{D,x}$, $\lambda_{D,y}$ e σ_D . Rodrigues (2011) coloca este tópico sob ótica ligeiramente diferente: “[...] De acordo com o peso relativo das referidas distribuições foram criadas três categorias de padrão de dissolução: dominado pela distribuição de permeabilidade, dominado pela distribuição mineralógica e determinado por efeitos comparáveis de ambas as distribuições”.

Beatty (2010) e Beatty *et al* (2011) introduzem uma metodologia para adquirir os parâmetros estatísticos $\lambda_{D,x}$, $\lambda_{D,y}$ e σ_D a partir de variogramas de permeabilidade da formação ou de afloramentos carbonáticos.

Deng *et al* (2011) apresentam uma nova correlação para descrever a condutividade de uma fratura ácida sob ação da tensão de confinamento. A correlação parte da função exponencial:

$$k_f w = \alpha e^{(-\beta \sigma_c)} \quad (2.27)$$

Onde $k_f w$ é a condutividade em mD-ft, α é um parâmetro que descreve a condutividade inicial da fratura, β incorpora o módulo de elasticidade de Young, E e σ_c é a tensão de fechamento da fratura.

Para um melhor entendimento da correlação, é mostrado um exemplo das correlações de α e β para o caso onde a permeabilidade vertical é muito baixa, como um carbonato muito laminado e o parâmetro estatístico $\lambda_{D,y} < 0,02$. Neste caso, conforme Deng *et al* (2011):

$$\alpha = 0,12(k_f w)_0 (\lambda_{D,x} \sigma_D)^{0,1} \quad (2.28)$$

$$\beta = [15,6 - 4,5 \ln(\sigma_D) - 7,8 \ln(E)] \times 10^{-4} \quad (2.29)$$

Os autores alertam que o módulo de Young deve ser maior do que 1×10^6 psi e utilizado em múltiplos de milhões de psi e que todas as correlações são derivadas de simulação numérica não envolvendo validação experimental em qualquer modelo físico.¹⁴

Bale, Smith e Klein (2010) apresentam simulações numéricas envolvendo o uso conjunto de um sistema ácido e agente de sustentação. O ácido carrega o agente de sustentação. Seus resultados apontam para o crescimento da condutividade final da fratura ácida. Diferentemente da investigação experimental desta dissertação, os autores analisam o caso em que o ácido carrega o agente de sustentação nas concentrações usuais de uma operação de fraturamento hidráulico e que vão geralmente de 120 kg/m^3 e (1 lb/gal) até 600 kg/m^3 (5 lb/gal).

Na sua tese de doutorado, Rodrigues (2011) foi o primeiro autor brasileiro a discorrer sobre a relação entre topologia de superfícies e a condutividade de fraturas ácidas. Um dos mais interessantes resultados obtidos por este autor é mostrar que em fraturas ácidas pode haver fluxo de fluidos mesmo quando a relação entre a abertura da fratura e a razão de contato é maior do que 50%, um limite estabelecido pelo modelo de Zimmerman e Bodvarsson (1994). Rodrigues explica que isto ocorre uma vez que “[...] mesmo para largura [abertura] média nula ainda permanecem caminhos para fluxo via os vales mais profundos, em uma visão tridimensional”.¹⁵

2.3 O modelo de Nierode-Kruk

Os resultados experimentais da desta dissertação serão analisados à maneira de Nierode e Kruk (1973). Assim, é necessário conhecer o trabalho original destes autores.

Schechter (1992) mostra que Nierode e Kruk partiram da lei cúbica, já apresentada na forma da equação (2.7):

$$k_f w = \frac{w^3}{12}$$

O termo a esquerda da igualdade é a condutividade ideal de uma fratura ácida tendo sido denominado por Nierode e Kruk (1973) como DREC, um acrônimo para *dissolved rock equivalent conductivity* ou condutividade equivalente à quantidade de rocha dissolvida.

¹⁴ Em 25/01/2011, o autor desta dissertação estava presente na apresentação do trabalho de DENG *et al.* O grande questionamento da plateia foi, basicamente... muito bom, mas e a validação experimental?

¹⁵ A frase original de Rodrigues usa o termo largura ao invés do termo abertura empregado na citação.

A abertura da fratura é gerada pela rocha consumida pelo ácido e é igual a:

$$w = \left[\frac{\Delta m}{\rho L_{lab} H_{lab}} \right] \quad (2.30)$$

Substituindo w na equação (2.6), e sem esquecer o denominador 12, tem-se a definição de DREC de Nierode e Kruk (1973):

$$(k_f w)_i = DREC = \frac{1}{12} \left[\frac{\Delta m}{\rho L_{lab} H_{lab}} \right]^3 \quad (2.31)$$

O índice i denota ideal. A equação (2.31) é válida para qualquer sistema coerente de unidades e Δm = diferença de massa antes e depois do ataque ácido, ρ = massa específica do corpo de prova, L_{lab} = comprimento da face do CP submetida ao ataque ácido, H_{lab} = altura da face do corpo de prova submetida ao ataque ácido¹⁶. Cumpre notar que tal relação obriga que quanto maior a dissolução, maior a condutividade.

No trabalho original de Nierode e Kruk (1973), DREC é calculado como segue:

$$DREC = 1 \times 10^6 \left[\frac{\Delta m}{\rho L_{lab} H_{lab}} \right]^3 \quad (\text{em mD-in}) \quad (2.32)$$

E Δm em gramas, ρ em lb/ft³, L_{lab} e H_{lab} , ft. O termo 1×10^6 é a aproximação do fator de conversão de unidades de grama para libra, pé para polegada, pé ao quadrado para milidarcy e dividido pela constante de integração.

A dissertação exprime a condutividade na unidade mD-m e DREC é calculado como abaixo onde Δm em g, ρ em g/cm³, L_{lab} e H_{lab} em mm:

$$DREC = 8,444 \times 10^{13} \left[\frac{\Delta m}{\rho L_{lab} H_{lab}} \right]^3 \quad (\text{em mD-m}) \quad (2.33)$$

Em um gráfico semilogarítmico, os pares de pontos de condutividade e pressão de fechamento tendem a formar uma reta. Sabedores disso, Nierode e Kruk (1973) relacionaram empiricamente a condutividade da fratura, $k_f w$, com a pressão de fechamento (*closure stress* ou

¹⁶ Na definição de DREC, Nierode e Kruk usam os termos L e H . Aqui se usa L_{lab} e H_{lab} pois L e H são usados como comprimento e altura de fraturas criadas em um fraturamento real, respectivamente.

confining stress), S , que atua para fechar a fratura, a resistência da rocha à indentação ou RES (*rock embedment strength*) e o DREC na forma de equação exponencial:

$$k_f w = C_1 e^{-C_2 S} \quad (2.34)$$

Sendo,

$$C_1 = 0,265 (DREC)^{0,822} \quad (2.35)$$

$$C_2 = [13,9 - 1,3 \ln(RES)] \times 10^{-3} \quad \text{para } RES < 20000 \quad (2.36)$$

$$C_2 = [3,8 - 0,28 \ln(RES)] \times 10^{-3} \quad \text{para } RES \geq 20000 \quad (2.37)$$

E, parâmetro C_1 em mD-in e parâmetro C_2 em psi^{-1} . Os coeficientes lineares das equações (2.36 e 2.37) são calculados para RES=1.

Em unidades SI (SCHECTER, 1992) tem-se que:

$$C_1 = 2,94 \times 10^{-4} (DREC)^{0,822} \quad (2.38)$$

$$C_2 = [36,82 - 1,885 \ln(RES)] \times 10^{-7} \quad \text{para } RES < 1,38 \times 10^8 \text{ Pa} \quad (2.39)$$

$$C_2 = [9,10 - 0,406 \ln(RES)] \times 10^{-7} \quad \text{para } RES \geq 1,38 \times 10^8 \text{ Pa} \quad (2.40)$$

E $k_f w$ = condutividade da fratura em m^3 e S = pressão de fechamento em Pa, constante C_1 em m^3 e constante C_2 em Pa^{-1} . No Apêndice I é demonstrada a conversão da equação (2.37) na equação (2.40) e da equação (2.35) na equação (2.38). As equações (2.36) e (2.39) já apresentam a correção do presumido erro tipográfico (SCHECHTER, 1992; ECONOMIDES, HILL e EHLIG-ECONOMIDES, 1994).

Nas unidades utilizadas na dissertação, mD-m para DREC e C_1 , e kPa para RES e 1/kPa para C_2 , as equações (2.35), (2.356 e (2.37) passam a ser:

$$C_1 = 0,138 (DREC)^{0,822} \quad (2.41)$$

$$C_2 = [23,80 - 1,885 \ln(RES)] \times 10^{-4} \quad \text{para } RES < 138000 \text{ kPa} \quad (2.42)$$

$$C_2 = [6,30 - 0,406 \ln(RES)] \times 10^{-4} \quad \text{para } RES \geq 138000 \text{ kPa} \quad (2.43)$$

É comum expressar DREC em termos da abertura ideal, w_i (WILLIANS *et al*, 1979; ECONOMIDES, HILL e EHLIG-ECONOMIDES, 1994; DENG, 2010). w_i é definido como a abertura de fratura criada pela dissolução da rocha pelo ácido antes do fechamento da fratura (ECONOMIDES, HILL e EHLIG-ECONOMIDES, 1994). Caso todo o ácido que adentrou a fratura seja consumido pela rocha nas faces da fratura, e não houve perda de ácido por filtração para a formação, a abertura ideal é simplesmente o volume total de rocha dissolvido pelo ácido dividido pela área da fratura:

$$w_i = \frac{XV}{2(1-\phi)Hx_f} \quad (2.44)$$

Onde X é a capacidade de dissolução volumétrica do ácido, V é o volume de ácido injetado, H é a altura da fratura e x_f é o meio comprimento de fratura ou o comprimento de uma asa da fratura e ϕ é a porosidade da formação.

A equação (2.35) é reescrita (ECONOMIDES HILL e EHLIG-ECONOMIDES, 1994) como:

$$C_1 = 1,47 \times 10^7 w_i^{2,47} \quad (2.45)$$

E C_1 está na unidade comum de campo, mD-ft e w_i em in.

No trabalho original as constantes C_1 e C_2 foram chamadas simplesmente de constantes (NIERODE e KRUK, 1973). Faz-se necessário que estas constantes sejam mais bem definidas para um pleno entendimento do modelo.

A Figura 6 visa esclarecer este ponto. Ali são mostradas três curvas retiradas dos dados de condutividade originais medidos por Nierode e Kruk (Tabela V *in* NIERODE e KRUK, 1973).

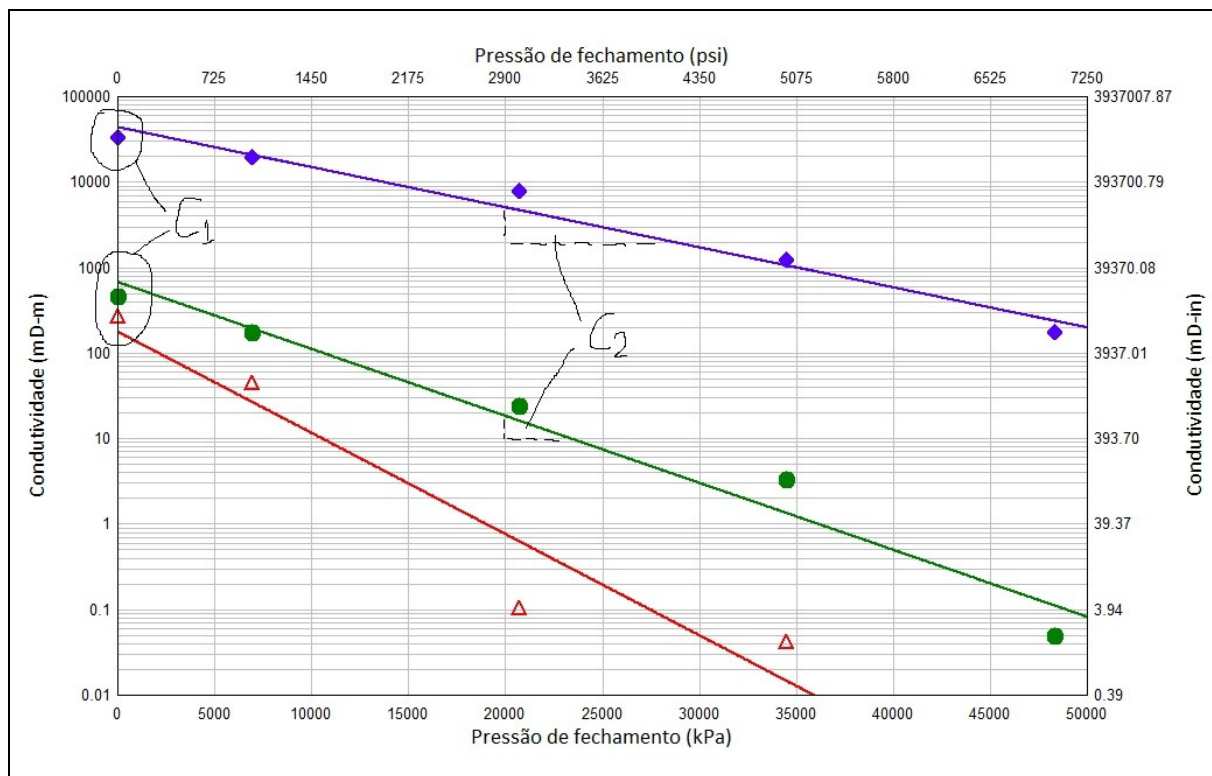


Figura 6 - Constantes C_1 e C_2 conforme Nierode e Kruk (1973)

A constante C_1 é o valor da condutividade da fratura quando a pressão de fechamento é igual à zero. Para demonstrar esta afirmação basta igualar S a zero na equação (2.34).

A constante C_2 é a inclinação da reta que melhor ajusta os pontos de condutividade com a pressão de fechamento e, portanto, é definida como a taxa de variação da condutividade com a pressão de fechamento. A constante C_1 é o intercepto ou coeficiente linear e a constante C_2 é o coeficiente angular ou a inclinação da reta que melhor se ajusta aos pontos experimentais. A condutividade decresce com a pressão de fechamento e, *stricto sensu*, o C_2 tem valor negativo. Entretanto, o sinal negativo é transferido para a equação (2.34) e o C_2 passa a ser expresso com sinal positivo. Esta é a convenção adotada pela dissertação.

Em linhas gerais, o procedimento de Nierode e Kruk (1973) foi o seguinte:

- a) plugues com 2,54 cm (1 in) de diâmetro e comprimento entre 5,1 cm a 7,6 cm (2 e 3 in), provenientes de várias formações carbonáticas e dolomíticas, foram fraturados em compressão diametral gerando duas superfícies irregulares, isto é, as faces da fratura;
- b) estes plugues foram pesados;

- c) cada metade dos plugues foi montada em uma célula de teste de tal maneira que as faces recém-partidas ficassem muito próximas uma da outra representando a abertura de uma fratura vertical fratura, experimento do grupo I;
- d) um ácido (HCl possivelmente) foi bombeado através desta abertura de maneira a emular um fraturamento ácido;
- e) os plugues foram lavados, secos e pesados e o DREC foi calculado a partir da diferença de massa antes e depois da acidificação;
- f) as metades acidificadas dos plugues foram encapsuladas e montadas em uma célula Hassler (*Hassler core holder*) e a condutividade medida com o fluxo de um óleo com viscosidade conhecida em três diferentes vazões e respectivos diferenciais de pressão;
- g) o item “f” foi repetido para crescentes pressões de confinamento até alcançar a tensão limite de 69000 kPa (10000 psi) ou condutividade de 0,25 mD-m (0,82 mD-ft)¹⁷.

A Tabela 1 mostra os dados originais de N-K, nas unidades da dissertação.

Tabela 1 - DREC, RES, C_1 e C_2 – modificada a partir dos dados originais de Nierode e Kruk

Formação	DREC (mD-m)	C_1 (mD-m)	RES (kPa)	C_2 (kPa ⁻¹)
Austin Chalk	$6,10 \times 10^4$	936	38620	-0,02434
Austin Chalk	$9,91 \times 10^4$	1344	76550	-0,02517
Clearfork Dolomite	$8,38 \times 10^2$	223.2	81380	-0,01259
Greyburg Dolomite	$9,91 \times 10^4$	5040	84140	-0,00685
Capps Limestone	$8,13 \times 10^3$	232.8	89660	-0,00587
Austin Chalk	$1,22 \times 10^4$	240	91030	-0,01267
Indiana Limestone	$7,87 \times 10^6$	177600	98620	-0,00913
Greyburg Dolomite	$2,11 \times 10^5$	6000	99310	-0,01271
Cisco Limestone	$7,62 \times 10^3$	168	102070	-0,00499
Greyburg Dolomite	$8,13 \times 10^4$	1920	114480	-0,01177
San Andres Dolomite	$8,64 \times 10^4$	225.6	119310	-0,00830
Indiana Limestone	$7,11 \times 10^5$	18960	148280	-0,00667
Indiana Limestone	$1,14 \times 10^5$	11040	156550	-0,00792
Cisco Limestone	$5,08 \times 10^4$	3360	174480	-0,00542
Capps Limestone	$7,37 \times 10^3$	432	207590	-0,00681
Canyon Limestone	$1,17 \times 10^6$	19200	211720	-0,00491
Clearfork Dolomite	$9,14 \times 10^2$	81.6	241380	-0,00488
Canyon Limestone	$6,86 \times 10^6$	38400	320000	-0,00582
San Andres Dolomite	$2,54 \times 10^4$	1992	320690	-0,00500
San Andres Dolomite	$4,83 \times 10^5$	5040	432410	-0,00559

¹⁷ O DREC e a condutividade expressam a relação entre a permeabilidade em mD e a unidade de comprimento, como em mD-m, mD-ft ou mD-in. É costume uni-las por um ponto ou hífen. O SPE indica usar o hífen (SPE, 1984) e a dissertação adota esta convenção.

Formação	DREC (mD-m)	C_1 (mD-m)	RES (kPa)	C_2 (kPa ⁻¹)
San Andres Dolomite	$1,30 \times 10^7$	28800	440000	-0,00318
Cisco Limestone	$3,05 \times 10^3$	60	462760	-0,00463
San Andres Dolomite	$6,86 \times 10^4$	264	524150	-0,00698
San Andres Dolomite	$6,10 \times 10^4$	456	527590	-0,00720
Canyon Limestone	$3,30 \times 10^6$	31200	607590	-0,00514

Nierode e Kruk assumiram que existe uma relação direta entre a quantidade de rocha dissolvida pelo ácido (DREC) e a condutividade inicial da fratura na pressão de fechamento igual a zero, o que, por definição, é a constante C_1 . O gráfico da Figura 7 ilustra este ponto.

A linha cheia da Figura 7 é a curva obtida por Nierode e Kruk para ajustar os dados experimentais e que resultou na equação (2.35). A linha tracejada é o ajuste obtido para os dados experimentais de Nierode e Kruk usando um aplicativo gráfico comercial (DPLOT, 2011).

É possível seguir a linha de raciocínio desenvolvida por Nierode e Kruk para modelar a redução da condutividade em função do aumento da pressão de fechamento. Eles imaginaram que o RES seria o elemento que iria contrapor-se ao fechamento da fratura. É crível inferir que o próximo passo foi assumir que quanto maior a resistência mecânica da rocha menor seria a redução da condutividade da fratura com o aumento da tensão de confinamento. A reta que relaciona as duas variáveis teria menor inclinação o que equivale a dizer maior C_2 , se analisado para $C_2 < 0$. A convenção adotada na dissertação é $C_2 > 0$. Retas com menor inclinação tem também menor C_2 .

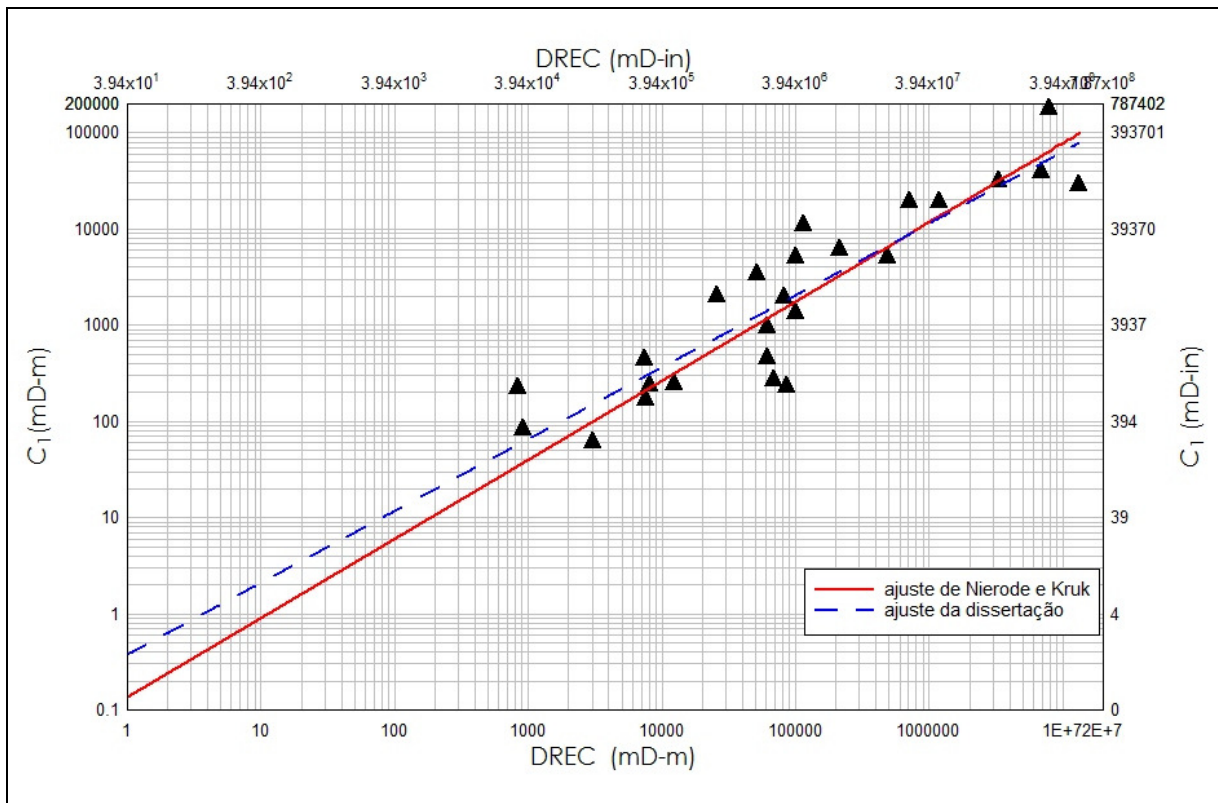


Figura 7 - C_1 vs DREC com os dados originais de Nierode e Kruk

A Figura 8 ilustra claramente este ponto e ainda sugere a razão para a existência de duas relações entre C_2 e RES, cuja divisão é a linha tracejada, $RES = 138000$ kPa (20000 psi).

Usando o aplicativo gráfico comercial foram geradas novas correlações para C_2 e RES observando a mesma linha divisória de $RES=20000$ psi adotada no modelo de N-K:

$$C_2 = [23,17 - 2,26 \ln(RES)] \times 10^{-3} \quad \text{para } RES < 20000 \quad (2.46)$$

e,

$$C_2 = [1,97 - 0,106 \ln(RES)] \times 10^{-3} \quad \text{para } RES \geq 20000 \quad (2.47)$$

As correlações apresentam ajustes muito distintos. A equação (2.46) apresenta um ajuste razoável com coeficiente de determinação $R^2=0,70$ e coeficiente de correlação $R=0,84$. Já o ajuste da equação (2.47) é muito pobre com $R^2=0,28$ e $R=0,53$. Ambas as equações diferem bastante das equações (2.36) e (2.37), mas são bastante semelhantes àquelas mostradas por Nasr-El-Din *et al* (2008).

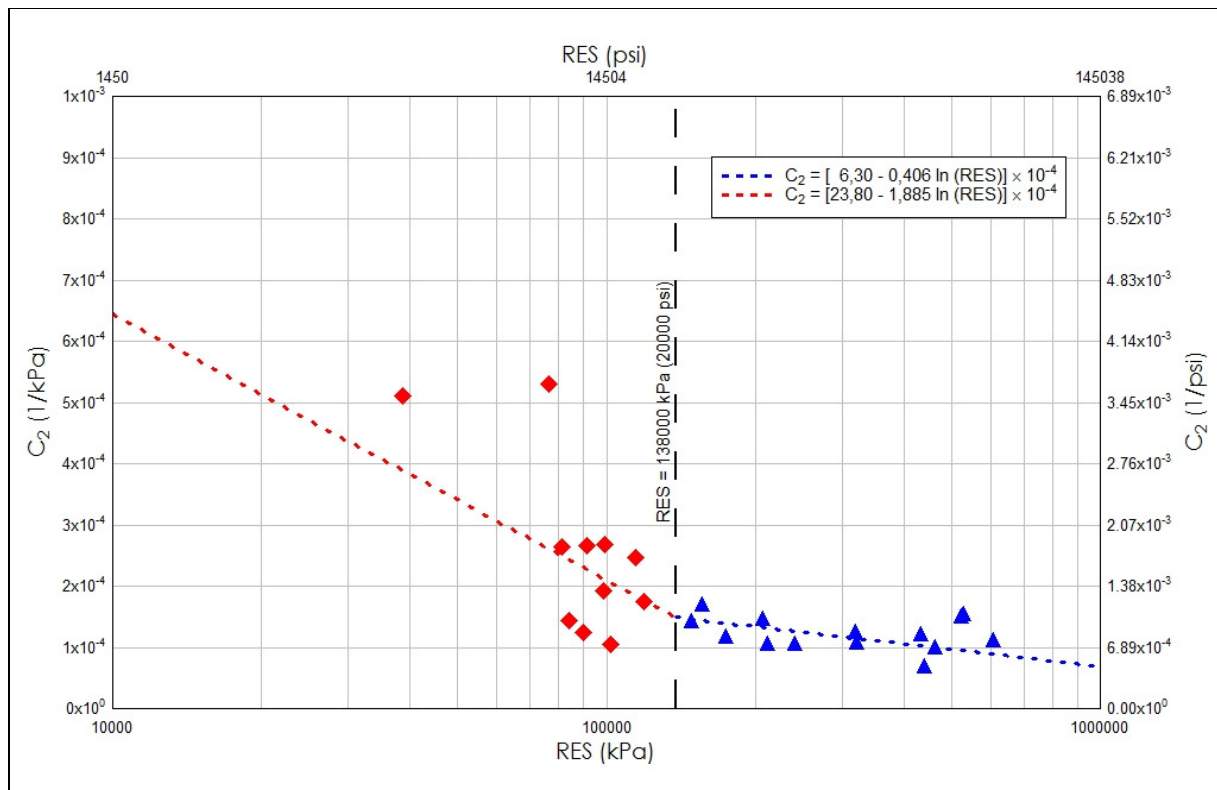


Figura 8 - C_2 em 1/kPa vs RES em kPa a partir dos dados originais de Nierode e Kruk

2.4 Resistência mecânica da rocha carbonática

O modelo de Nierode e Kruk (1973) precisa de um termo que represente a resistência mecânica da rocha que se contrapõe à tensão de fechamento normal às faces da fratura. Este parâmetro é o RES (*rock embedment strength*) ou resistência da rocha à indentação. O raciocínio de Nierode e Kruk implica aceitar que a propriedade mecânica da rocha que se opõe à penetração de uma esfera é a mesma propriedade que define a resistência das irregularidades.

A definição e a medição do RES são derivadas do ensaio de medição da dureza Brinell (McGLOTHLIN e HUITT, 1966). No ensaio de dureza Brinell mede-se a indentação resultante para uma determinada força e no ensaio de RES mede-se a força necessária para uma determinada indentação (GONG, 1997). Hay e Sondergeld (2009) apontam que a dureza é a medida da resistência de um material ao dano permanente.

Analisando a indentação de uma esfera entre duas faces de um mesmo material, uma face superior e outra face inferior, McGlothlin e Huitt (1966) notaram que a máxima penetração da esfera ocorre quando d_f , o diâmetro da impressão ou indentação é igual a d_p , o diâmetro da esfera.

Em outras palavras, metade da esfera, ou um raio da esfera, penetra na superfície inferior e a outra metade da esfera, ou o outro raio, penetra na superfície superior.

Esta observação serviu de base para a definição de RES. McGlothlin e Huitt (1966) definiram RES como sendo a força F necessária para empurrar uma esfera de aço de diâmetro d_p até que o diâmetro d_f da impressão resultante iguale d_p , isto é, $d_f/d_p = 1$. Portanto:

$$RES = \frac{F}{d_p^2} \quad (2.48)$$

A Figura 9 mostra um desenho esquemático da definição de RES.

Onde, F é a força de carregamento aplicada no corpo de prova e h é a profundidade da marca. Conhecendo h pode-se calcular d_f como segue:

$$d_f = \sqrt{d_p^2 - (d_p - 2h)^2} \quad (2.49)$$

É fácil observar que quando a profundidade h for igual ao raio da esfera de aço do penetrador, $d_f = d_p$ ou $d_f/d_p = 1$. A razão de se usar h é a facilidade de medição sendo bastante fácil adaptar um relógio comparador que registre o deslocamento vertical da esfera. O deslocamento vertical medido no relógio comparador é o valor de h .

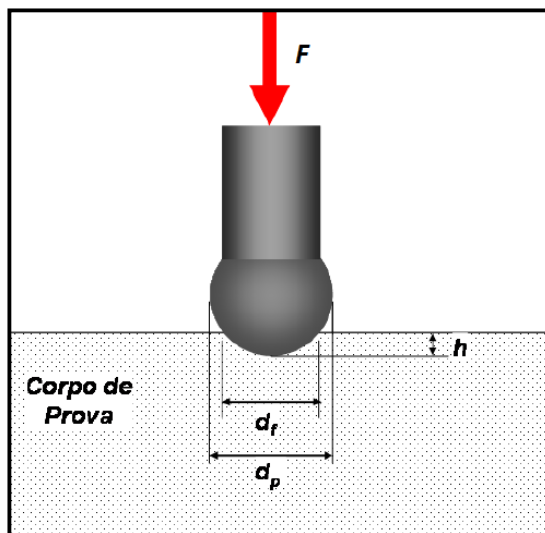


Figura 9 - Desenho esquemático da medição de RES

Para medir RES, McGlothlin e Huitt (1966) colocaram a esfera do penetrômetro ($d_p = 0,072$ in = 1,829 mm) em contato com a superfície do corpo de prova rochoso. Aplicaram carga e mediram o correspondente deslocamento vertical da esfera até que o relógio comparador

mostrasse a penetração igual ao raio da esfera ($r_p=0,036$ in = 0,914 mm) ou a carga igualasse 1500 lb. Cerca de 5 a 9 pares de força e deslocamento foram registrados e depois colocados em um gráfico semilogarítmico. A melhor reta que passa pelos pontos foi estendida até $d_f/d_p=1$ e o valor de RES assumido como sendo igual ao valor de F/d_p^2 quando $d_f/d_p=1$.

Howard e Fast (1972) definiram RES como a força necessária para avançar uma esfera de aço de 0,05 in (1,27 mm) de diâmetro por cerca de um quarto deste diâmetro ou 0,0125 in (0,3175 mm) dividida pela área projetada da calota esférica resultante. Esta é uma abordagem mais trabalhosa sendo necessário medir o diâmetro da impressão, d_f , deixada pela esfera com auxílio de microscópio ótico. Entretanto, menor penetração da esfera implica menor carga que pode ser devida a três fatores principais: (i) menor limite operacional do penetrômetro; (ii) risco de partir as amostras se um carregamento maior for aplicado e (iii) combinação de (i) e (ii). A equação (2.46) mostra a definição de RES conforme Howard e Fast (1972):

$$RES = \frac{F}{(\pi d_f^2 / 4)} = \frac{4F}{\pi d_f^2} \quad (2.50)$$

Nierode e Kruk (1973) definiram RES como a força necessária para empurrar uma esfera de aço na superfície da rocha até uma distância igual ao raio da esfera - até aqui a definição de McGlothlin e Huitt - dividida pela área projetada da esfera. Portanto os valores de RES medidos pela definição de Nierode e Kruk (1973) são $4/\pi$ vezes maiores do que os valores de RES medidos conforme definição de McGlothlin e Huitt (1966).

Estas diferenças na definição do RES indicam que se deve ter cuidado com o valor de RES reportado, pois ele pode diferir em função da definição utilizada.

Na dissertação foi utilizada a definição de RES de Nierode e Kruk (1973).

A Figura 10 mostra uma medição de RES utilizando o procedimento de McGlothlin e Huitt (1966) e calculado conforme a definição de Nierode e Kruk (1973).

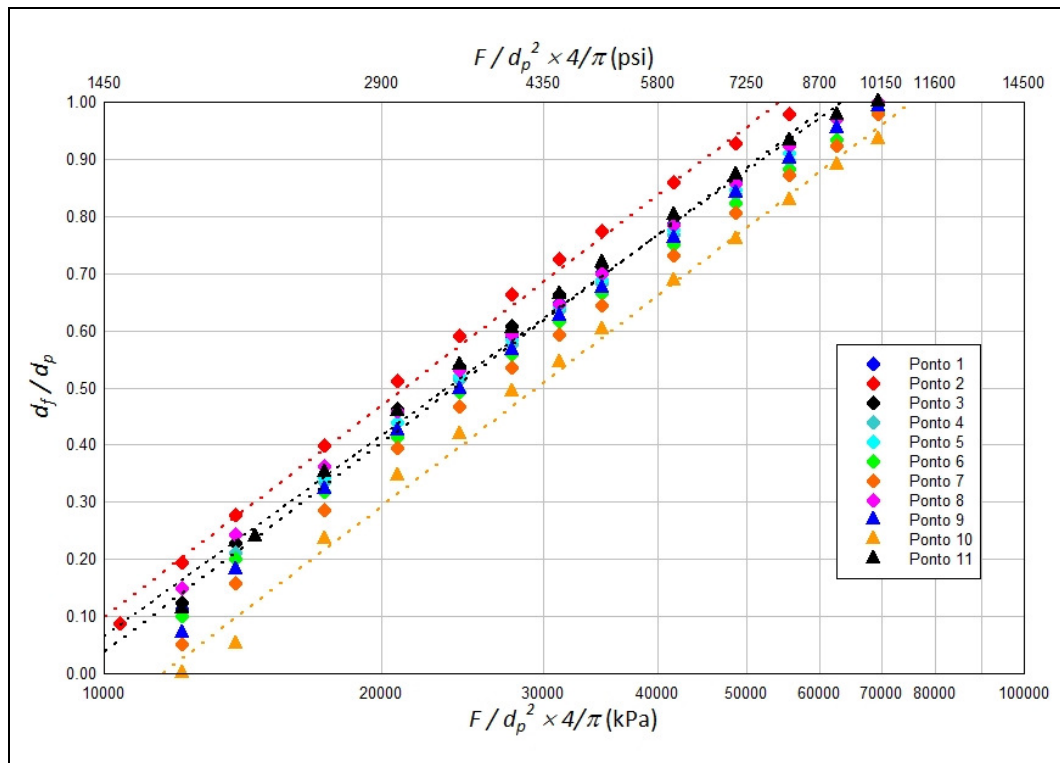


Figura 10 - Exemplo de medição de RES segundo McGlothlin e Huitt (1966)

Os pontos são ajustados linearmente no gráfico semilogarítmico com coeficientes de determinação $R^2 > 0,995$. Os pontos mantêm a linearidade em todo o domínio e em algumas medições (o ponto 11, por exemplo) razão $d_f/d_p=1$ foi alcançada fisicamente e não por extrapolação da melhor reta. O corpo de prova é de uma rocha “macia” e com baixa resistência mecânica. Para rochas com maiores resistências mecânicas, a razão $d_f/d_p=1$ não será alcançada fisicamente, entretanto este resultado sugere que a extrapolação para $d_f/d_p=1$ é robusta o suficiente para permitir estimar o valor de RES.

O uso e as medições de RES devem levar outro fator em conta como aponta Van der Vlis (1970):”A dureza Brinell [e o ensaio de RES] varia com o tamanho do indentador utilizado. Logo, ela não é uma característica única do material”. Após avaliar a dureza Brinell da mesma rocha usando indentadores de diferentes diâmetros, van der Vlis (1970) afirma que “para fins práticos, por ser menor do que 10%, esta variação pode ser negligenciada e os dados para um único tipo de rocha podem ser bem descritos por uma única linha reta.” A dissertação adota esta conclusão de van de Vlis (1970) uma vez que somente valores de RES medidos em corpos de prova de carbonatos são apresentados.

É conveniente notar que o termo RES parece ser de uso exclusivo da comunidade de fraturamento ácido. Ele não tem uso na engenharia civil ou na mecânica de rochas. De fato, uma pesquisa em 09/02/2011 com o termo {*rock embedment strength*} na base de dados Science Direct resulta em apenas quatro resultados todos, sem exceção, relacionados à estimulação de carbonatos com fraturamento ácido.

Esta constatação foi o gatilho de pesquisa na literatura buscando encontrar algum ensaio em rochas ou concreto que fosse correlato ao ensaio de RES. Assumindo que propriedade das rochas que mais se aproxima do RES é a resistência compressiva da rocha na direção axial (ou UCS, *uniaxial compressive strength*), e que ela deve ser medida rapidamente de maneira mais simples e mais rápida do que o ensaio tradicional de UCS, existem seis ensaios bastante utilizados para medir UCS (KAYABALI e SELCUK, 2009):

- martelo ou esclerômetro de Schmidt (*Schmidt rebound hammer*) desenvolvido para medir a dureza do concreto;

- ensaio de carga pontual (*point load test*);

- ensaios sônicos;

- ensaio de resistência ao impacto de corpo duro;

- ensaio com penetrômetro de pino ou agulha (*nail penetration test*) onde um pino de tamanho conhecido é disparado contra a superfície da rocha ou do concreto. O comprimento do pino que fica exposto é uma medida da resistência à penetração do concreto e pode ser relacionada com sua resistência à compressão (MEHTA e MONTEIRO, 2008). Kayabali e Selcuk (2009) aplicaram o aparelho em rochas e encontraram a seguinte relação entre UCS e a penetração do pino (ou agulha) d e reportam um coeficiente de determinação $R^2=0,922$:

$$UCS = 154 \exp^{-0,064d} \quad (2.51)$$

Em função da evidente similaridade entre a medição de RES, penetração de uma esfera, e o ensaio de penetrômetro de pino, penetração de um pino, deve haver também uma relação direta entre RES e UCS.

Fjær e Holt (2008) mostram uma relação direta entre UCS e E (módulo de elasticidade) e, portanto, há uma relação entre RES e E.

Van der Vlis (1970) afirma que “parece existir uma relação empírica entre o número de dureza Brinell e o módulo de elasticidade de rochas que permite estimar o módulo de Young a partir de um teste de dureza”. Janakiraman (2004) aponta praticamente o mesmo fato quando afirma que não há nenhuma correlação teórica direta entre medidas de dureza e as propriedades mecânicas de um material enquanto que a relação fenomenológica existe.

Uma relação entre módulo de elasticidade dinâmico, E_d e o número de dureza Brinell, BRH (*brinell hardness*) já foi sugerida (GEERSTMA, 1985). Gong (1997) citou esta relação, mas não considerou as implicações da relação para o desenho de fraturamento ácido. O ensaio de dureza Brinell, convém lembrar, é o ensaio que suporta o ensaio de medição de RES. Geerstma (1985) sugere que para arenitos consolidados vale a seguinte relação:

$$E_d = 77,25 BRH \quad (2.52)$$

É prática comum na comunidade de estimulação de poços de petróleo por fraturamento hidráulico ou ácido o uso de simuladores e a derivação de propriedades mecânicas e elásticas do reservatório a partir de perfis elétricos (veja, por exemplo, GREEN, BARREE e MISKIMINS, 2007). O módulo de elasticidade é uma das propriedades derivadas sendo estimado a partir de correlações de velocidades de onda sônica e com aplicações fora da indústria do petróleo (GAMA, COSTA e SILVA e PEREIRA).

A construção de uma correlação confiável entre RES e módulo de elasticidade de Young, dinâmico ou estático, minimizaria uma questão já apontada por Nierode e Kruk (1973) quando escreveram¹⁸:

“[...] The only parameter that is difficult to determine is RES since core material from the formation to be treated must be available. If core material is not available, one can select a measured value from Table 6 for a similar reservoir, or as a last resort assume a value believed to characterize the rock.”

Uma relação entre módulo de Young e RES é possível. Oliver e Pharr (1992), Oliver e Pharr (2004) e Hay (2009) apresentam uma metodologia para medir dureza (*hardness*) e módulo de elasticidade de praticamente qualquer material, especialmente filmes de baixa espessura e pequenas estruturas. O método é conhecido como IIT (*instrumented indentation technique*) e tem

¹⁸ Tradução livre: RES é o único parâmetro difícil de determinar uma vez que deve haver disponibilidade de um testemunho da formação a ser tratada. Se o testemunho não estiver disponível, um valor [de RES] da tabela 6 deve ser selecionado para um reservatório similar ou, como último recurso, assumir um valor que se acredite caracterizar a rocha.

larga aplicação em nanotecnologia. Schindler aplicou a técnica para matérias elasto-plásticas e Hay e Sondergeld (2009) estenderam a técnica para medir propriedades elásticas de folhelhos, uma das principais rochas relacionadas à área do petróleo.

IIT foi desenvolvido para medir a dureza e o módulo de elasticidade de um material a partir de dados obtidos com o deslocamento de um indentador em um ciclo de carregamento e descarregamento. Inicialmente o indentador era piramidal, mas foi estendido para uma grande variedade de indentadores axissimétricos, entre eles indentadores esféricos (OLIVER e PHARR, 2004). A Figura 11 mostra uma representação esquemática dos dados coletados em um ensaio IIT. O parâmetro F representa o carregamento e h é o deslocamento vertical do indentador relativamente à superfície não deformada.

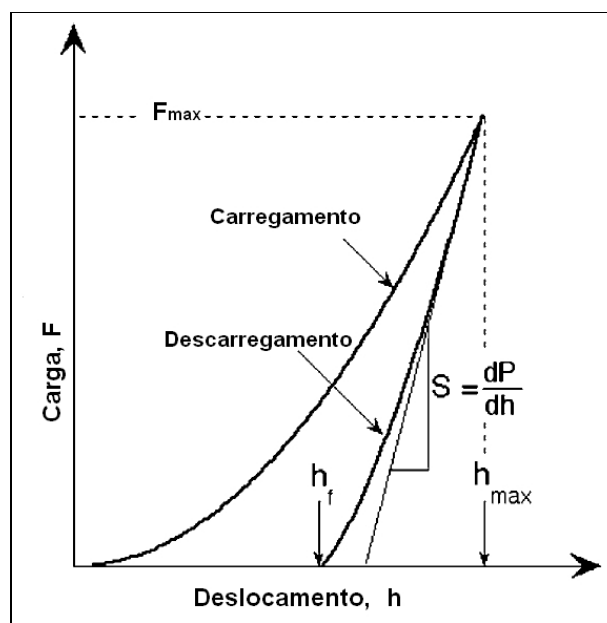


Figura 11 - Representação esquemática de um ensaio carregamento-descarregamento (modificado de OLIVER e PHARR, 2004)

O método assume que durante o carregamento ocorre a deformação elástica e plástica do material e nesta etapa é formada a impressão ou indentação definitiva do material. No descarregamento, é assumido que somente a deformação elástica é recuperada (OLIVER e PHARR, 2004). Hay (2009) divide o ensaio em duas partes. A primeira parte é o carregamento e finaliza com a geração da curva $F \times h$. A origem no gráfico é onde o indentador faz contato com a superfície. O incremento do carregamento aumenta o deslocamento vertical (ou penetração) até que o máximo carregamento seja alcançado. Então, com a redução do carregamento certa

quantidade do deslocamento vertical é recuperada, mas não todo. Caso o contato fosse completamente plástico, a curva de deslocamento seria vertical. Caso fosse completamente elástico, então a curva de descarregamento coincidiria com a curva de carregamento (HAY, 2009).

Três quantidades devem ser registradas no ensaio: (i) o máximo carregamento F_{max} ; (ii) o máximo deslocamento h_{max} e (iii) a rigidez elástica do deslocamento $S=dP/dh$ e que é definido como a inclinação da porção inicial da curva de descarregamento durante os instantes iniciais do descarregamento.

O ensaio IIT registra continuamente o carregamento, descarregamento e deslocamento. A Figura 12 mostra um ensaio de RES com carregamento e descarregamento.

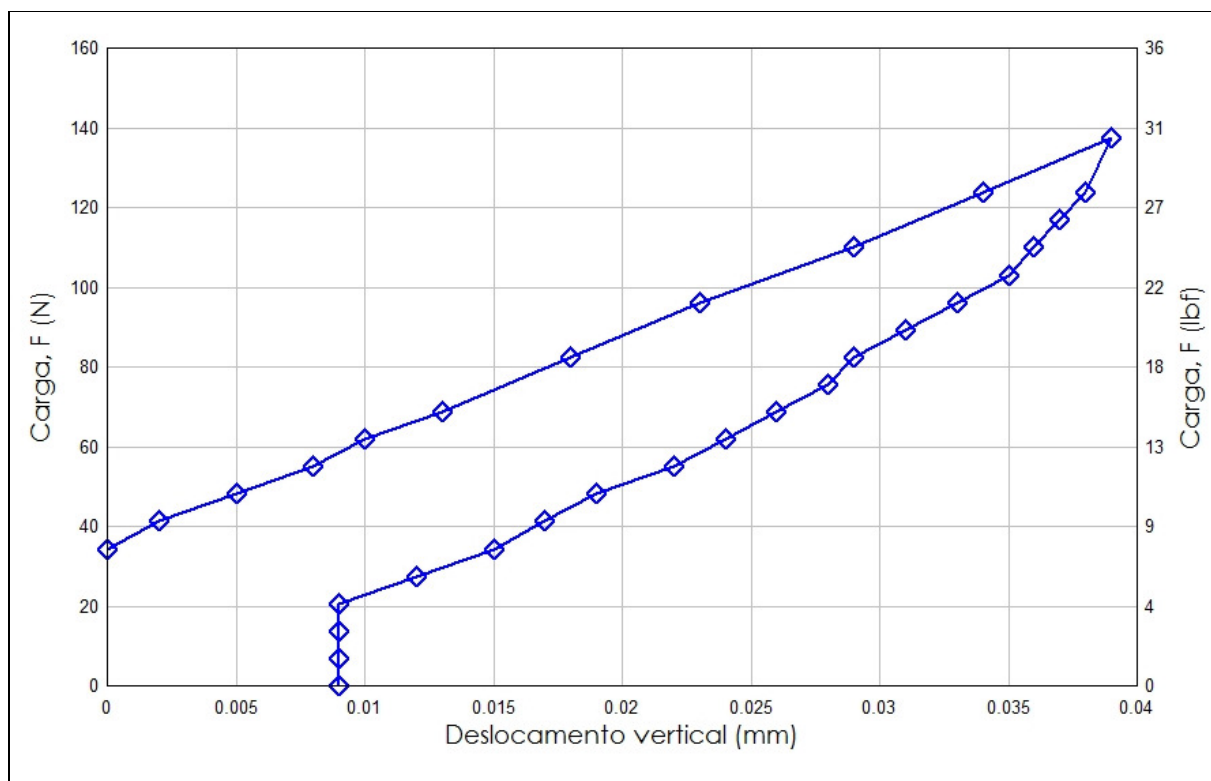


Figura 12 - Ensaio de RES com carregamento e descarregamento

É visível a semelhança entre as curvas geradas pelos dois ensaios. O ensaio de RES é exatamente a primeira parte do ensaio IIT, isto é, é um ensaio de carregamento e deslocamento. Ao se passar a registrar o descarregamento e o deslocamento associado, o ensaio de RES assume a forma do ensaio IIT. Diferencia o fato do ensaio de RES ser discreto e não contínuo.

Hay (2009) apresenta em detalhes como se calcula o módulo de Young de um material. A curva de descarregamento e deslocamento é ajustada para uma expressão da forma:

$$F = B(h - h_f)^m \quad (2.53)$$

Onde F e h são os pares ordenados de força e deslocamento e B , h_f e m são as constantes resultantes do melhor ajuste obtido. Hay (2009) aponta que nem todos os dados são utilizados para o ajuste apenas os pares de força-deslocamento até cerca de 50% do máximo carregamento. A Figura 13 mostra o ajuste da equação (2.53) aos pontos experimentais.

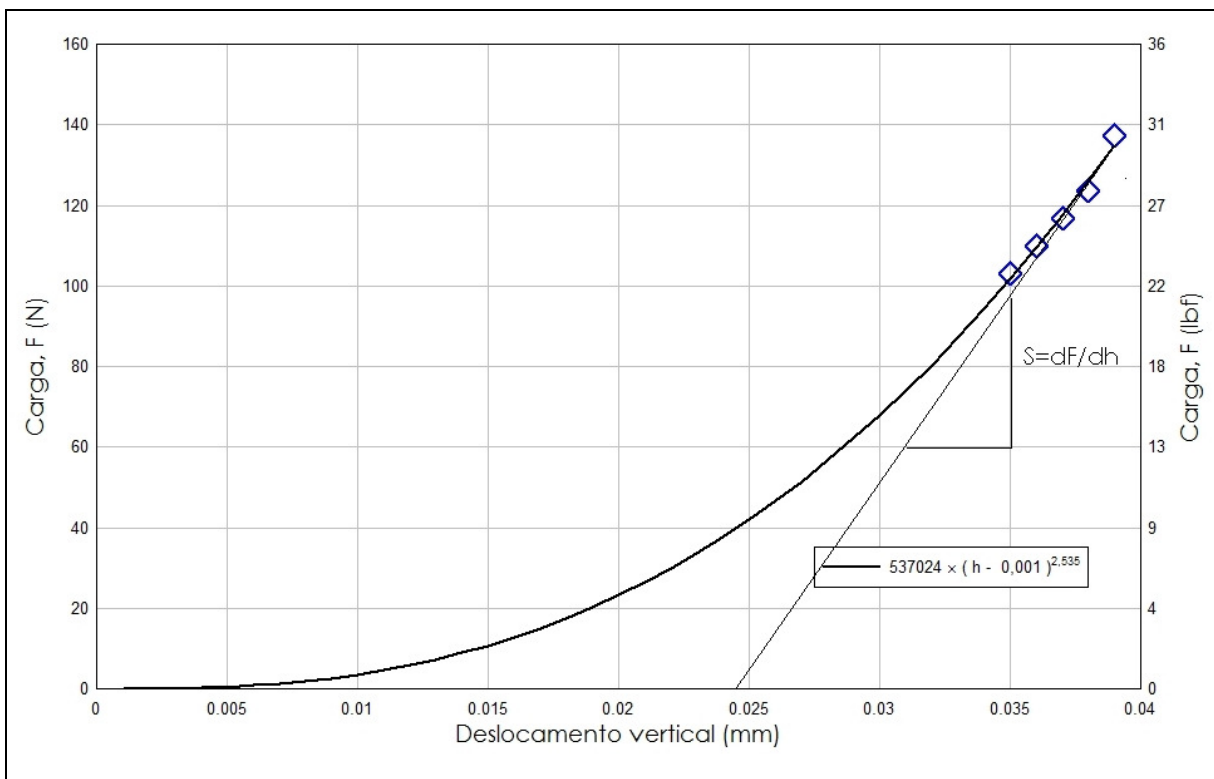


Figura 13 - Pontos experimentais ajustados pela equação (2.53)

Uma vez que as constantes tenham sido determinadas, a equação (2.53) é derivada analiticamente em relação ao deslocamento h e avaliada no máximo deslocamento, h_{max} .

$$S = \left. \frac{dF}{dh} \right|_{h_{max}} = B m (h_{max} - h_f)^{m-1} \quad (2.54)$$

Conhecidos F e S , pode-se calcular h_c , profundidade de contato, que para indentadores esféricos é calculada como

$$h_c = h - 0,75 F / S \quad (2.55)$$

Conhecido h_c , calcula-se d_f pela equação (2.49) com h_c no lugar de h e determina-se R , raio de contato, que é a relação entre o raio ou o diâmetro da esfera indentadora e o raio ou o diâmetro da indentação.

Este ponto pode ser considerado a maior fraqueza da extensão do método IIT usando o aparato de medição de RES. O raio de contato é calculado assumindo contato elástico hertziano (*Hertzian elastic contact*) que é válido quando a profundidade da penetração é pequena em relação ao raio da esfera. Nas amostras com menor resistência à indentação, a profundidade da penetração chega a igualar o raio da esfera (ver Figura 10). Feita a ressalva, as análises foram feitas assumindo contato elástico hertziano para todas as medições independentemente do deslocamento vertical ou penetração do indentador. R pode ser estimado pela relação:

$$R = \frac{1}{\frac{2}{d_p} + \frac{2}{d_f}} = \left(\frac{2}{d_p} + \frac{2}{d_f} \right)^{-1} \quad (2.56)$$

O próximo passo é calcular a área de contato, A_c :

$$A_c = 2\pi R h_c \quad (2.57)$$

Um passo ainda é necessário. É preciso determinar o módulo de elasticidade reduzido, E_r :

$$E_r = \frac{\sqrt{\pi}}{2} \frac{1}{\beta} \frac{S}{\sqrt{A_c}} \quad (2.58)$$

O módulo de elasticidade reduzido é uma composição entre os módulos de elasticidade e do coeficiente de Poisson do material e da esfera indentador. O fator β assume valor 1,05 (OLIVER e PHARR, 2004).

Sendo E e ν o módulo de elasticidade e o coeficiente de Poisson do material, é necessário conhecer ou assumir um valor para o coeficiente de Poisson dos carbonatos microbiais. Hay (2009) sustenta que “embora o cálculo do módulo de Young requiera o conhecimento do coeficiente de Poisson da amostra, o impacto é baixo. Análises de sensibilidade revelam que uma generosa incerteza de 40% no coeficiente de Poisson implica somente 5% de incerteza no módulo

de Young. Se o coeficiente de Poisson da amostra é desconhecido, um valor deve ser escolhido [...]”. Por fim, pode-se calcular o módulo de elasticidade E do material com a seguinte relação:

$$E = (1-\nu^2) \left[\frac{1}{E_r} - \frac{1-\nu_i^2}{E_i} \right]^{-1} \quad (2.59)$$

Já foi dito que o ensaio atual de RES é discreto. Usa muito poucos pontos se comparado com o ensaio IIT. A metodologia foi adaptada. Ao se usar todos os pontos disponíveis, a derivada em h_{max} fica muito suavizada resultando em um baixo valor de S e em um muito baixo valor de E . Partindo da observação de Hay (2009) que somente os pontos superiores da curva de descarregamento são usados, passou-se a usar apenas os 5 ou 6 pontos superiores desta curva, como indicado na Figura 12 e Figura 13. A partir daquele ajuste, constrói-se o exemplo abaixo.

O ajuste dos 5 primeiros pontos da curva de deslocamento para a equação (2.53), Figura 13, foi levado a cabo em um programa estatístico (SILVA e SILVA, 2011) que forneceu $B=537024$ N, $h_f=0,001$ mm e $m=2,535$. Com $h_{max}=0,039$ mm e as equações (2.53) e (2.54) foram calculados os valores de $F=135$ N e $S=9001$ N/mm. Sabendo que $d_p=1,5875$ mm, $E_i=210$ GPa psi, $\nu_i=0,30$ e assumindo $\nu=0,22$, seguindo pelas equações (2.55), (2.49), (2.56), (2.57) pode-se calcular o módulo de elasticidade reduzido pela equação (2.58) como $E_r=44,8$ GPa. Finalmente com a equação (2.59) calcula-se o módulo de elasticidade de Young do material ensaiado, um dolomito, em $E=52,9$ GPa ($7,67 \times 10^6$ psi) que se compara muito bem com $E_m= 50,5$ GPa ($7,32 \times 10^6$ psi), medido em ensaio padrão de medida do módulo tangente de elasticidade (NBR 10341, 1988). A diferença de 4,8% entre as medidas é muito boa considerando todas as simplificações assumidas e as limitações do ensaio de RES.

Outro fator afeta a precisão das medidas. Hay e Sondergeld (2009) alertam que “[...] estes cálculos assumem que a superfície testada é lisa e uniforme. Superfícies rugosas e heterogêneas induzem um alto grau de espalhamento na determinação da área de contato [...]”. Assim, para os corpos de prova de carbonatos muito heterogêneos é de se esperar menor concordância na medição do módulo de Young via IIT.

2.5 Efeito das dimensões dos corpos de prova

O efeito do pequeno tamanho dos corpos de prova para extrapolar o comportamento da condutividade de toda uma fratura ácida foi e é muito pouco explorado. Tacitamente, todos assumem que os resultados destes experimentos em escala muito reduzida podem ser extrapolados para um fraturamento real.

Nierode e Kruk (1973) mencionaram este ponto *en passant* quando escreveram que a condutividade “é independente da heterogeneidade da rocha devido ao pequeno tamanho das amostras”.

Com exceção do experimento de Robert e Guin (1974), todas as outras investigações experimentais utilizaram corpos de prova com dimensões na mesma ordem de grandeza.

Segundo Giwelli, Sakaguchi e Matsuki (2009) o mesmo ocorre em outras áreas da engenharia relacionadas à hidrologia (*water flow*) e fraturas naturais (*joints*) e que mostraram que o fechamento de uma fratura aumenta com o tamanho (“*Thus, these previous studies have shown that closure of a fracture increases with the size*”).

Matsuki *et al* (2006) criaram um modelo numérico que reproduziu de maneira aproximada a distribuição de altura e abertura da superfície de uma fratura de tração (*tensile fracture*) com 1 m × 0,2 m em um bloco de granito (SAKAGUCHI *et al*, 2002 *apud* MATSUKI *et al*, 2006). Os autores utilizaram o modelo numérico para simular o efeito do tamanho (*size effect*) na abertura e permeabilidade de fraturas sintéticas de 0,2 m até 12,8 m. Matsuki *et al* (2006) concluíram que para fraturas que se fecham sem cisalhamento e com a mesma abertura média, o efeito do tamanho na abertura hidráulica desaparece quando o tamanho da fratura excede 0,2 m, uma vez que o desvio padrão da abertura inicial é praticamente independente do tamanho da fratura.

Giwelli, Sakaguchi e Matsuki (2009) buscaram comprovar experimentalmente o efeito do tamanho no comportamento do fechamento de uma única fratura sobre a tensão normal. Para tanto, os autores induziram fraturas com tração (*tensile fractures*) de tamanho entre 3,75 cm × 3,75 cm até 26,0 cm × 26,0 cm. Os autores não conseguiram alcançar o valor constante do desvio padrão mencionado previamente e concluem que o fechamento de fraturas de tração aumenta significativamente com o tamanho da fratura e que este efeito deve ser considerado quando se estima a abertura de uma fratura sob a ação da tensão normal.

Deve ser mencionada uma prática experimental de Giwelli, Sakaguchi e Matsuki (2009). Os autores escreveram:¹⁹

“During the closure experiments, a large hysteresis occurred in the first loading cycle to 3,5 MPa, and therefore additional cyclic loads up to 10 MPa were performed to examine closure with a small hysteresis [...]. For all specimens, the closure curve reached an approximately steady state at the sixth cycle, and accordingly, the normal stress curve versus closure curve obtained in the sixth loading cycle was used as a representative closure curve.”

Os experimentos desta dissertação também utilizam corpos de prova com a mesma ordem de grandeza dos experimentos de outros autores (NIERODE e KRUK, 1973; NAVARRETE et al, 1998; POURNIK et al, 2007). O efeito do tamanho não foi investigado.

A obtenção do estado quase permanente do fechamento é o parâmetro usado para considerar que a condutividade será permanente naquele carregamento e é usualmente obtida com tempos de carregamento maiores que 45 min.

O efeito de histerese não foi levado em conta.

2.6 Aplicação da revisão bibliográfica aos experimentos

Ensaio dinâmico de criação de fraturas ácidas são reportados de 1962 até 2007 com características comuns e distintas.

Dois características podem ser consideradas comuns a todos os ensaios: (i) uso do HCl como fluido reativo e (ii) pressão do sistema maior que 6900 kPa (1000 psi) para manter o CO₂ em solução.

As dimensões dos corpos de prova, vazão, tempo e temperatura do ensaio, vazão de filtração são distintas para cada experimento reportado.

A natureza do corpo de prova, de afloramento ou de reservatório de hidrocarboneto, não é crítica para os ensaios e as conclusões são generalizadas, e aceitas, para todos os reservatórios formados por rochas carbonáticas.

¹⁹ Tradução livre: nos experimentos de fechamento, no primeiro carregamento de 3,5 MPa ocorreu grande histerese e, portanto, ciclos de carregamento adicionais de 10 MPa foram realizados para examinar o fechamento com pequena histerese. Em todas as amostras, a curva de fechamento alcançou um estado aproximadamente permanente no sexto ciclo e, em acordo, a curva de tensão normal versus fechamento do sexto ciclo foi considerada representativa.

Um ponto crítico, mencionado em alguns experimentos e desconsiderado em outros, é a influência do desenvolvimento do fluxo ácido afetando o padrão de gravação observado. Um fluxo pouco desenvolvido leva ao maior consumo de rocha na entrada da câmara de reação e/ou a formação de um canal central muito pronunciado (POURNIK *et al*, 2007).

A redução em escala da vazão de tratamento para a vazão de laboratório via números adimensionais é outro ponto que passou a ser observado nos experimentos mais recentes, entretanto um experimento utilizou vazão duas vezes menor do que a requerida pelo seu próprio cálculo (ZOU, 2007).

Outro ponto que tem solução distinta é a ação a dotada nos experimentos em que é permitida a filtração do ácido através do corpo de prova. Após a irrupção do ácido, ou o experimento é encerrado (ZOU, 2007), ou a filtração é impedida, mas o bombeio do ácido é mantido até o final do ensaio (NAVARRETE *et al*, 1998).

A dissertação tem em comum com todos os experimentos reportados:

- a) Uso do HCl a 15% como fluido reativo;
- b) Manutenção da pressão do sistema acima de 6900 kPa (1000 psi);
- c) Uso indistinto de corpos de prova de afloramentos e de rochas carbonáticas portadoras de hidrocarbonetos.

Os experimentos da dissertação diferem em:

- a) Usar vazão igual ou muito próxima da calculada pela redução em escala via número de Reynolds;
- b) Adotar o procedimento de manter o bombeio do ácido na ocorrência de irrupção do ácido com o fechamento da válvula de filtração (NOTA: os quatro primeiros ensaios não adotaram este procedimento);
- c) Garantir que o fluxo de ácido esteja totalmente desenvolvido antes de entrar em contato com o corpo de prova. A célula de reação (não mostrada por razões de sigilo industrial) conta com dois grandes difusores de fluxo, na entrada e na saída, cujo interior foi modelado com auxílio de fluidodinâmica computacional (CFD).

d) A vazão de tratamento em laboratório é reduzida em escala da vazão de um fraturamento ácido real. Salienta-se que para alcançar este feito, a bomba de ácido foi especialmente desenhada e construída para os experimentos.

3 CAPÍTULO 3 – OS EXPERIMENTOS

3.1 Metodologia Experimental

Os ensaios experimentais seguiram a seguinte sequência geral:

- a) Corte, limpeza e secagem dos corpos de prova (CP).
- b) Marcação do nome do CP e das faces A e B em apenas um lado do CP.
- c) Pesagem dos CP e medida das dimensões principais.
- d) Aplicação de resina nos CP.
- e) Marcação dos pontos onde será realizada a medição de RES.
- f) Medição de RES com ensaio de carregamento e descarregamento.
- g) Imagem digital das superfícies A e B dos CP antes do ataque ácido.
- h) Saturação dos CP com solução de KCl 2% e nova pesagem dos CP.
- i) Geração de condutividade ácida com fluxo de HCl a 15% em condições dinâmicas.
- j) Secagem e pesagem dos corpos de prova.
- k) Imagem digital da superfície do CP submetida ao ataque ácido.
- l) Medição de RES depois do ataque ácido (somente em alguns casos).
- m) Extensão da resina com silicone.
- n) Medição da condutividade da fratura ácida com e sem agente de sustentação
- o) Análise dos resultados.

3.2 Corte, limpeza e secagem dos corpos de prova (CP).

Os CP foram obtidos a partir de afloramentos de carbonatos microbiais, geralmente uma pedra, ou a partir de testemunhos²⁰ retirados de poços de petróleo quando atravessavam carbonatos microbiais.

²⁰ Testemunho é um cilindro de rocha com diâmetro de 0,102 m ou 0,127 m (4 ou 5 in) e 18 m de comprimento obtido com uso de equipamento apropriado em uma fase da perfuração de um poço de petróleo

Antes do corte, o corpo de prova de um afloramento bruto tem o aspecto de um bloco de pedra como se vê na Figura 14. Não é conhecida nenhuma orientação, isto é, não se pode afirmar se o bloco estava na posição vertical ou horizontal no seu local de origem.



Figura 14 - aspecto de um bloco de afloramento

Quando provenientes de testemunhos, o corpo de prova bruto pode ser um segmento do testemunho com o diâmetro original (*whole core*), como na Figura 15. Os CP assim obtidos preservam a informação da profundidade e da orientação vertical e as faces que serão submetidas ao ataque ácido poderão estar no mesmo plano de uma fratura vertical.



Figura 15 - aspecto de um testemunho tipo *whole core*

Os CP brutos podem ter a forma de um paralelepípedo com bordas arredondadas obtidos do aproveitamento de um segmento de testemunho cortado no terço do seu diâmetro, prática

usual para análise e descrição petrofísica da rocha, ver Figura 16. Os CP assim obtidos preservam a informação da profundidade e da orientação vertical e as faces que serão submetidas ao ataque ácido compartilham o mesmo plano, como pode ser visto na Figura 17, mas nem sempre este plano é coincidente com o plano de uma fratura vertical que passa pelo poço.



Figura 16 - Aspecto de um CP bruto derivado de um testemunho cortado no terço

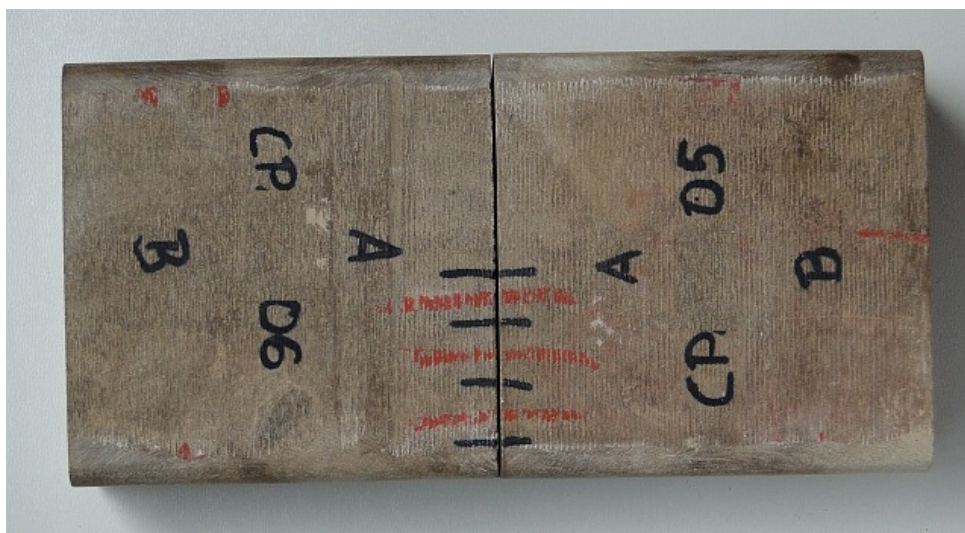


Figura 17 - CP cortado e pronto – as faces A compartilham o mesmo plano

Os testemunhos e/ou os blocos de afloramento são levados a uma marmoraria onde são cortados e reduzidos até as medidas de projeto. O processo de corte dos CP é feito com serra refrigerada a água. Ao final do processo, os CP estão recobertos por uma camada de lama

carbonácea e água suja e que são removidos com lavagem em água corrente. Uma vez limpos, os CP são secos em estufa a 65°C por 12h.

As medidas de projeto de um CP são comprimento da face que será submetida ao ataque ácido L_{lab} de 75,80 mm, altura da face que será submetida ao ataque ácido H_{lab} de 31,00 mm e espessura ou profundidade do CP P_{lab} de 75,00 mm.

3.3 Marcação do nome do CP e das faces A e B em apenas um lado do CP.

No decorrer dos ensaios de verificação da metodologia experimental observou-se a necessidade de preservar a orientação do CP no imageamento digital. A orientação do CP deve ser sempre a mesma. Um procedimento muito simples garantiu o cumprimento deste item. Basta sempre escrever o código identificador em uma única face maior do CP e nesta mesma superfície também indicar com as letras A e B as duas faces que poderão sofrer ataque ácido.

O desenho esquemático da Figura 18 ilustra este ponto mostrando, ainda, a numeração dos pontos utilizados para a medição do RES em cada CP.

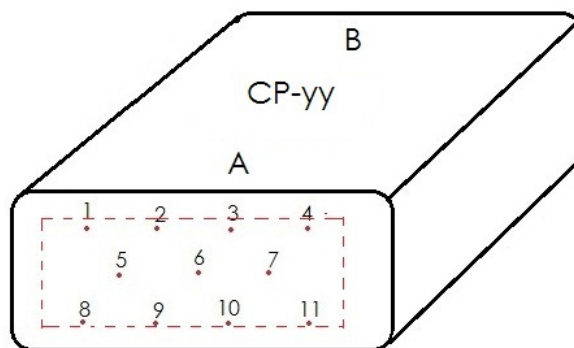


Figura 18 - Desenho esquemático de um CP com marcação em uma única face maior

O código utilizado para identificar os corpos de prova é CP-yy com a seguinte chave:

- CP são as iniciais de corpo de prova;
- yy são dígitos que identificam os corpos de prova.

3.4 Pesagem dos CP e medida das dimensões principais

A Tabela 2 mostra as dimensões médias, a massa e a densidade aparente (bulk) dos CP ensaiados.

Tabela 2 – Dimensões médias, volume, massa e densidade aparente dos CP ensaiados

Código CP	Dimensões (mm)			Volume* (cm ³)	Massa (g)	Dens. Apar. (g/cm ³)
	L _{lab}	H _{lab}	P _{lab}			
CP-01	75,73	31,10	75,97	178,83	421,24	2,36
CP-02	75,70	31,05	76,22	179,15	416,69	2,33
CP-05	75,87	31,00	76,05	178,19	426,60	2,39
CP-06	75,90	31,02	76,03	178,90	424,38	2,37
CP-09	74,25	30,83	75,82	174,15	403,11	2,31
CP-10	75,32	31,10	76,03	178,10	406,17	2,28
CP-11	75,72	30,85	75,65	176,72	401,20	2,27
CP-12	75,75	30,75	75,53	175,94	409,51	2,33
CP-13	74,10	31,10	75,70	174,31	451,22	2,59
CP-14	74,08	31,00	75,20	173,31	441,96	2,55
CP-15	73,98	31,10	75,20	172,87	420,78	2,43
CP-16	74,15	31,00	76,65	176,62	415,56	2,35
CP-17	73,95	31,23	75,45	174,29	402,60	2,31
CP-18	73,83	31,30	75,25	173,88	412,88	2,37
CP-19	74,80	30,40	63,15	142,53	348,48	2,45
CP-20	74,65	30,15	63,10	143,08	356,34	2,49
CP-21	74,58	30,80	62,95	144,18	366,84	2,54
CP-22	74,68	31,25	62,95	147,37	387,76	2,63
CP-23	74,55	30,18	60,50	134,18	328,32	2,45
CP-24	74,63	30,45	61,35	139,12	337,33	2,42
CP-25	74,63	30,45	61,20	131,67	346,20	2,63
CP-26	74,20	30,00	62,20	136,78	334,83	2,45
CP-27	74,18	31,65	75,70	177,15	431,56	2,44
CP-28	74,05	31,28	75,85	175,17	429,07	2,45
CP-29	74,20	31,45	75,55	175,81	457,74	2,60
CP-30	74,15	31,15	75,85	175,75	467,19	2,66
CP-31	74,55	30,18	60,50	134,18	328,32	2,45
CP-32	74,63	30,45	61,35	131,12	337,33	2,42
CP-33	74,88	30,13	66,35	150,78	335,31	2,22
CP-34	74,70	30,45	66,38	150,23	351,62	2,34
CP-35	74,78	30,10	66,23	150,04	349,82	2,33
CP-36	74,93	30,45	66,38	151,38	349,26	2,30
CP-37**	75,62	30,05	76,95	172,01	340,41	1,98
CP-38**	75,62	30,05	76,95	173,02	342,41	1,98
CP-39**	75,05	30,82	76,00	168,37	391,62	2,33
CP-40**	75,05	30,82	76,00	183,22	426,17	2,33
CP-41	74,40	30,45	66,38	148,09	353,34	2,39
CP-42	74,73	30,35	66,10	149,29	360,66	2,24
CP-43	75,75	31,03	76,10	178,85	411,96	2,30
CP-44	74,78	30,35	75,93	173,05	418,97	2,42
CP-47	75,83	31,02	76,02	171,14	414,16	2,42
CP-48	75,15	30,43	76,08	173,91	420,46	2,42
CP-49	74,80	30,25	66,48	151,02	349,09	2,31
CP-50	74,73	30,25	66,10	149,29	360,66	2,42
CP-53	75,00	30,45	66,48	151,92	357,88	2,36
CP-54	74,78	30,88	66,28	152,45	357,00	2,34
CP-55**	73,98	23,78	76,50	163,55	361,45	2,21
CP-56**	73,98	28,60	76,50	161,45	358,43	2,22

*o volume foi calculado usando a média aritmética de H_{lab} da face A e face B

** medidas médias antes de quebrar o CP por tração

Os CP são cortados em uma marmoraria convencional adotando-se cuidados extras para que as medidas de comprimento, altura e largura sejam observadas e mantidas para todos os CP. Observa-se a ocorrência de pequenas flutuações nas medidas finais dos CP, todas aceitáveis.

As medidas de comprimento, altura e largura são necessárias para calcular o volume do CP e junto com a sua massa, estimar a massa específica do CP. Com o fim de uniformizar as medições no CP tomou-se a média de três medições de cada grandeza aferidas no início, meio e fim do CP com paquímetro com leitura em décimos de milímetro mais ou menos 50 centésimos de milímetro. Depois de secos, os CP foram pesados em balança analítica com leitura em centésimos de grama.

3.5 Aplicação de resina nos CP

Uma dissertação de mestrado que depende do desenvolvimento de aparatos experimentais está sujeita a acidentes de percurso. Um destes acidentes deveu-se à necessidade de usar novamente a seção interna da célula de fluxo ácido com o agravante de já existirem CP de testemunhos aptianos cortados nas dimensões internas originais da célula. A necessidade de aproveitamento destes CP levou ao uso da aplicação de resina para aumentar as dimensões do CP para adaptá-lo às novas dimensões internas da célula de fluxo ácido.

O prosseguimento dos ensaios mostrou vantagens na aplicação da resina. A prática mostrou que as dimensões dos CP variam levemente devido às imprecisões no seu corte sendo necessário lixar ou até desbastar levemente o CP com o fim de adequá-lo à célula de fluxo ácido. A aplicação de resina tornou esta tarefa bem menos frequente e bem mais fácil bastando lixar a camada externa da resina para adequar o CP.

Esta observação levou à manutenção das dimensões originais dos CP com a correção dimensional feita pela aplicação da resina.

A resina é do tipo epóxi e inerte à ação do ácido clorídrico e resistente até 200°C.

3.6 Marcação dos pontos onde será realizada a medição de RES.

A medição do RES sempre foi realizada nos mesmos pontos de cada face A e B dos CP com distribuições de 11 ou 8 pontos a depender de uma avaliação acerca da existência ou não de pontos fracos, fraturas naturais, etc. Uma diretriz comum observada para as duas distribuições é

que os pontos escolhidos estejam afastados das bordas e entre si por pelo menos 1 cm. Este sistema de marcação permite comparar diretamente os valores de RES nos pontos correspondentes em cada face quando as faces compartilham o mesmo plano, como por exemplo, as faces A dos CP-05 e CP-06 da Figura 17. A correspondência entre os pontos de cada face é a seguinte: 1:4, 2:3, 3:2, 4:1, 5:7, 6:6, 7:5, 8:11, 9:10, 10:9 e 11:8.

3.7 Medição de RES com carregamento e descarregamento

A medição de RES seguiu o procedimento apresentado por McGlothlin e Huitt (1966) devido à maior facilidade operacional de realização das medições e devido à máxima pressão de carregamento do aparelho ser baixa da ordem de 690 kPa ou 100 psi. O valor de F/d_p^2 foi multiplicado por $4/\pi$ para adequar à definição de RES de Nierode e Kruk (1973).

As medições foram conduzidas no penetrômetro da Figura 19, com uma esfera de aço de diâmetro de 1,5875 mm (0,0625 in) e um pistão de área de 2 cm² (0,3089 in²), cilindro de N₂ e válvula reguladora de pressão capaz de regular a pressão em até 1725 kPa (250 psi) mas limitado à 690 kPa (100 psi) ou 137 N (30 lbf).



Figura 19 - Penetrômetro usado na medição de RES

A cada aplicação de carga F corresponde um deslocamento h que permite o cálculo do diâmetro d_f da área projetada da indentação com a equação (2.45). Conhecendo d_f calcula-se a razão d_f/d_p e a razão F/d_p^2 que deve ser multiplicada por $4/\pi$. Os pares de pontos F/d_p^2 nas abcissas e d_f/d_p nas ordenadas são dispostos em um gráfico semilogarítmico e a melhor reta que

passa por estes pontos é extrapolada até $d_f/d_p = 1$ onde o valor de RES é lido. Note-se que este valor de RES já foi adequado à definição de Nierode e Kruk (1973). A Figura 20 mostra o gráfico construído com 11 medições de RES na Face A do CP-04 e a Figura 21 apresenta 8 medições de RES na face A do CP-29.

Ambas as medições foram conduzidas até o máximo carregamento possível do penetrômetro (690 kPa). Uma observação atenta da Figura 20 revela que o CP-04 é uma rocha com baixa resistência mecânica bastando notar que na maior parte dos pontos a esfera indentadora penetrou um raio ou $d_f/d_p = 1$.

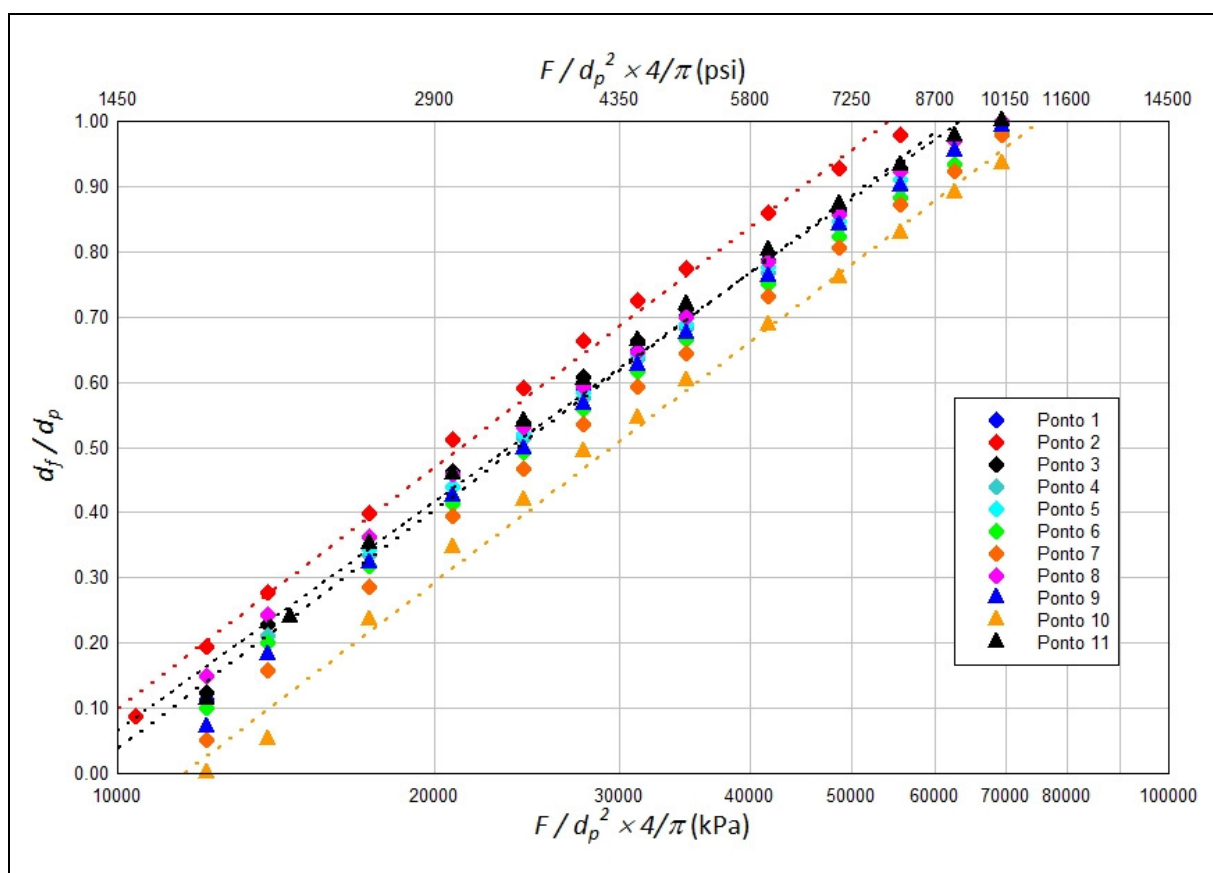


Figura 20 - Medição de RES no CP-04 - Face A

Já na Figura 21, mesmo com a aplicação do máximo carregamento, conseguiu-se penetração da esfera equivalente a $d_f/d_p = 0,5$. Entretanto, as retas ajustadas apresentaram coeficiente de determinação $R^2 > 0,990$ para todos os pontos medidos no CP-04 e CP-29. Este fato confere maior robustez ao método e permite confiar na extrapolção para $d_f/d_p = 1$ mesmo com baixa penetração da esfera.

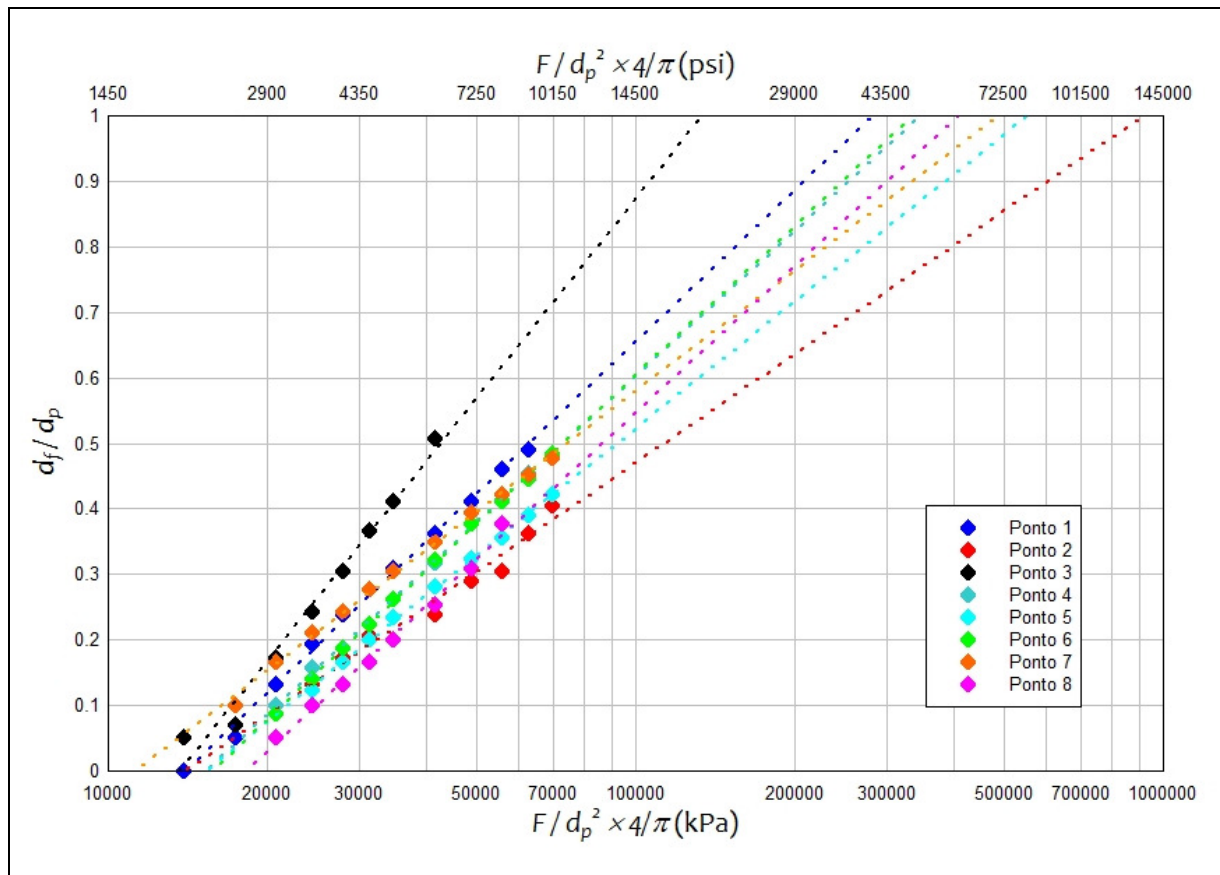


Figura 21 - Medição de RES no CP-29 - Face A

Observa-se que o CP-04 apresenta nas medições de RES um comportamento muito semelhante entre as retas ajustadas com baixo espalhamento entre os pontos medidos. Isto reflete uma maior homogeneidade do corpo de prova. Já o CP-29 apresenta comportamento distinto com um grande espalhamento entre os pontos medidos, retas ajustadas com diferentes inclinações e com valores de RES diferentes em praticamente uma ordem de grandeza e tudo medido em uma área de 24 cm². Tudo sugere que o CP-29 tem maior heterogeneidade do que o CP-04.

Deve ser observado que nos atuais simuladores de fraturamento ácido, a condutividade é calculada com o modelo de Nierode e Kruk (1973) que demanda o uso de um valor único para o RES. Qual será este valor para o CP-29 onde o RES varia em uma ordem de grandeza em uma área tão pequena? Esta questão não foi analisada a fundo pela dissertação, entretanto um critério foi adotado.

Este critério utiliza três passos: (i) verificar a ocorrência de valores atípicos (*outliers*) nas medidas de RES das faces A e B com o método de Grubbs para $p > 0,05$ (GRUBBS, 1969)

utilizando um aplicativo disponível na internet (<http://www.graphpad.com/quickcalcs/Grubbs1.cfm>). Ocorrendo um valor atípico, o mesmo é expurgado do conjunto de valores; (ii) identificar a distribuição que melhor se ajusta ao conjunto de valores de RES e (iii) tomar como valor de RES a média dos valores nesta melhor distribuição com o uso de um aplicativo comercial (TAYLOR, 2011).

Para os CP com comportamento da medição semelhante ao mostrado na Figura 19, os valores medidos de RES não apresentaram valores atípicos e seguiram, majoritariamente, a distribuição normal e o RES foi representado pela média aritmética.

Para os CP com comportamento da medição semelhante ao da Figura 21, os valores de RES apresentaram valores atípicos e não se alinharam, preferencialmente, a alguma distribuição em particular. O aplicativo comercial apontou, entre outras, a ocorrência da distribuição normal, lognormal, Johnson e Pearson²¹.

Os resultados obtidos são apresentados na seção 4.3.

3.8 Imagem digital das superfícies A e B dos CP antes do ataque ácido

3.8.1 Obtenção das imagens digitais

Um passo importante da dissertação é a comparação das imagens das superfícies dos CP antes e depois do ataque com ácido buscando:

- identificar a ocorrência ou não de padrões de dissolução difíceis de discernir a olho nu;
- medir a variação na área superficial de cada CP para calcular a rugosidade;
- estimar o consumo de massa na superfície de cada CP pela variação em volume do CP.

O escâner é um Roland EPX-600 que usa raio laser capaz de mapear a superfície do corpo de prova em intervalos de 0,2 mm x 0,2 mm. O eixo vertical é fixo e a mesa de digitalização rotativa.

²¹ Distribuição Johnson: família de distribuição mais flexível que a distribuição de Pearson (RAMOS, [2011?])

O escâner gera uma nuvem de pontos que descreve a superfície do CP em três dimensões, x, y e z. O eixo x é associado ao comprimento L_{lab} . O eixo y é associado à altura H_{lab} . O eixo z é associado à variação em profundidade P_{lab} .

É assumido que o consumo de massa pelo ácido no CP será preferencialmente na direção z em função das dimensões dos CP, da sua orientação e da direção do fluxo ácido.

A coordenada $(x,y,z)=(0,0,0)$ está associada ao centro da placa circular e rotativa. Em função das características construtivas do escâner não é possível alterar a posição desta coordenada.

Durante as primeiras utilizações do escâner percebeu-se a necessidade de garantir que o CP esteja sempre na mesma posição em x e em y, antes e depois de ser submetido ao ataque ácido. A não observação deste item acarreta a existência de duas coordenadas distintas x e y associadas ao mesmo ponto físico da peça, antes e depois do ataque ácido.

Um suporte fixo na forma da letra U foi construído e instalado na mesa de digitalização. As paredes internas do suporte tem as medidas do corpo de prova resinado. Uma vez que o suporte é fixo com parafusos na mesa rotativa e o CP está fixo preso pelas paredes internas do suporte, o ponto físico da face do CP será representado pela mesma coordenada x e y (ou praticamente as mesmas) e sofrerá variação somente na direção z em função da reação com o ácido. A Figura 22 mostra este suporte fixo na mesa de digitalização e o suporte com um corpo de prova. O gerador do raio laser está localizado à direita do suporte sem o CP.

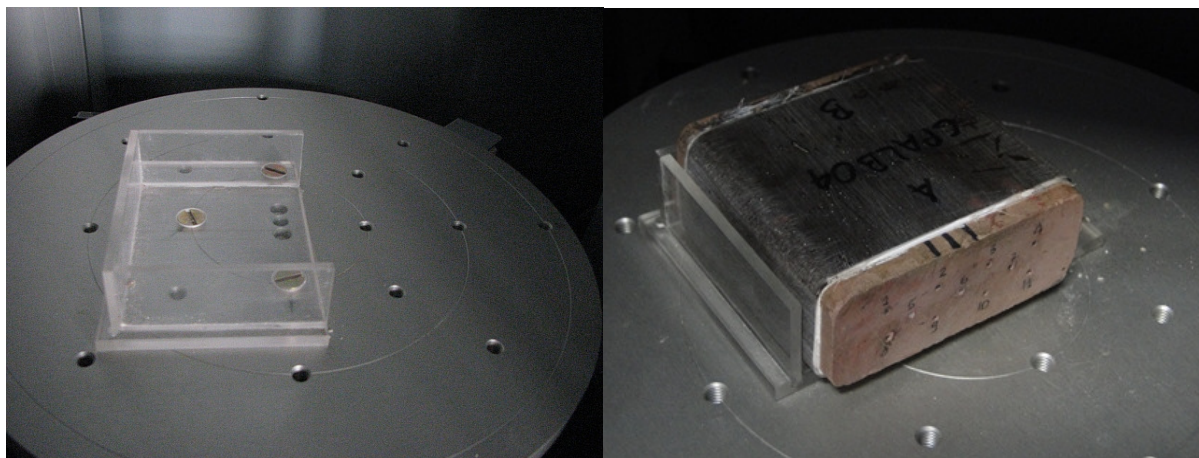


Figura 22 - Suporte vazio e suporte com corpo de prova no escâner

Deve ser notado o fato que esta variação em z esta relacionada à quantidade de material do CP consumido pela reação química (ANTELO *et al*, 2009).

A observação mais atenta da imagem do suporte no escâner sem o CP esclarece como será a distribuição dos pontos (x,y,z) na nuvem de pontos que descreve a superfície do CP. O centro da placa rotativa é o cruzamento de várias aberturas circulares que a atravessam e que podem ser observadas na superfície da mesa digitalizadora. No centro da placa a coordenada será (x,y,z)=(0,0,0).

A direção x é dada pela reta que passa pelas três aberturas circulares alinhadas no centro da placa. X assumirá valores negativos quando se caminha para fora da imagem e assumirá valores positivos quando se caminha para dentro da imagem.

A direção y é a variação em altura e será sempre positiva posto que na superfície da mesa rotativa, y=0.

A direção z é a variação em profundidade e assumirá valores negativos quando se caminha para a direita da imagem e assumirá valores positivos quando se caminha para a esquerda da imagem.

3.8.2 Tratamento das imagens digitais

O escâner gera uma nuvem de ponto, a qual deve ser convertida em uma imagem digital.

Para executar a conversão digital foi usado um programa gráfico comercial (DPLLOT, 2011) com interface amigável e capaz de realizar as três funções mencionadas. Este aplicativo foi certificado pelo uso de um CP virtual.

Criou-se uma nuvem de pontos em uma planilha eletrônica com a variação de x,y,z conhecida. Conhecendo-se a variação de z em x e em y pode-se calcular a área da superfície do CP virtual. A primeira verificação foi feita com z constante e a segunda com z variável.

As coordenadas que definem a área da figura em sentido anti-horário (x, y, z) são: (-52,1, 35,0, 10,0), (16,1, 35,0, 10,0), (16,1, 62,0, 10,0) e (-52,0, 62,0, 10,0). A área superficial deste CP virtual é 1836 mm². Assumindo uma profundidade de 10,0 mm (z=10,0 mm e z=0,0 mm), o volume do CP virtual será de 18360 mm³. A Figura 23 mostra a área e o volume do CP

virtual calculados pelo aplicativo gráfico e os compara com a área e volumes calculados manualmente.

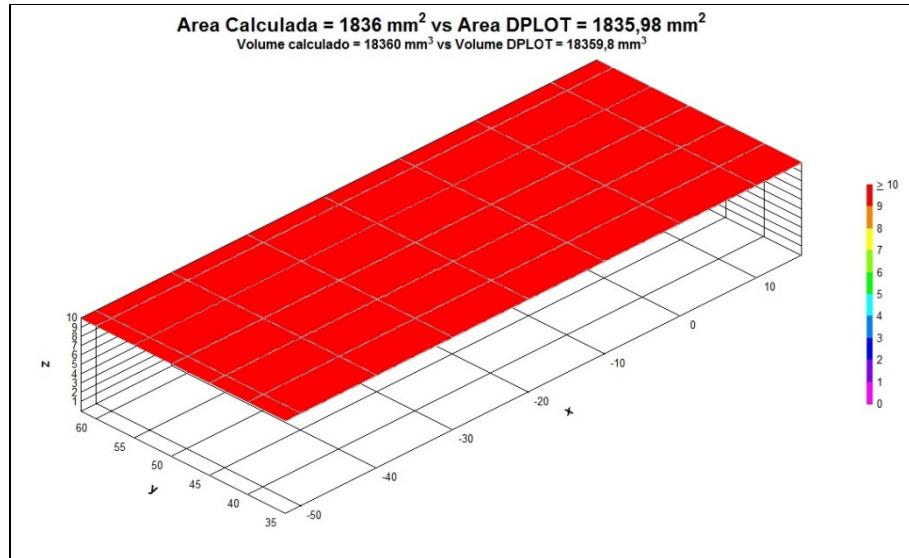


Figura 23 - Comparação da área e volume do CP virtual

O próximo passo consistiu em promover alterações na variável z do CP virtual promovendo variação controlada e mensurável da área e do volume. Isto foi feito dispoendo uma sucessão de canais trapezoidais na superfície do CP virtual original.

A nova superfície passou a ser definida pelas coordenadas (x,y,z) em sentido anti-horário: (-52,0, 35,0, 10,0), (-45,2, 35,0, 10,0), (-44,2, 35,0, 5,0), (-41,0, 35,0, 5,0), (-40,0, 35,0, 10,0), (-35,2, 35,0, 10,0), (-34,2, 35,0, 8,0), (-31,0, 35,0, 8,0), (-30,0, 35,0, 10,0), (-25,2, 35,0, 10,0), (-22,8, 35,0, 4,0), (-22,4, 35,0, 4,0), (-20,0, 35,0, 10,0), (-15,2, 35,0, 10,0), (-15,0, 35,0, 5,0), (-10,2, 35,0, 5,0), (-10,0, 35,0, 10,0), (-0,2, 35,0, 10,0), (1,6, 35,0, 1,0), (3,2, 35,0, 1,0), (5,0, 35,0, 10,0), (16,0, 35,0, 10,0), (16,0, 62,0, 10,0), (5,0, 62,0, 10,0), (3,2, 62,0, 1,0), (1,6, 62,0, 1,0), (-0,2, 62,0, 10,0), (-10,0, 62,0, 10,0), (-10,2, 62,0, 5,0), (-15,0, 62,0, 5,0), (-15,2, 62,0, 10,0), (-20,0, 62,0, 10,0), (-22,4, 62,0, 4,0), (-22,8, 62,0, 4,0), (-25,2, 35,0, 10,0), (-30,0, 62,0, 10,0), (-31,0, 62,0, 8,0), (-34,2, 62,0, 8,0), (-35,2, 62,0, 10,0), (-40,0, 62,0, 10,0), (-41,0, 62,0, 5,0), (-44,2, 62,0, 5,0), (-45,2, 62,0, 10,0) e (-52,0, 62,0, 10,0).

A área superficial deste novo CP virtual será 3001,277 mm² e o volume será 15611,4 mm³, assumindo uma profundidade de 10,0 mm (z=10,0 mm e z=0,0 mm).

A Figura 24 mostra a área e o volume do CP virtual calculados pelo aplicativo gráfico.

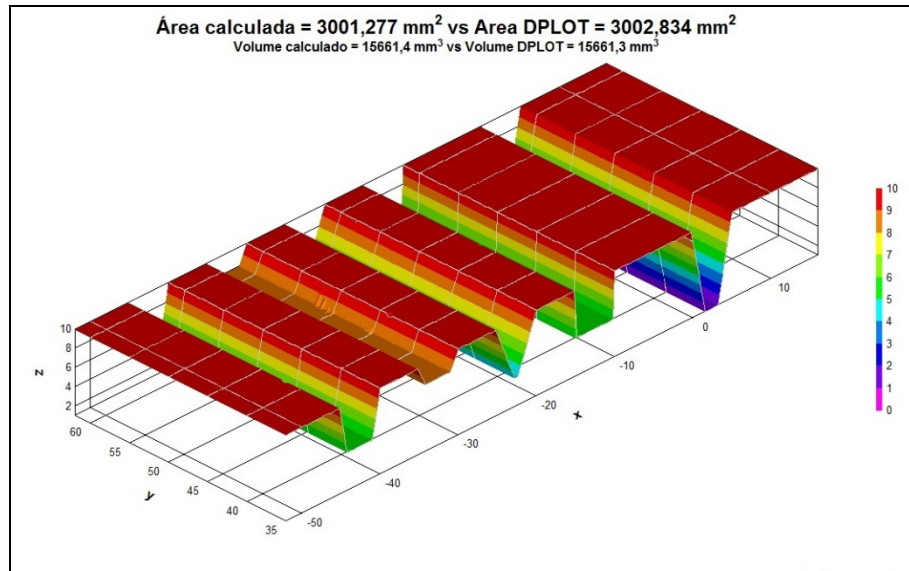


Figura 24 - Comparação da área e volume do novo CP virtual

As diferenças entre as medidas de área e volume são inferiores a 0,1% e, portanto, considera-se o aplicativo gráfico comercial (DPLLOT, 2011) certificado e apto a estimar as variações de área e volume dos CP devido ao ataque ácido.

A variação de área permite calcular a rugosidade linear, r_L (RUFFET, FÉRY E ONAISI, 1997; LU, 2007) como:

$$r_L = \frac{A_{\text{sup}}}{A_{\text{proj}}} = \frac{3001,28}{1836} = 1,635 \quad (3.1)$$

Atribuindo ao CP virtual densidade aparente (*bulk*) de 2,71 g/cm³, a variação da massa será igual ao produto da variação do volume com a densidade aparente:

$$\Delta m = \frac{\Delta V}{1000} \times \rho_b = \frac{(18359,8 - 15661,3)}{1000} \times 2,71 = 7,31 \text{ g} \quad (3.2)$$

A criação das várias imagens digitais mostrou que a medição da área parece ser muito afetada pelo estado das bordas do CP. CP de carbonatos e dolomitos geralmente são rígidos e frágeis e é difícil obter e manter bordas lisas e uniformes no processo de corte. Imperfeições e pequenas quebras aparecem nas bordas e são capturadas no processo de imageamento fornecendo outros valores de máximos e mínimos na direção z que afetam a medida da área superficial.

Com o fim de evitar estas possíveis flutuações na medição da área superficial, optou-se por descartar os pontos x,y,z das bordas. A nuvem de pontos original do imageamento do corpo de

prova é tratada de modo a preservar apenas os pontos em x e y que estejam confinados em um retângulo obtido pela subtração das dimensões x e y em 2 ou 3 mm, grosso modo, a linha vermelha tracejada da Figura 18. Por tentativa e erro chegou-se a um retângulo definido pelas coordenadas em x de $-52,1$ mm até $+17,1$ mm e em y de $+5,0$ mm até $+33,0$ mm e que terá área projetada $A_{proj}=1937,6$ mm². A Figura 25 mostra a imagem retangular de um CP que foi obtida observando-se as coordenadas mencionadas. Percebe-se que a área medida pelo aplicativo gráfico para o CP com estas coordenadas é praticamente igual á área projetada com um erro de 0,032%.

Para o cálculo da rugosidade linear a área projetada foi padronizada em 1937,6 mm² para todos os CP.

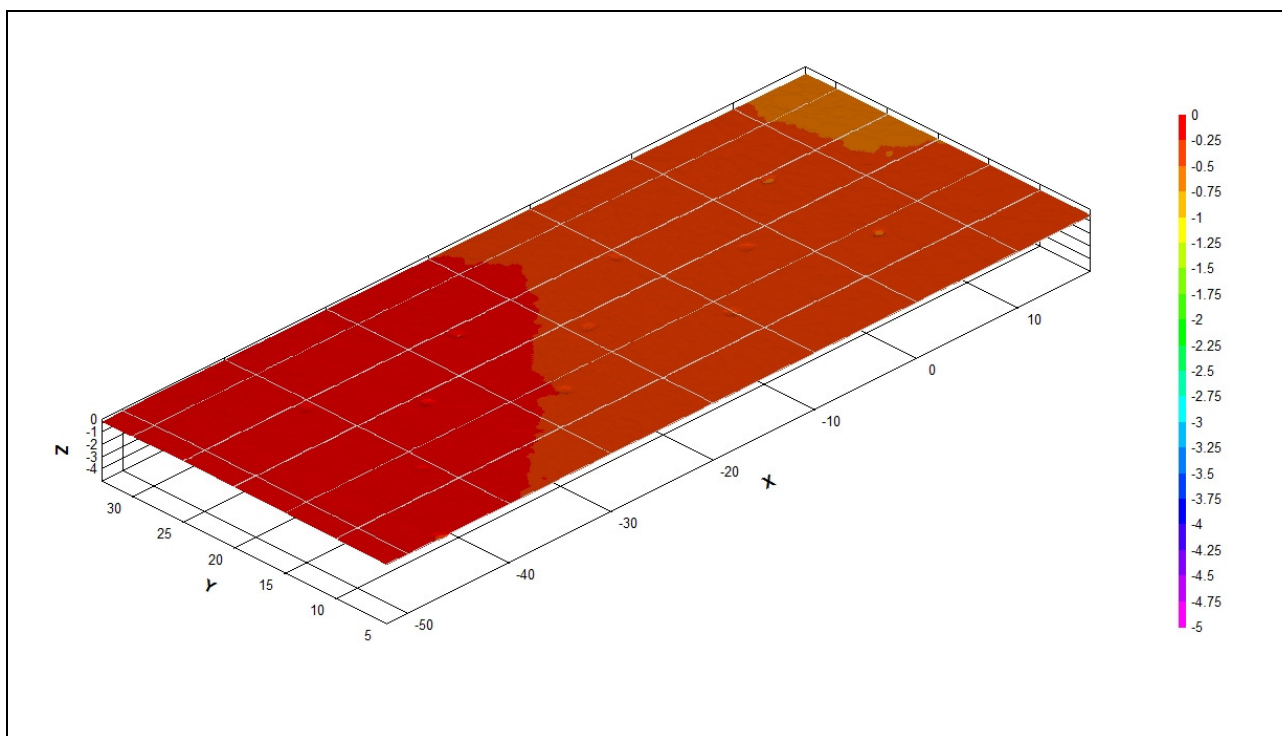


Figura 25 - Forma retangular do CP utilizada para comparar áreas

Já quando se trata da estimativa do consumo da massa em função da variação do volume do CP na imagem digital não se pode prescindir das bordas. Toda a imagem deve ser aproveitada com exceção daqueles pontos em z que sabidamente não pertencem ao domínio reativo, como por exemplo, as imagens da cobertura de resina eventualmente capturadas no CP.

A Figura 26 mostra imagens de um CP tratadas de maneira a calcular a variação do volume.

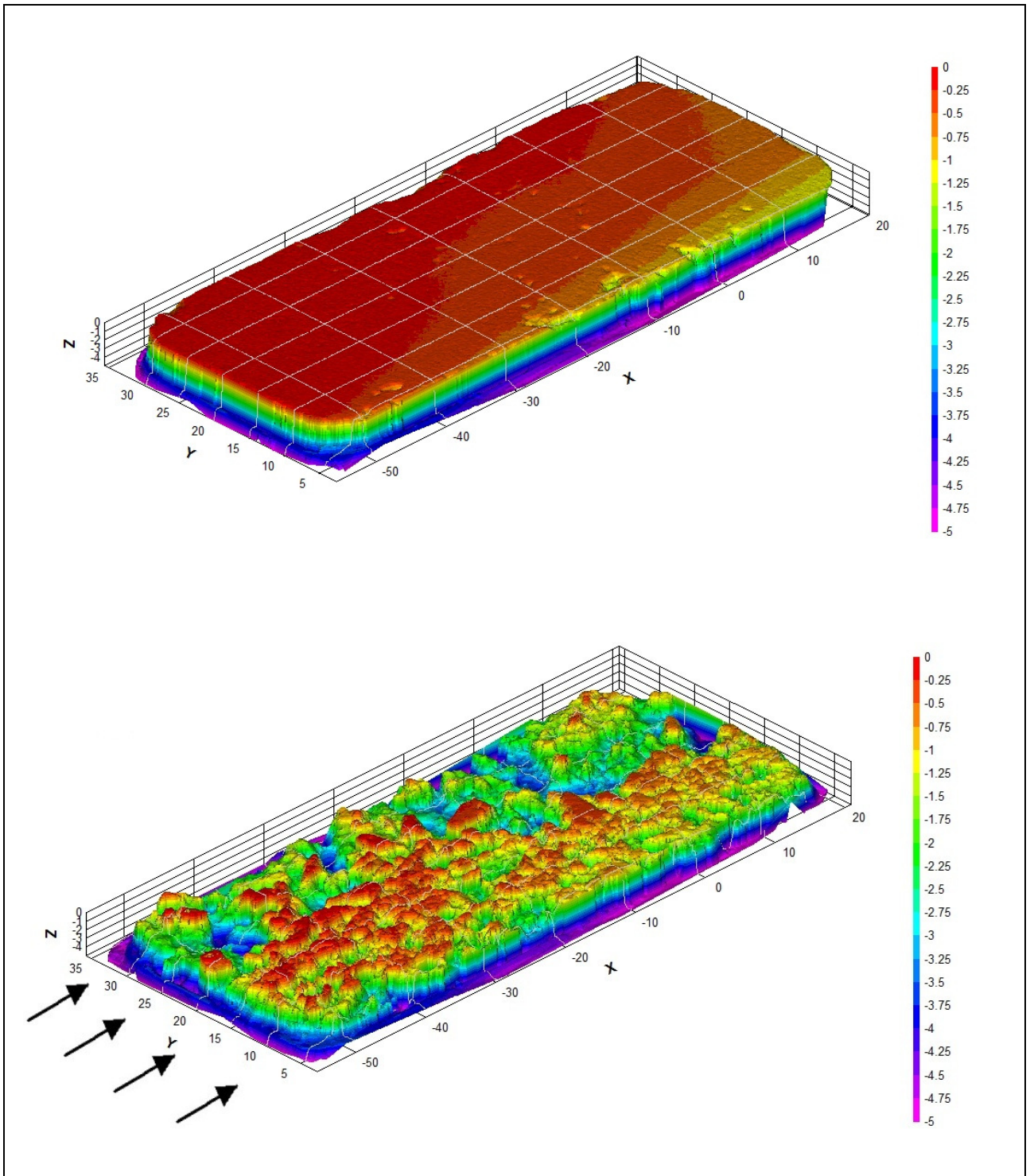


Figura 26 - Imagens dos CP utilizadas para visualização da superfície e medição da variação de volume

Observou-se a ocorrência de grandes variações em z associadas a coordenadas x e y de borda. Estes pontos de borda e com grande variação em z foram descartados da nuvem de pontos

nas imagens antes e depois do ácido. Os pontos restantes, quando comparados, fornecem a variação de volume utilizada para estimar o consumo de rocha na superfície do CP. O ponto de corte é em $z=-5,0$. Toda e qualquer coordenada que apresente valor de $z < -5,0$ é descartada. A experiência mostrou que a imensa maioria dos pontos com $z < -5,0$ estão associados às bordas dos CP. Eventualmente perdem-se alguns pontos no interior do CP sem, contudo, afetar na qualidade das imagens. A escala de cores das imagens é a mesma assim como a escala das medidas. Todas as imagens geradas serão apresentadas observando-se esta escala dos eixos x,y,z e esta escala de cores.

Adotou-se a convenção de sempre mostrar o sentido de fluxo ácido de baixo para cima transversal ao eixo y, como indicado pelas setas. Nas outras imagens de CP após o fluxo ácido não serão mostradas as setas.

A comparação das duas imagens permite perceber qualitativamente como a variação do volume é capturada. Isto é possível se se observar a altura relativa dos CP, ou a variação em relação à escala em z. É possível perceber o consumo de rocha carbonática pelo ácido na superfície do CP, bastando notar a maior exposição das linhas da escala z na imagem digital.

Todas as imagens digitais dos CP antes da reação com o ácido estão no Apêndice II.

3.9 Saturação dos CP com solução de KCl 2% e nova pesagem dos CP.

Os poros dos CP devem estar preenchidos com um fluido para o rápido estabelecimento de um diferencial de pressão que permita controlar a filtração de fluido durante o ensaio com ácido (NAVARRETE, MILLER e GORDON, 1998; ZOU, 2006, POURNIK *et al*, 2007). A saturação prévia dos CP com uma solução de água doce e 2% de KCl em peso permite cumprir esta premissa.

Os CP são mergulhados na solução de KCl e a saturação é acelerada por meio de uma bomba de vácuo. A medida do peso antes e depois da saturação fornece uma estimativa da porosidade do CP.

Alguns CP, especialmente os de numeração mais baixa, apresentavam muito baixa permeabilidade a ponto de a saturação ter de ser realizada na célula de ácido, pela circulação da solução de KCl 2% e pelo estabelecimento de um diferencial de pressão bastante elevado.

3.10 Geração de condutividade ácida com fluxo de HCl a 15% em condições dinâmicas

O experimento pode ser idealizado como se uma seção retangular das duas faces da fratura por onde o ácido está fluindo e reagindo fosse instantaneamente transferida do reservatório para o laboratório. O ácido continua a fluir na mesma velocidade e o ácido concentrado tem de viajar a mesma distância do meio da fratura até a face da rocha carbonática. O ácido continua a filtrar pelas paredes da fratura. A Figura 27 mostra esta idealização. Como apontado por Navarrete, Miller e Gordon (1998) a concentração do ácido no ensaio indica a posição do retângulo na fratura real. Nos experimentos desta dissertação foi usado apenas HCl a 15% (15% v/v ou 4,4 N), concentração usual no campo e, portanto, a simulação representa uma região perto do poço. O HCl foi aditivado com inibidor de corrosão, preventor de emulsão e agente anti-espumante.

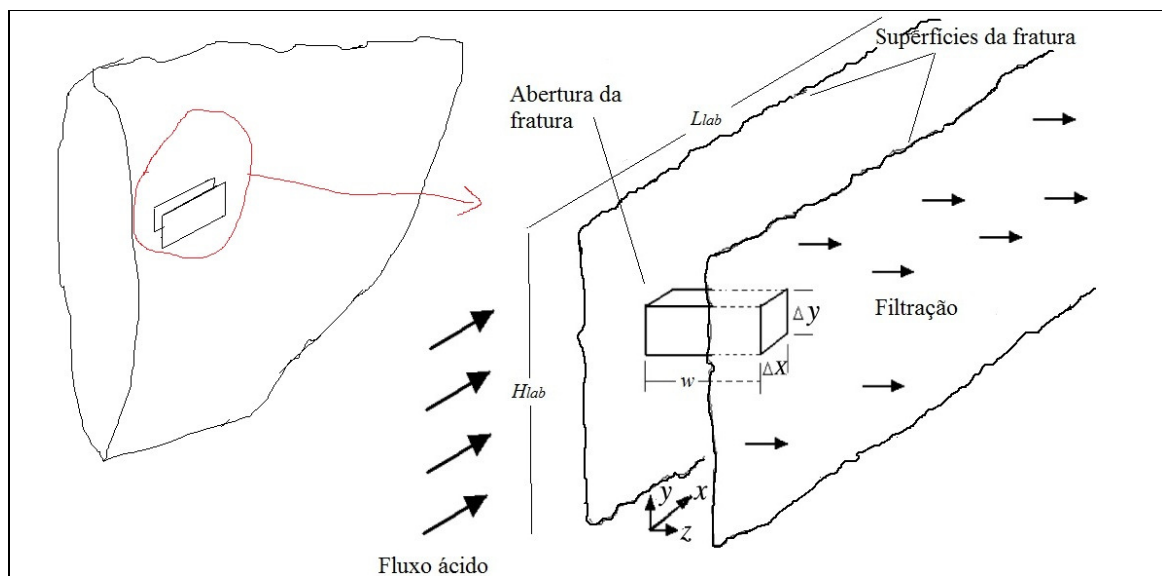


Figura 27 - Idealização do experimento de fluxo ácido

Fraturamentos hidráulicos e ácidos são caracterizados pelo uso de elevadas vazões de tratamento da ordem de $3,18 \text{ m}^3/\text{min}$ (ou 20 bpm - barris por minuto – em unidades usuais no campo) a $6,36 \text{ m}^3/\text{min}$ (ou 40 bpm) ou mais. Evidentemente estas vazões são impraticáveis no laboratório. Entretanto, há a necessidade de se manter a correta escala entre a vazão de campo e a vazão de laboratório. Para tanto, como em Zou (2006) e Pournik (2009) foi utilizado o número de Reynolds (Re), um adimensional que mede a relação entre as forças inerciais e viscosas de um escoamento e cuja definição geral é:

$$\text{Re} = \frac{\rho V_c L_c}{\mu} \quad (3.3)$$

Onde ρ é a massa específica, V_c é a velocidade característica, L_c é a dimensão característica e μ é a viscosidade absoluta.

Tanto o fluxo em uma fratura como a reprodução deste fluxo em escala de laboratório são mais bem representados pelo número de Reynolds para escoamento interno hidrodinamicamente desenvolvido onde não mais existem variações na direção do escoamento e a pressão varia linearmente ao longo do escoamento. A velocidade característica V_c passa a ser a velocidade média do escoamento u_m e a dimensão característica passa a ser o diâmetro hidráulico D_h , assim definidos (FOX, McDONALD, PRITCHARD, 2007):

$$u_m = \frac{Q}{A_t} = \frac{1}{A_t} \int u \, dA \quad (3.4)$$

$$D_h = \frac{4A_t}{P_m} \quad (3.5)$$

Onde o número 4 é usado por conveniência e, A_t = área transversal à direção do escoamento, P_m = perímetro molhado. O número de Reynolds passa a ser:

$$\text{Re} = \frac{\rho u_m D_h}{\mu} \quad (3.6)$$

Uma fratura hidráulica é caracterizada pela altura H ser muito maior que a abertura w da área transversal à direção do fluxo e, portanto, tratada como placas planas infinitas. Neste caso, o diâmetro hidráulico é definido apenas pela abertura da fratura:

$$D_h = 2w \quad (3.7)$$

E o número de Reynolds para placas planas infinitas:

$$\text{Re} = \frac{2\rho u_m w}{\mu} \quad (3.8)$$

Dividindo u_m pela área transversal ao fluxo, A_{frat} , podemos expressar Re em termos da vazão de tratamento na superfície q_{frat} , que tem dimensão $[L^3/T]$, e lembrando que ela deve ser dividida por 2 para representar a vazão em uma única asa de fratura, então:

$$Re = \frac{2\rho q_{frat} w}{2\mu A_{frat}} = \frac{\rho q_{frat} w}{\mu H_{frat} w} = \frac{\rho q_{frat}}{\mu H_{frat}} \quad (3.9)$$

No laboratório, a altura do corpo de prova de 31 mm (0,0031 m) equivale a altura da fratura. Na célula de fluxo ácido as faces dos corpos de prova que representam a fratura estarão afastadas por 2,5 mm (0,00025 m) entre si para simular a abertura da fratura. A relação entre a altura do corpo de prova e a abertura de 2,5 mm é 12,5, o que não é suficiente para caracterizar o sistema como placas planas infinitas e o número de Re não pode ser calculado pela equação (3.8).

Como a largura é apenas uma ordem de grandeza menor do que a altura, o diâmetro hidráulico é calculado pela relação:

$$D_h = \frac{4H_{lab} w_{lab}}{2(H_{lab} + w_{lab})} = \frac{2H_{lab} w_{lab}}{H_{lab} + w_{lab}} \quad (3.10)$$

O índice *lab* denota valores de laboratório e, H_{lab} = altura do corpo de prova, 31 mm e w_{lab} = abertura da fratura nas condições de laboratório, 2,5 mm.

Após alguma manipulação algébrica, o número de Reynolds expresso em termos da vazão de laboratório q_{lab} será:

$$Re = \frac{2\rho q_{lab}}{\mu(H_{lab} + w_{lab})} \quad (3.11)$$

A redução em escala é feita igualando o número de Reynolds de laboratório com o Reynolds de campo:

$$\frac{2\rho q_{lab}}{\mu(H_{lab} + w_{lab})} = \frac{\rho q_{frat}}{\mu H_{frat}} \quad (3.12)$$

As massas específicas e viscosidades podem ser simplificadas uma vez que o fluido do laboratório é o mesmo usado no tratamento real. A relação final entre vazão de laboratório (l/min) e vazão de campo (barris por minuto) e com os fatores de conversão adequados é expressa por:

$$q_{lab} = \frac{159 q_{frat} (H_{lab} + w_{lab})}{2H_{frat}} \quad (3.13)$$

Assumindo que um fraturamento ácido em um carbonato da seção pré-sal será conduzido em vazão de $q_{frat}=40$ bpm e que a altura média da fratura será $H_{frat}=80$ m (AZEVEDO *et al*, 2010), a vazão de laboratório necessária para reproduzir em escala este fraturamento será:

$$q_{lab} = \frac{159 q_{frat} (H_{lab} + w_{lab})}{2H_{frat}} = \frac{159 \times 40 (0,031 + 0,0025)}{2 \times 80} = 1,33 \text{ l/min} \quad (3.14)$$

O tempo de fluxo no ensaio foi estabelecido em 30 min para todos os ensaios uma vez que não é objetivo da dissertação avaliar o efeito do tempo de contato do ácido na condutividade de fraturas ácidas.

Por razões de confidencialidade e patente não serão fornecidos detalhes construtivos da célula de fluxo ácido e da célula de condutividade.

3.11 Secagem e pesagem dos corpos de prova

Após serem removidos da célula de fluxo ácido, os CP eram secos em estufa por pelo menos 12 h em temperatura de 65°C.

Depois de secos, os corpos de prova eram novamente pesados.

Em algumas ocasiões observou-se uma pequena variação de massa que poderia sugerir um pequeno consumo de rocha pelo ácido. Já quando se observava a variação de volume nas imagens digitais antes e depois da passagem do ácido (Figura 26) havia uma maior alteração no volume do CP do que o explicado pela variação de massa. A melhor explicação para o fato é associar isto a má saturação do CP. CP de baixa permeabilidade não são facilmente saturados mesmo com saturação forçada à vácuo. Já quando o CP era submetido a um elevado diferencial de pressão na tentativa de se obter filtração, este processo terminava por completar a saturação do CP com o consequente mascaramento do consumo de rocha pelo ácido devido ao aumento da quantidade de líquido nos poros do CP, ou seja, aumento da massa.

3.12 Imagem digital da superfície do CP submetida ao ataque ácido

Esta etapa é uma repetição do item 3.8 com um detalhe a mais. É necessário preservar a informação do sentido do fluxo ácido na superfície do corpo de prova. A maneira encontrada para preservar esta informação é pela marcação dos dígitos 0 (zero) e 1 (um) no início e no fim nas superfícies dos dois CP que serão atacados pelo ácido. Ainda foi necessário padronizar a colocação do CP na célula de fluxo ácido e a montagem desta de tal maneira que o fluxo ácido sempre se dê no sentido de 0 para 1. A Figura 28 mostra dois CP na célula de fluxo ácido sendo visível as marcações dos dígitos 0 e 1 na superfície dos CP.

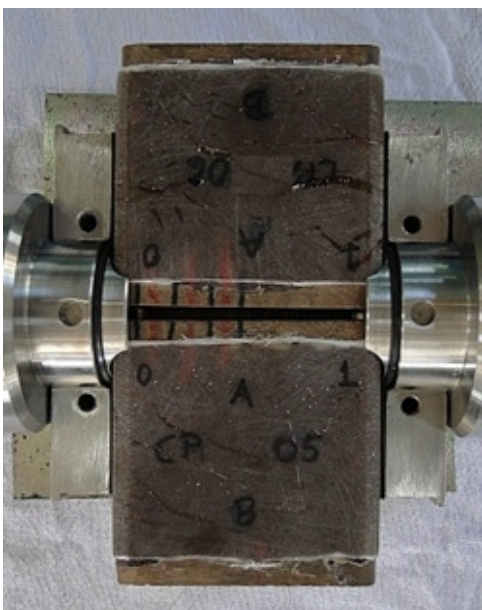


Figura 28 - CP na célula de fluxo ácido. O sentido de fluxo é de 0 para 1

Uma vez colocado no escâner e no suporte fica fácil identificar o sentido de fluxo e associar esta informação com o eixo x. No exemplo acima, o CP-05 será colocado com a face com as inscrições para cima. Já foi mostrado que o eixo x varia na nuvem de pontos gerada pelo escâner de um valor negativo para um valor positivo. Nesta face deste CP o sentido de fluxo ácido é decrescente no eixo x iniciando no máximo valor x e finalizando no mínimo valor de x. Na face do CP-06 o sentido de fluxo ácido é inverso, isto é, crescente em x, iniciando no mínimo valor de z e finalizando no máximo valor de x.

Metade das imagens digitais apresentadas não mostra uma das laterais menores. Ao invés, mostra um corte súbito na imagem. Isto é um efeito do escâner. O raio laser incide sobre a superfície em ângulo resultando em uma área não coberta apenas em uma das laterais menores do CP.

Todas as imagens dos CP depois a reação com o ácido estão no Apêndice II.

3.13 Medição de RES depois do ataque ácido

O ensaio de medição de RES depois do ataque ácido constituiu um ensaio a parte. Esta escolha deveu-se ao receio de danificar a superfície dos corpos de prova e mascarar o ensaio de condutividade.

O ensaio utilizou reação do HCl a 15% em condições estáticas em superfícies de CP (ABASS *et al*, 2006).

O valor do RES foi medido nos mesmos pontos antes e depois da reação com o HCl.

3.14 Extensão de resina com silicone

Ao se olhar atentamente a região central da Figura 28 observa-se que existe uma extensão lateral dos CP não coberta pela resina. Antes de ser colocado na célula de condutividade este espaço lateral deve ser eliminado. A razão é simples. Dentro da célula de condutividade a diferença de altura entre a parede do CP e a resina cria um canal preferencial para o fluxo de fluido. Na medição da condutividade, o fluido percorrerá este canal ao invés de percorrer a fratura ou percorrerá tanto a fratura como este canal sugerindo que existe uma grande facilidade de fluxo e, portanto, grande condutividade.

Este canal lateral não pode interferir na aferição da condutividade de fratura ácida.

O canal é eliminado pela aplicação de uma camada de cola de silicone que depois de curada estende a parede de resina até a extremidade do corpo de prova e elimina os espaços vazios que poderiam criar caminhos preferenciais ao fluxo.

3.15 Medição da condutividade da fratura ácida COM e SEM agente de sustentação

O ensaio de medição da condutividade de fratura ácida é uma adaptação do ensaio definido pelo padrão API RP 61, *Recommended Practices for Evaluating Short Term Proppant Pack Conductivity* (API RP 61, 2000).

O API RP 61 descreve o ensaio: “[...] uma tensão de confinamento é aplicada na unidade de teste por tempo suficiente para que o leito de agente de sustentação alcance o regime semipermanente. Fluido de teste é forçado através do leito de agente de sustentação. A abertura do pacote de agente de sustentação, pressão diferencial e vazões são medidas a cada tensão aplicada enquanto que o fluido é forçado através do pacote de agente de sustentação. A permeabilidade e condutividade do pacote de agente de sustentação são calculadas. Três diferentes vazões são usadas para cada tensão aplicada. Nas vazões estipuladas no ensaio e em temperatura ambiente não são esperados efeitos devido ao fluxo não-darcyano ou inerciais. Após completar as três vazões previstas para uma determinada tensão de confinamento, esta tensão é incrementada para um novo valor; após tempo suficiente para que o pacote de agente de sustentação alcance o regime semipermanente, as três vazões são usadas para determinar a condutividade neste nível de tensão. O procedimento é repetido até que tenham sido avaliadas todas as tensões e vazões previstas”.

Pode-se depreender que se trata de um ensaio padronizado onde as vazões q empregadas garantem fluxo no regime darcyano, a viscosidade μ do fluido de teste não varia durante o tempo de duração do ensaio, a distância L é constante entre os sensores de pressão que medem a diferença de pressão Δp , a altura H_{lab} da área transversal ao fluxo é fixa. A partir de uma abertura inicial conhecida, a variação da abertura w da área transversal ao fluxo em função da tensão aplicada é medida por dois sensores do tipo LVDT (*linear variable differential transformers*). Aplicando a equação de Darcy (equação 2.4) para fluxo horizontal para calcular a variação da condutividade e/ou a permeabilidade k também em função da tensão aplicada:

$$q = H_{lab} w \frac{k_f \Delta p}{\mu L} \quad (3.15)$$

Rearranjando para condutividade, tem-se que:

$$k_f w = \frac{\mu q L}{H_{lab} \Delta p} \quad (3.16)$$

No lado direito da equação (3.16) todos os termos ou tem valor fixo ou são medidos no ensaio. A condutividade da fratura, sustentada ou ácida, pode ser calculada diretamente.

O ensaio seguiu a sequência de tensões, vazão e tempo de ensaio mostrado na Tabela 3, usando como fluido água destilada a 20°C com $\mu=1,0$ cP. Foi assumido um valor médio para a altura H_{lab} de 3,06 cm (ver Tabela 2) e a distância L entre os sensores de pressão é 5,99 cm.

Tabela 3 - Tensão, vazão e tempo usados nos ensaios de determinação da condutividade

Tensão kPa*	Tensão psi	Vazão (cm ³ /min)	Tempo (min)
6900	1000	10, 15 e 20	30
10350	1500	10, 15 e 20	30
13800	2000	10, 15 e 20	30
17250	2500	10, 15 e 20	30
20700	3000	10, 15 e 20	30
24150	3500	10, 15 e 20	30
27600	4000	10, 15 e 20	30
31050	4500	10, 15 e 20	30
34500	5000	10, 15 e 20	30
37950	5500	10, 15 e 20	30
41400	6000	10, 15 e 20	30
48300	7000	10, 15 e 20	30
55200	8000	10, 15 e 20	30
62100	9000	10, 15 e 20	30
69000	10000	10, 15 e 20	30

*valores arredondados

Os resultados são apresentados em um gráfico que relaciona condutividade com a tensão de confinamento efetiva, como o gráfico da Figura 29. Um fraturamento ácido bem sucedido cria uma elevada condutividade inicial em uma rocha resistente que apresentará um lento declínio da condutividade.

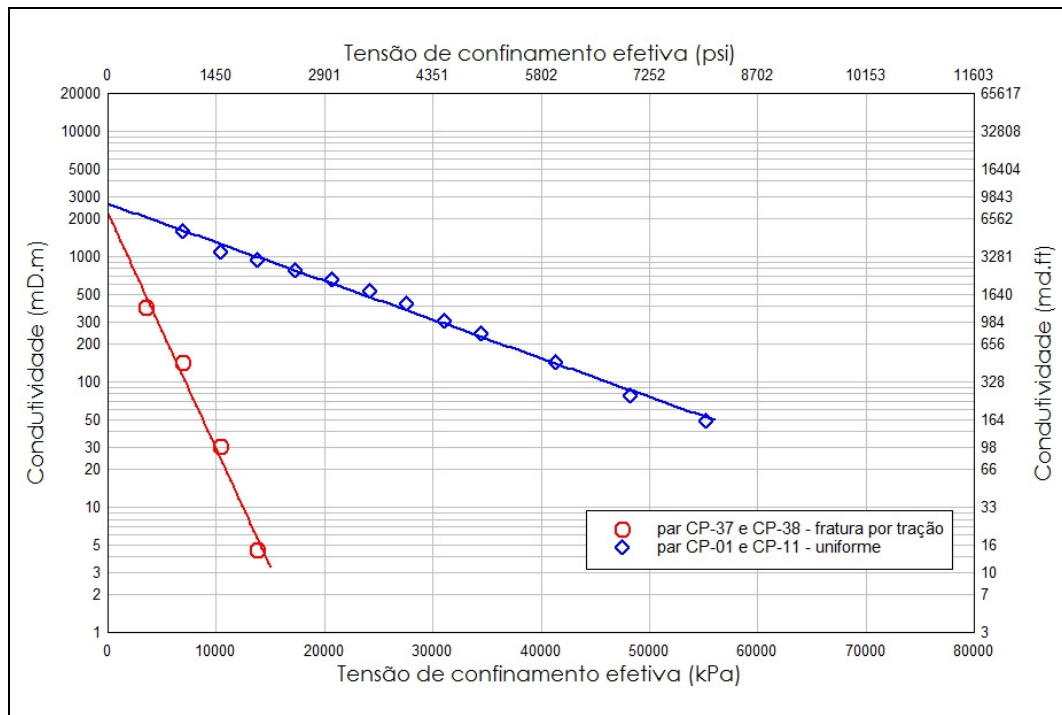


Figura 29 - Variação da condutividade de fratura ácida com a tensão de confinamento efetiva

4 CAPÍTULO 4 – DISCUSSÃO E ANÁLISE

4.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados experimentais e apresentado um critério objetivo para decidir pela aplicação do fraturamento ácido. Todos os resultados dos ensaios são analisados à maneira de Nierode e Kruk (1973). Algumas das curvas de condutividade apresentaram mais de uma inclinação. Estas foram também analisadas com base no modelo de Jones (1975) e Walsh (1981).

4.2 Definição do envelope de fraturamento, carbonatos rasos e profundos

4.2.1 Necessidade do envelope de fraturamento, carbonatos rasos e profundos

A revisão da bibliografia mostrou que não existe critério objetivo para definir pela aplicação ou não do fraturamento ácido. A dissertação propõe um critério simples e objetivo e que pode ser adaptado para qualquer poço ou campo.

Para extrair a informação se um fraturamento ácido pode ou não ser bem sucedido nos poços representados pelos CP, é necessário definir pelo menos três limites. A área definida por estes três limites é chamada de envelope de fraturamento. A fratura ácida deve prover uma condutividade mínima para que o poço alcance a produtividade esperada. A fratura ácida deve apresentar certa resistência para permanecer aberta quando o poço é colocado em produção. Uma estimativa indireta desta resistência é fornecida pela análise do valor mínimo e máximo esperado para a tensão de confinamento efetiva que age sobre as irregularidades e atua para fechar a fratura ácida.

O critério tem um apelo visual, isto é, basta observar se a curva de condutividade versus a tensão de confinamento efetiva alcança e cruza o envelope de fraturamento.

Os CP ensaiados provêm de afloramentos, reservatórios carbonáticos rasos e reservatórios carbonáticos profundos. A análise conduzida na dissertação assume valores de pressão de fechamento e pressão de poros, disponíveis na literatura, para estimar a tensão de confinamento efetiva mínima e máxima aplicadas em carbonatos rasos e carbonatos profundos. Para fins de análise de condutividade de fratura ácida, carbonatos rasos são considerados como estando na

profundidade vertical de 2405 m (NEUMANN *et al*, 2010) e carbonatos profundos estão na profundidade de 5000 m (CARMINATTI *et al*, 2009). Observe-se que ambos os valores estão além do limite de 2032 m citado pela literatura (DANESHY *et al*, 1998). Não foi feita distinção entre os CP. Todos os pares ensaiados foram analisados como se fossem carbonatos rasos e como se fossem carbonatos profundos.

4.2.2 Tensão de confinamento efetiva mínima

Difícilmente um poço que foi estimulado por fraturamento ácido é colocado em produção imediatamente após o tratamento. O poço permanece fechado por algum período de tempo, dias, meses ou até anos. A pressão no interior da fratura e nos espaços vazios entre as irregularidades iguala a pressão de poros da formação. Esta condição é a base para definir o primeiro limite que a fratura ácida deve superar. Este primeiro limite é chamado de tensão de confinamento efetiva mínima, σ_{efmin} , e é definido como a diferença entre a pressão de fechamento, P_c , e a pressão de poros, P_p , ou $\sigma_{efmin} = P_c - P_p$.

Este primeiro limite definidor do envelope de fraturamento ácido tem caráter obrigatório. A curva da variação da condutividade com a tensão efetiva deve alcançar este limite mínimo para que seja considerada a aplicação do fraturamento ácido na formação representada pelo par de CP.

4.2.3 Tensão de confinamento efetiva máxima

Para um poço produzir petróleo (ou gás) ou injetar água é necessário estabelecer uma diferença de pressão (*drawdown*) entre o interior do poço e a formação. Para que o sentido de fluxo seja do reservatório para o poço, a pressão no interior do poço deve ser menor que a pressão de poros da formação. Com o poço produzindo, a pressão no fundo do poço é chamada de pressão de fluxo no fundo, P_{ff} , uma variável que é controlada pelo operador do poço. Maior diferença de pressão, maior produção e maior é o esforço suportado pelas irregularidades da fratura ácida. Os critérios para estabelecer a mínima P_{ff} , ou o máximo *drawdown*, variam bastante entre os operadores e é difícil encontrar uma regra única.

Uma regra geral, não escrita e aplicada quando não se dispõe de informações qualificadas, é considerar que a pressão de fluxo no fundo será igual à metade da pressão de poros.

Na análise que segue, assume-se esta regra e a mínima pressão de fluxo no fundo é fixa e igual a 50% da pressão de poros ou $P_{ff}=0,50 \times P_p$. É um valor padrão, adequado para a discussão generalista da dissertação.

Uma simplificação usual na análise do desempenho de fraturas ácidas ou sustentadas é considerar que a pressão no interior da fratura é igual à P_{ff} . Esta condição é a base para definir o segundo limite de análise da fratura ácida. Este limite, todavia, não tem caráter impeditivo, isto é, a fratura ácida não precisa superá-lo para que sua aplicação seja considerada. De fato, raramente a curva da variação da condutividade da fratura ácida alcançará ou superará o limite definido pela maior tensão que se espera atuar sobre a fratura ácida. Esta tensão, a tensão de confinamento efetiva máxima, σ_{efmax} , é definida como a diferença entre a pressão de fechamento e a mínima pressão de fluxo no fundo, $\sigma_{efmax} = P_c - P_{ff} = P_c - 0,50 P_p$.

Um critério bem mais conservador poderia ser ainda adotado. Em tese, se fosse possível fazer com que a pressão de fluxo no fundo tendesse ao valor da pressão atmosférica, a tensão de confinamento efetiva máxima tenderia ao valor da pressão de fechamento da fratura. Teoricamente, este seria o máximo esforço que poderia ser aplicado sobre uma fratura ácida.

4.2.4 Condutividade mínima e máxima da fratura ácida

Tanto para carbonatos rasos, como para carbonatos profundos, o terceiro limite é a condutividade mínima necessária para tornar um fraturamento ácido viável. Ela foi estabelecida em 300 mD-m (984 mD-ft) com auxílio de um simulador de produção analítico monofásico (MEYER, 2011). Após dez anos de produção, um poço com uma fratura de 300 mD-m de condutividade terá uma produção acumulada 60% maior que um poço não fraturado, mantidas iguais as outras propriedades.

Estes limites de condutividade mínima e de tensão efetiva mínima e máxima definem o envelope de fraturamento ácido. Não há limite superior para a condutividade, quanto maior a condutividade, melhor. Nas análises de caso para carbonatos rasos e carbonatos profundos, este envelope está em cor amarela para melhor visualização. As curvas de variação da condutividade com a tensão efetiva devem alcançar esta área para que o poço representado por aquele par de CP seja considerado candidato ao fraturamento ácido.

4.3 Ensaios de fluxo ácido, imagem e medição de RES

A Tabela 4 apresenta alguns dados relevantes coletados nos ensaios.

Tabela 4 – Propriedades relevantes coletadas nos ensaios

Corpo de prova	Pesagem (g)	Imagem (g)	r _L	Filtração (S/N)	Irrupção de Ácido (S/N)	Valor médio RES (kPa)	RES distribuição
CP-01	0,23	5,21	1,004	S	N	224040	normal
CP-02	0,90	4,94	1,005	S	N	197185	normal
CP-05	1,26	2,62	1,005	N	N	228205	Menor valor
CP-06	0,82	2,39	1,005	N	N	264220	Normal
CP-09	3,16	3,17	1,023	N	N	149720	Normal
CP-10	3,18	3,31	1,047	N	N	149930	Normal
CP-11	3,07	2,98	1,012	N	N	114950	Normal
CP-12	2,35	3,50	1,023	N	N	146170	Normal
CP-13*	8,21	4,17	1,081	S	S	497680	Normal
CP-14*	5,72	2,11	1,226	S	S	312170	Log normal
CP-15*	18,60	11,94	1,346	S	S	427620	Normal
CP-16*	23,73	10,33	1,313	S	S	276740	Normal
CP-17*	6,58	7,40	1,167	S	S	123250	Normal
CP-18*	9,19	7,33	1,194	S	S	118830	Normal
CP-19*	10,72	2,19	1,661	S	S	252585	Pearson
CP-20*	13,52	2,39	1,413	S	S	545690	Normal
CP-21	16,59	5,74	1,672	S	S	681000	Normal
CP-22	7,20	2,68	1,503	S	S	2068200	Normal
CP-23	21,74	4,34	1,101	S	S	507190	Normal
CP-24	12,70	6,66	1,570	S	S	801560	Normal
CP-25	12,76	8,05	1,907	S	S	517050	Log normal
CP-26	18,05	4,82	1,773	S	S	508790	Normal
CP-27	5,22	1,96	1,271	S	S	499820	Johnson
CP-28	6,83	2,38	1,206	S	S	319020	Log normal
CP-29	...	2,35	1,082	S	S	759190	Normal
CP-30	...	2,61	1,119	S	S	633230	Johnson
CP-31	9,22	2,66	1,056	S	S	305410	Log normal
CP-32	11,80	3,13	1,056	S	S	781990	Menor valor
CP-33	6,87	1,49	1,017	S	N	142460	Normal
CP-34	5,26	3,46	1,045	S	N	294245	Normal
CP-35	15,92	3,21	1,124	S	S	197840	Maior valor
CP-36	13,52	3,38	1,086	S	S	196080	Normal
CP-37	5,49	1,87	1,047	S	S	55520	Normal
CP-38	7,96	0,76	1,110	S	S	57240	Normal
CP-39	9,83	9,55	1,221	N	N	285320	Normal
CP-40	8,42	6,44	1,143	N	N	270510	Normal
CP-41	15,92	2,65	1,063	S	S	520880	Normal
CP-42	13,52	2,02	1,049	S	S	425755	Normal
CP-43	6,13	4,16	1,012	S	N	152080	Normal
CP-44	2,16	7,92	1,090	S	N	198270	Normal
CP-47	7,08	3,29	1,065	N	S	155030	Normal
CP-48	0,64	4,99	1,070	N	S	191310	Normal
CP-49	7,06	4,86	1,072	S	S	216800	Normal
CP-50	6,65	4,81	1,140	S	S	597200	Normal
CP-53	6,77	1,67	1,060	S	S	287540	Normal
CP-54	9,45	4,57	1,091	S	S	296230	Normal
CP-55	2,98	10,12	1,505	S	S	101670	Normal
CP-56	8,51	9,36	1,537	S	S	101670	Normal

*Ensaios com menos de 30 min

... Dado não disponível

A perda de massa no corpo de prova devido à reação do ácido é discriminada em duas: perda de massa em todo o corpo de prova (coluna pesagem) e a perda de massa apenas na superfície do corpo de prova calculada pela variação de volume na imagem digital (coluna imagem). São ainda fornecidas informações sobre a ocorrência ou não de filtração, de irrupção de ácido, além de apresentar o valor médio do RES de cada corpo de prova para a distribuição que melhor descreve o conjunto dos pontos medidos.

4.4 Padrões de gravação

4.4.1 Padrões de gravação citados na literatura

A literatura consultada cita a ocorrência de vários padrões de gravação. Pournik *et al* (2008) classificam os padrões de gravação em turbulentos, uniforme, canais e rugosos. Antelo *et al* (2009) sugerem a existência de padrões de gravação na forma de canais, rugosidade e formação de cavidades. Pournik ressaltou que os canais gerados nos experimentos eram artificiais, defeitos do aparato experimental.

Estes mesmos padrões foram identificados nas imagens digitais após a reação do ácido nas superfícies lisas dos CP serrados. Este é um ponto importante. Todos os padrões de gravação nomeados e classificados, citados na literatura, foram gerados a partir de superfícies lisas, serradas.

Nos experimentos, extremo cuidado foi dispensado na uniformização do fluxo ácido para que este não afetasse os padrões de gravação gerados. A grande diversidade dos padrões e as diferentes formas de apresentação dos padrões dentro do mesmo grupo é um indicador de que este objetivo foi alcançado nos ensaios. Os padrões de gravação observados não são fruto do aparato experimental. São características da rocha.

A dissertação apresenta em primeira mão no campo de estudo de fraturas ácidas, a imagem digital de uma superfície de fratura obtida por tração, tanto antes, como depois da reação com o ácido.

4.4.2 Padrão de gravação uniforme

A Figura 30 mostra o aspecto de um CP com padrão de gravação uniforme revelado pela reação com o ácido. Outros exemplos deste padrão estão no Apêndice II.

A razão de ser do nome fica clara ao se comparar a exposição da escala do eixo z antes e depois do ataque ácido. A dissolução é homogênea, ocorre igualmente em toda a superfície do CP. A reação com ácido revela pequenas estruturas que são capazes de gerar condutividade (mais detalhes na seção 4.6).

Este padrão de gravação surge com mais frequência nos microbialitos da categoria oncolitos ou oolitos.

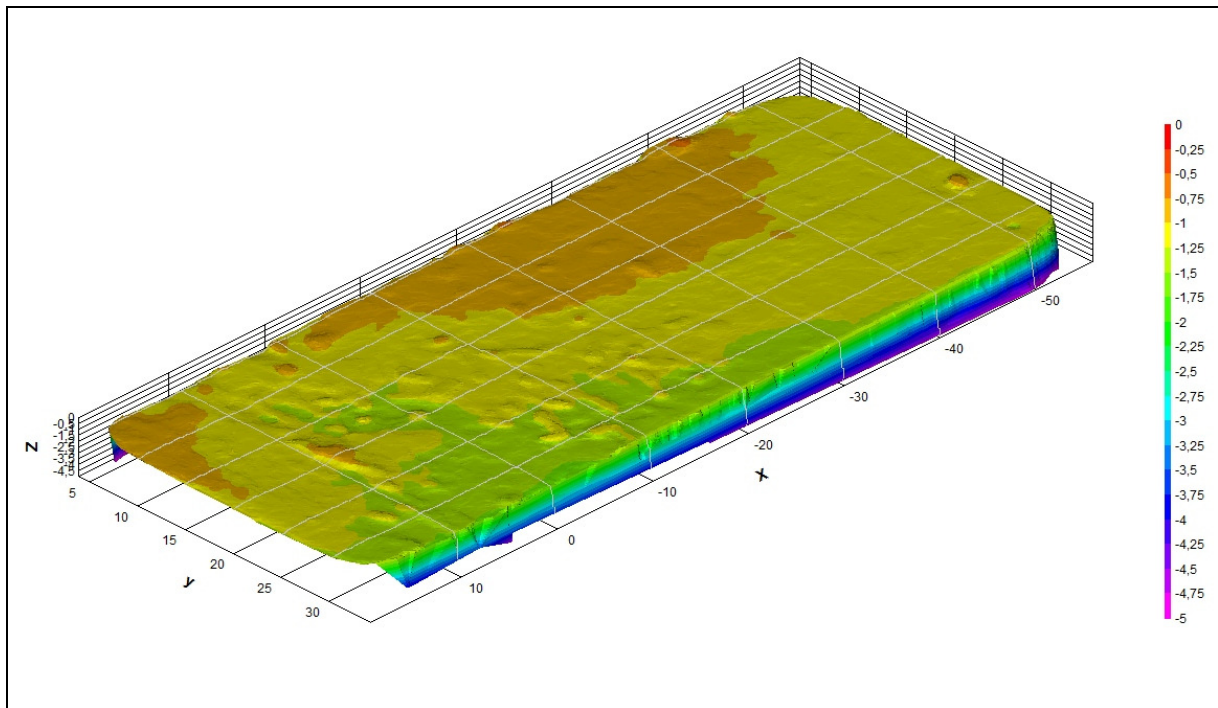


Figura 30 – aspecto de um CP com padrão de gravação uniforme

4.4.3 Padrão de gravação canais

A Figura 31 mostra o aspecto de um CP com padrão de gravação canais revelado pela reação com o ácido. Outros exemplos deste padrão estão no Apêndice II.

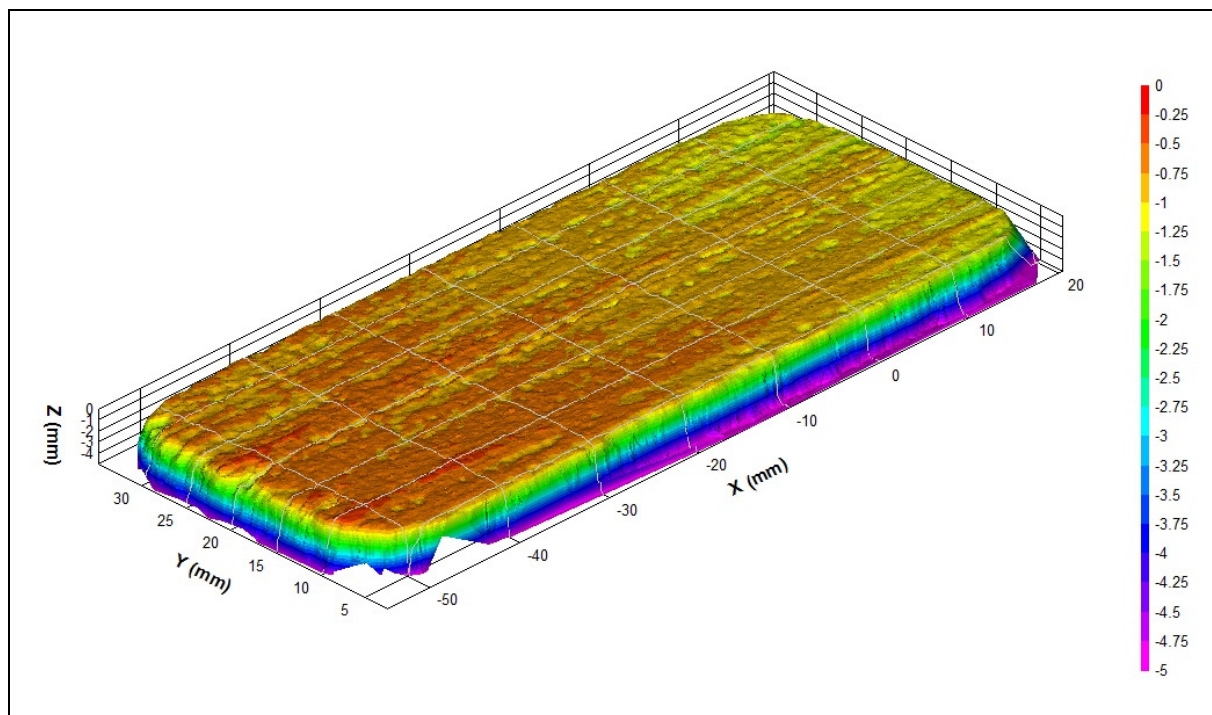


Figura 31 - aspecto de um CP com padrão de gravação canais

O padrão canais, como o nome sugere, é caracterizado pelo surgimento de certo número de canais, em maior ou menor número e com maior ou menor profundidade, a depender do CP.

O corte destes CP foi feito de tal maneira que a face acidificada do CP corresponde a uma fratura vertical que pode corresponder à direção de fratura da formação. Os canais estão contidos no plano de fratura e, se de grande extensão, podem conectar diretamente o poço a uma zona mais distante dentro do reservatório.

Não foi possível analisar em qual categoria de microbialitos o padrão de gravação canais ocorre com mais frequência.

4.4.4 Padrão de gravação rugoso

A Figura 32 mostra o aspecto de um CP com padrão de gravação rugoso após a reação com o ácido. Outros exemplos deste padrão estão no Apêndice II.

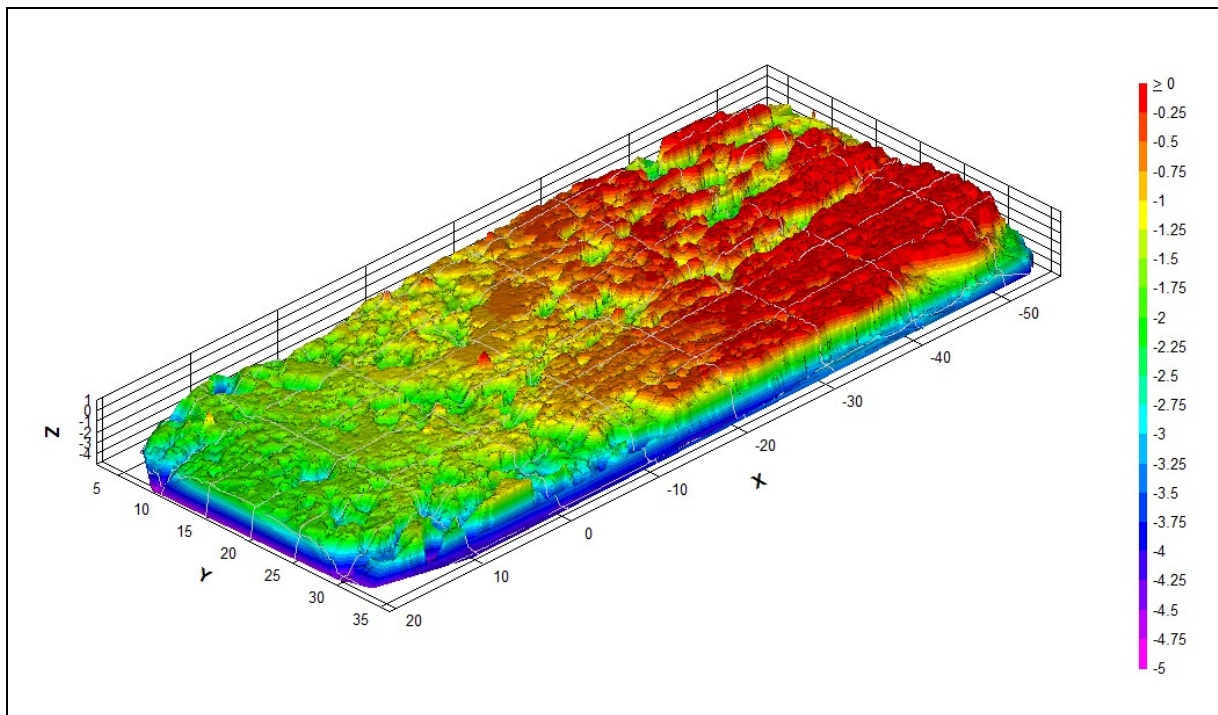


Figura 32 – aspecto de um CP com padrão de gravação rugoso

Este é o padrão que mais facilmente é associado como resultado da reação do ácido com uma rocha carbonática. O termo rugoso caracteriza muito bem este padrão de gravação. A superfície se apresenta irregular, com vales e protuberâncias, alternando zonas bem atacadas com zonas pouco consumidas pelo ácido.

Alguns CP apresentam poucos e pequenos canais muito tortuosos que não se conectam ou que se conectam por passagens estreitas. Já outros apresentam canais longos, mas sempre tortuosos e conectados ao longo de toda a superfície do CP (por exemplo, Figura 86 no Apêndice II).

O corte destes CP foi feito de tal maneira que a face acidificada do CP corresponde a uma fratura vertical que pode corresponder ao plano de fratura. As irregularidades estão contidas no plano de fratura e, se de grande extensão, podem conectar diretamente o poço a uma zona mais distante dentro do reservatório.

Não foi possível analisar em qual categoria de microbialitos o padrão de gravação rugoso ocorre com mais frequência.

4.4.5 Padrão tração

A Figura 33 mostra o aspecto de um CP com padrão de gravação padrão após a reação com o ácido em uma superfície de fratura por tração. Outros exemplos deste padrão estão no Apêndice II.

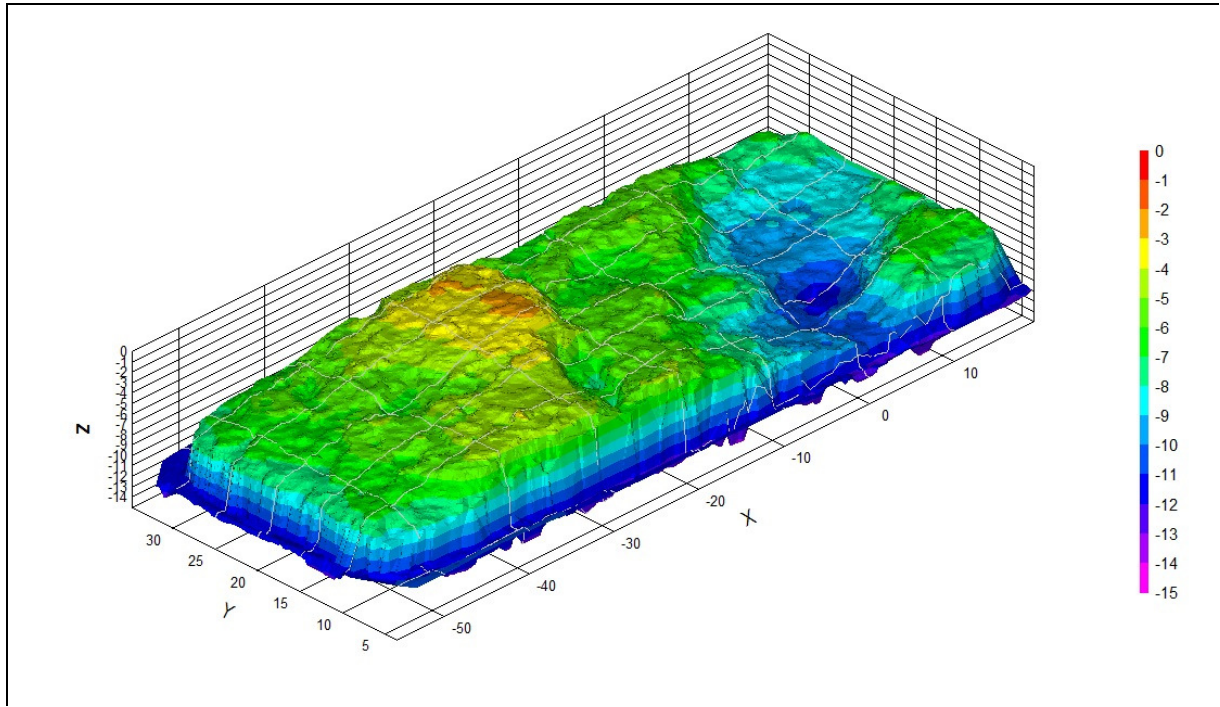


Figura 33 - aspecto e um CP com padrão de gravação tração

Esta imagem digital, juntamente com as outras imagens semelhantes no Apêndice II, são as primeiras imagens digitais da topologia da superfície de uma fratura por tração após a reação com ácido. Na comunidade de estimulação de poços de petróleo, esta imagem é inédita.

Além de inédita, ela é inesperada. E é inesperada, pois visualmente, ela parece ser menos irregular, menos áspera quando comparada com a mesma superfície antes do ataque do ácido (ver Figura 116 no Apêndice II).

É difícil encontrar uma característica que defina o padrão de gravação e ele é chamado simplesmente de padrão de gravação tração.

4.5 Ensaios de condutividade ácida à maneira de Nierode e Kruk

4.5.1 Parâmetros calculados para os CP testados

Os parâmetros definidos por Nierode e Kruk (1973) calculados a partir dos ensaios de condutividade ácida, da medição de RES e da imagem digital estão na Tabela 5.

Tabela 5 - DREC, C_1 , C_2 , R^2 , r_{Lp} , média do RES e padrão de gravação dos corpos de prova testados

CP - par	DREC (mD-m)	C_1 (mD-m)	C_2 kPa ⁻¹	R^2	r_{Lp} (média)	RES do CP e RES médio (kPa)	RES do CP e RES médio (kPa)	RES do CP e RES médio (kPa)	Padrão de gravação
CP-35 e CP-36	21591	3275	$3,941 \times 10^{-5}$	0,985	1,105	197840	196080	196960	Canais
CP-33 e CP-34	9647	1899	$1,686 \times 10^{-5}$	0,965	1,031	142460	294245	218350	Canais
CP-53 e CP-54	17030	3360	$3,388 \times 10^{-5}$	0,950	1,076	287540	296230	291885	Canais
CP-49 e CP-50	64873	2935	$4,447 \times 10^{-5}$	0,997	1,106	216800	597200	407000	Canais
CP-41 e CP-42	6960	2524	$7,868 \times 10^{-5}$	0,997	1,056	520880	425755	473320	Canais
CP-31 e CP-32	12367	2406	$2,073 \times 10^{-5}$	0,965	1,056	305410	781990	543700	Canais
CP-17 e CP-18	220986	7562	$2,243 \times 10^{-4}$	0,984	1,181	123250	118830	121040	Rugoso
CP-15 e CP-16	725983	47108	$1,279 \times 10^{-4}$	0,932	1,330	427620	276740	352180	Rugoso
CP-19 e CP-20*	6209	26606	$7,638 \times 10^{-5}$	0,987	1,537	252585	545690	399140	Rugoso
CP-13 e CP-14	13085	13977	$9,103 \times 10^{-5}$	0,989	1,154	497680	312170	404925	Rugoso
CP-27 e CP-28	4855	14755	$6,236 \times 10^{-5}$	0,913	1,239	499820	319020	409420	Rugoso
CP-25 e CP-26*	133670	37388	$7,963 \times 10^{-5}$	0,966	1,739	517050	508790	512920	Rugoso
CP-23 e CP-24	87475	27044	$1,057 \times 10^{-4}$	0,991	1,336	507190	801560	654375	Rugoso
CP-29 e CP-30	5966	14710	$3,826 \times 10^{-5}$	0,961	1,101	759190	633230	696210	Rugoso
CP-21 e CP-22	30350	7466	$7,110 \times 10^{-5}$	0,986	1,588	681000	2068200	1374600	Rugoso
CP-37 e CP-38**	50481	2222	$4,332 \times 10^{-4}$	0,991	1,079	55520	57240	56380	Tração
CP-55 e CP-56**	6997726	18720	$2,380 \times 10^{-4}$	0,982	1,521	101670	Tração
CP-39 e CP-40**	3916197	60703	$3,105 \times 10^{-4}$	0,972	1,182	285320	270510	277915	Tração
CP-01 e CP-11	37757	2937	$7,312 \times 10^{-5}$	0,996	1,008	224040	114950	169495	Uniforme
CP-02 e CP-12*	40737	7180	$2,793 \times 10^{-5}$	0,902	1,014	197185	146170	171680	Uniforme
CP-47 e CP-48	35285	15593	$5,967 \times 10^{-5}$	0,949	1,041	155030	191310	173170	Uniforme
CP-43 e CP-44*	118670	45615	$9,570 \times 10^{-5}$	0,983	1,051	152080	198270	175175	Uniforme
CP-06 e CP-09*	11735	173	$6,006 \times 10^{-5}$	0,978	1,035	264220	149720	206970	Uniforme

*com monocamada parcial

** fratura por tração

... dado não disponível

Na Tabela 5, D REC é calculado pela equação (2.33) com as dimensões médias dos CP da Tabela 2, C_1 e C_2 são calculados como o intercepto e a inclinação da melhor reta que passa pelos pares de condutividade e tensão efetiva medidos no ensaio. Os valores de RES são repetidos da Tabela 4 e seguem a ordem do CP. Os pares de CP estão organizados em ordem alfabética do padrão de gravação e, nela, os pares de CP estão ordenados em ordem crescente do RES médio do par.

Os gráficos a seguir apresentam os casos para carbonatos rasos e carbonatos profundos, cada gráfico com um padrão de gravação e por ordem crescente de RES.

4.5.2 Carbonatos rasos

4.5.2.1 Limites para a condição carbonatos rasos

Para carbonatos rasos, dados encontrados em Plavinik (1983) e Neumann *et al* (2010) permitem estimar o gradiente de pressão estática ou pressão de poros em 10,18 kPa/m e o gradiente da pressão de fechamento em 14,40 kPa/m (0,64 psi/ft). Para a profundidade de 2405 m, a tensão de confinamento efetiva mínima é 10000 kPa (1450 psi) e a tensão efetiva máxima é 22400 kPa (3250 psi), aproximadamente. A pressão de fechamento é de 36000 kPa ou 5020 psi, praticamente o limite de aplicação do fraturamento ácido, conforme Daneshy *et al* (1998).

4.5.2.2 Padrão de gravação uniforme e de tração - carbonatos rasos

A Figura 34 e a Figura 35 apresentam as curvas da variação da condutividade com a tensão de confinamento para os CP com padrão de gravação uniforme e de tração.

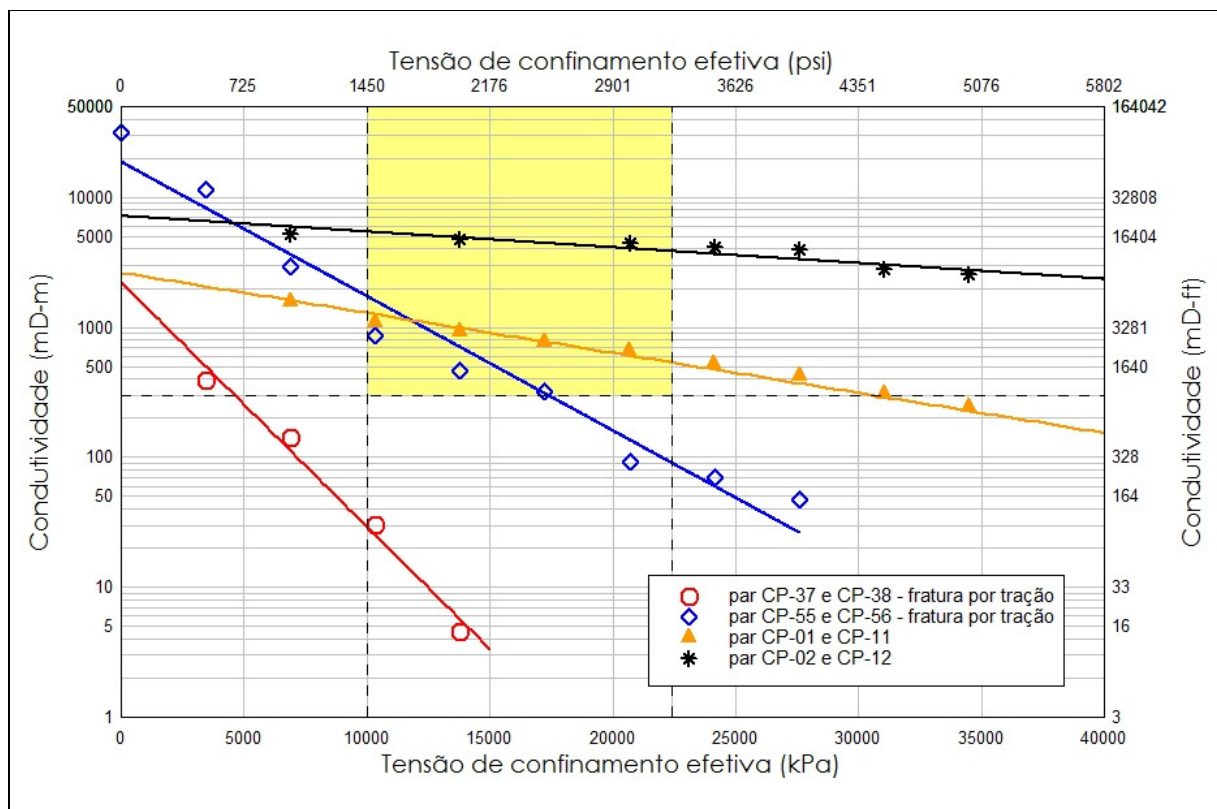


Figura 34 - Variação da condutividade em carbonatos rasos, padrão uniforme e tração

Um carbonato representado pelo par CP-37 e CP-38 não é candidato ao fraturamento ácido, já que as irregularidades criadas não suportam nem mesmo a tensão efetiva mínima. A baixa

resistência mecânica é percebida pelo valor de RES em torno de 56000 kPa (8000 psi) e que se reflete no também maior C_2 ou na elevada inclinação da curva.

Os pares CP-55 e CP-56, CP-39 e CP-40 alcançam o envelope de fraturamento ácido, mas dele saem sem cruzar a linha da tensão efetiva máxima. A fratura ácida somente será mantida com gerenciamento da pressão de fundo. Ela deve ser aumentada, diminuindo a diferença de pressão (*drawdown*) e a vazão de produção. O aumento da pressão de fundo aumenta a pressão no interior da fratura e alivia o esforço aplicado sobre as irregularidades mantendo a fratura aberta e condutiva.

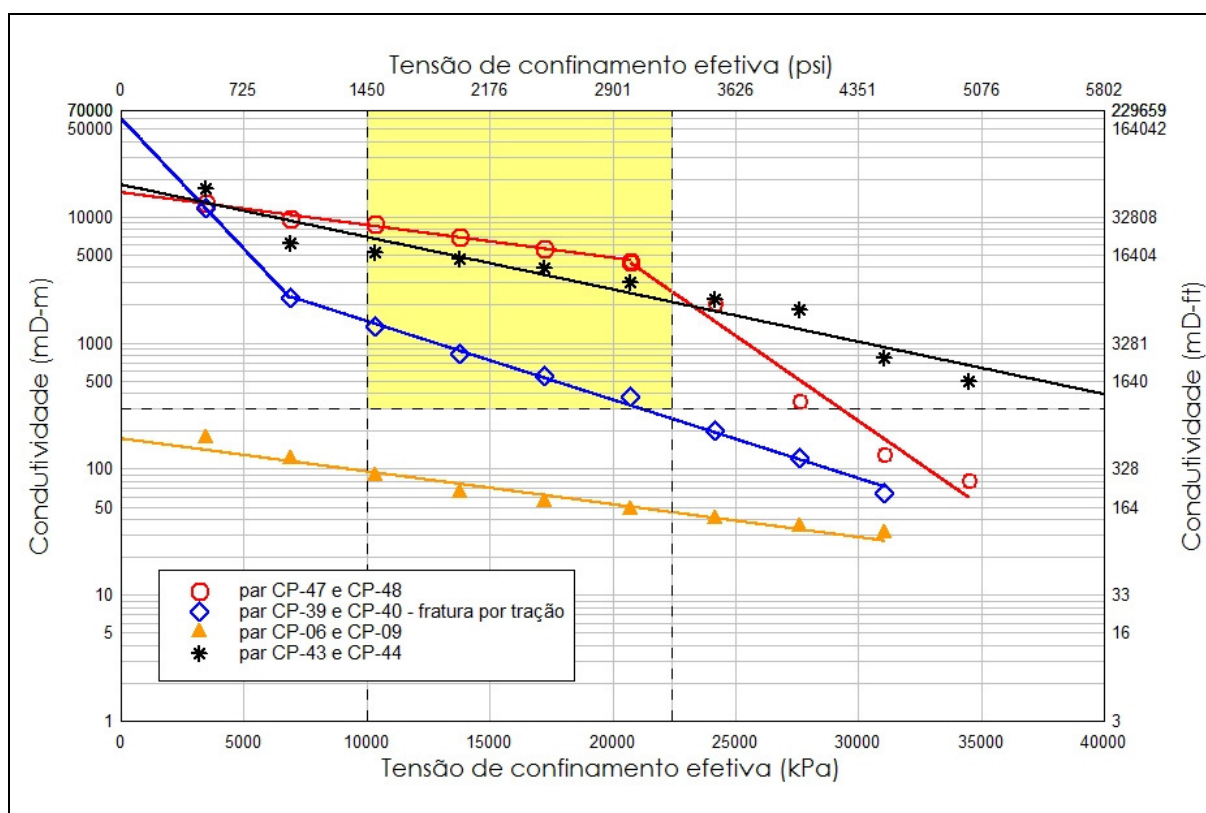


Figura 35 - Variação da condutividade em carbonatos rasos, padrão uniforme e tração

Um reservatório carbonático representado pelos CP-01 e CP-11, CP-02 e CP-12, CP-43 e CP-44, CP-47 e CP-48 é candidato ao fraturamento ácido na consideração carbonato raso.

O par CP-06 e CP-09 tem boa resistência mecânica como se percebe pela baixa inclinação da curva, mas não foi gerada suficiente condutividade inicial sendo a causa mais provável o padrão de gravação uniforme.

O par CP-39 e CP-40 apresenta um resultado contraditório uma vez que tem o maior RES e menor C_2 . O resultado sugere a ocorrência de algum erro experimental.

A comparação entre os resultados para os CP com padrão uniforme e de tração sugere que há uma boa correlação entre o C_2 e o RES. De maneira geral, maior RES menor o declínio de condutividade.

4.5.2.3 Padrão de gravação canais - carbonatos rasos

A Figura 36 e Figura 37 mostra a evolução da condutividade da fratura ácida para os CP com padrão de gravação canais.

Na presença do padrão de gravação canais, geralmente, as curvas de condutividade apresentam declínio menor. E, de maneira geral, pode-se dizer que a condutividade inicial é semelhante nos ensaios em função das simplificações adotadas na metodologia experimental e na marcha analítica.

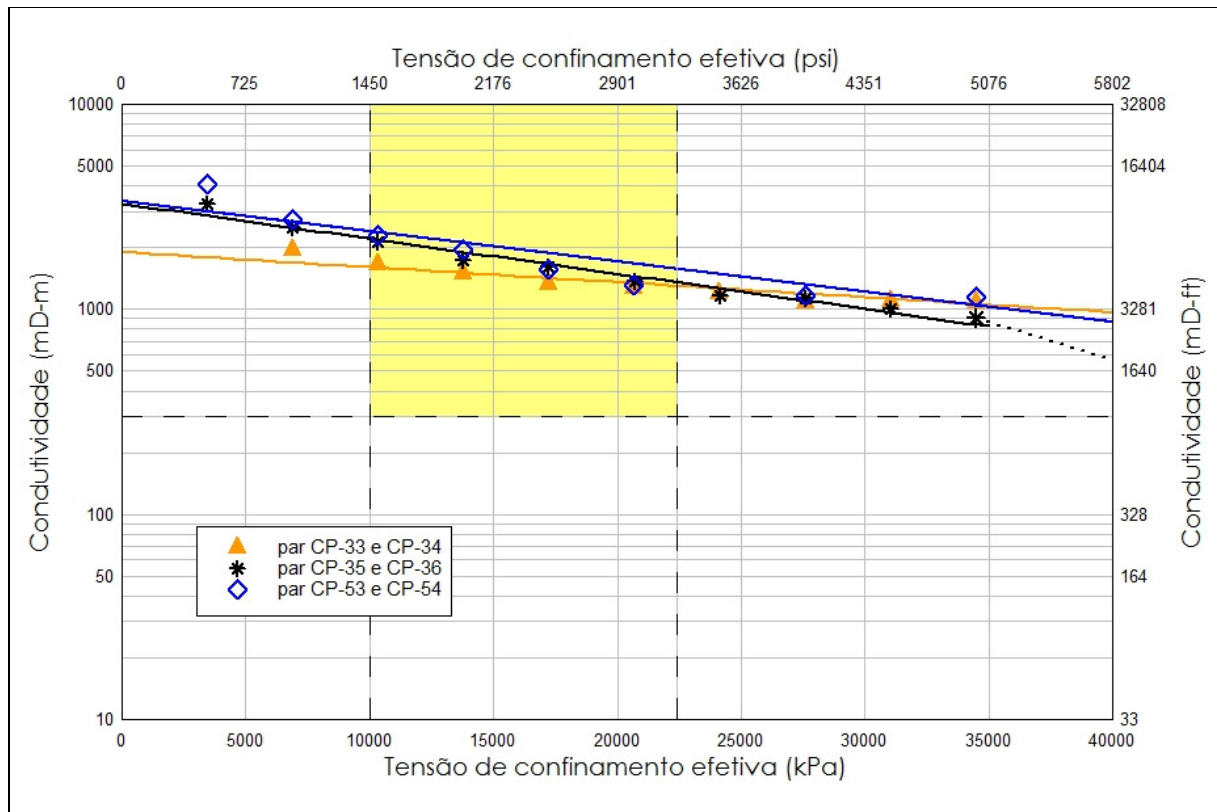


Figura 36 - Variação da condutividade em carbonatos rasos, padrão canais

O RES não tem muito efeito sobre a variação da condutividade. A exceção é o par CP-41 e CP-42 onde tanto o valor do C_2 e o RES são elevados quando comparados com os outros valores do grupo canais.

Na condição de carbonato raso, qualquer reservatório carbonático representado pelos CP do grupo canais é candidato ao fraturamento ácido.

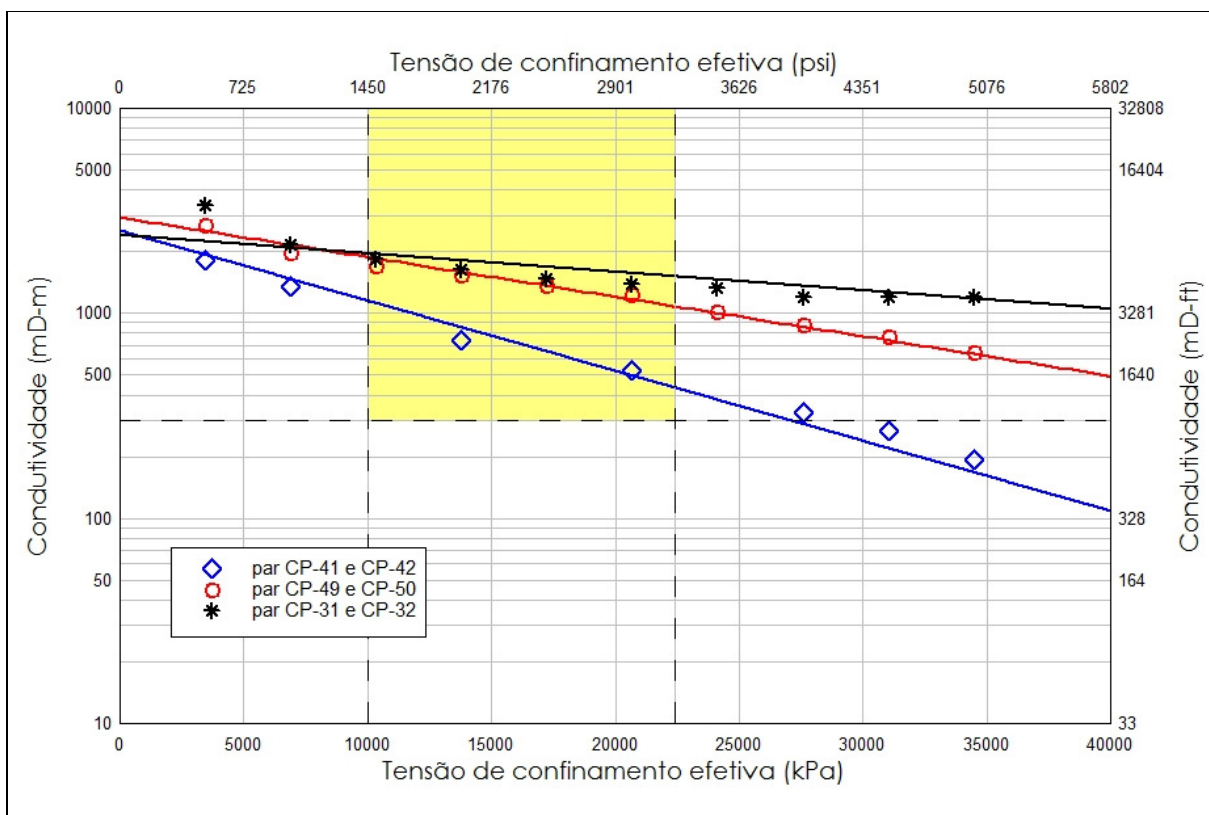


Figura 37 - Variação da condutividade em carbonatos rasos, padrão canais

4.5.2.4 Padrão de gravação rugoso - carbonatos rasos

Na Figura 38 e na Figura 39 pode ser visto a variação da condutividade com a tensão efetiva quando o padrão de gravação da superfície ácida é rugoso.

O par CP-17 e CP-186 é um pobre candidato ao fraturamento ácido uma vez que deixa o envelope de fraturamento sem cruzar a linha de tensão efetiva máxima. A resistência à indentação dele é a menor entre os CP com padrão de gravação rugoso.

Todos os outros CP do grupo rugosos são candidatos ao fraturamento ácido.

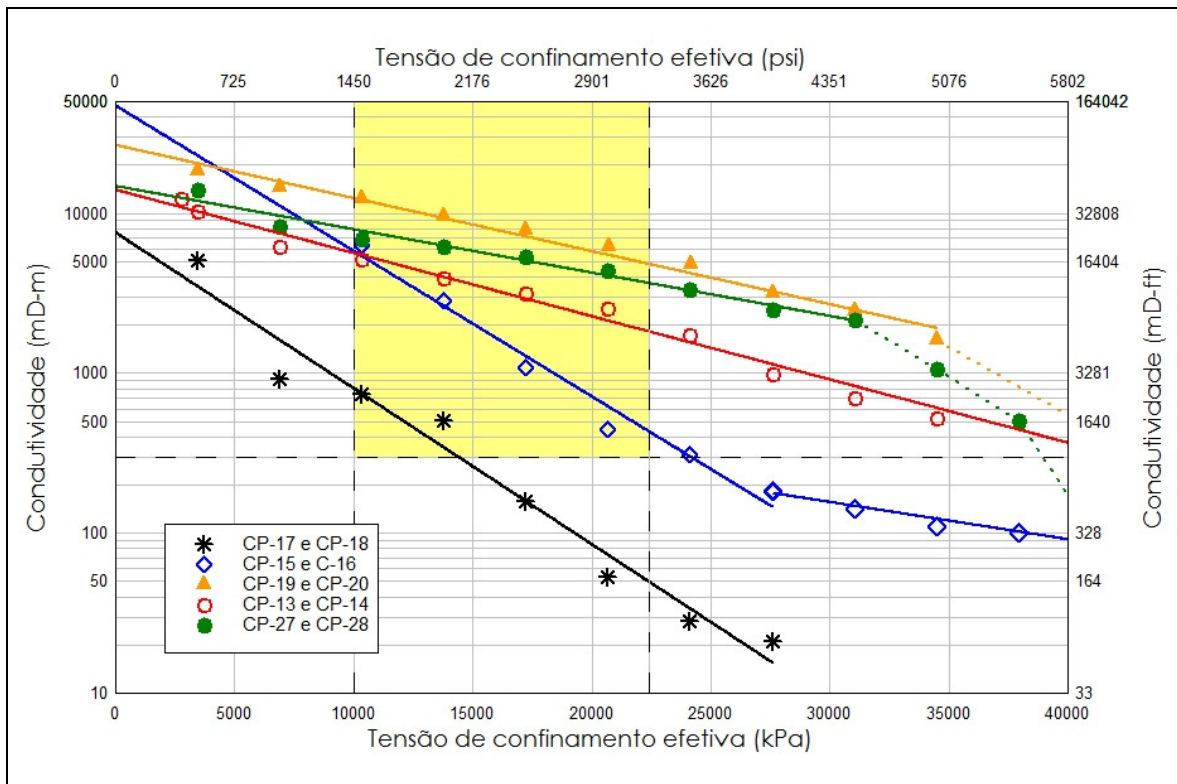


Figura 38 - Variação da condutividade em carbonatos rasos, padrão rugoso

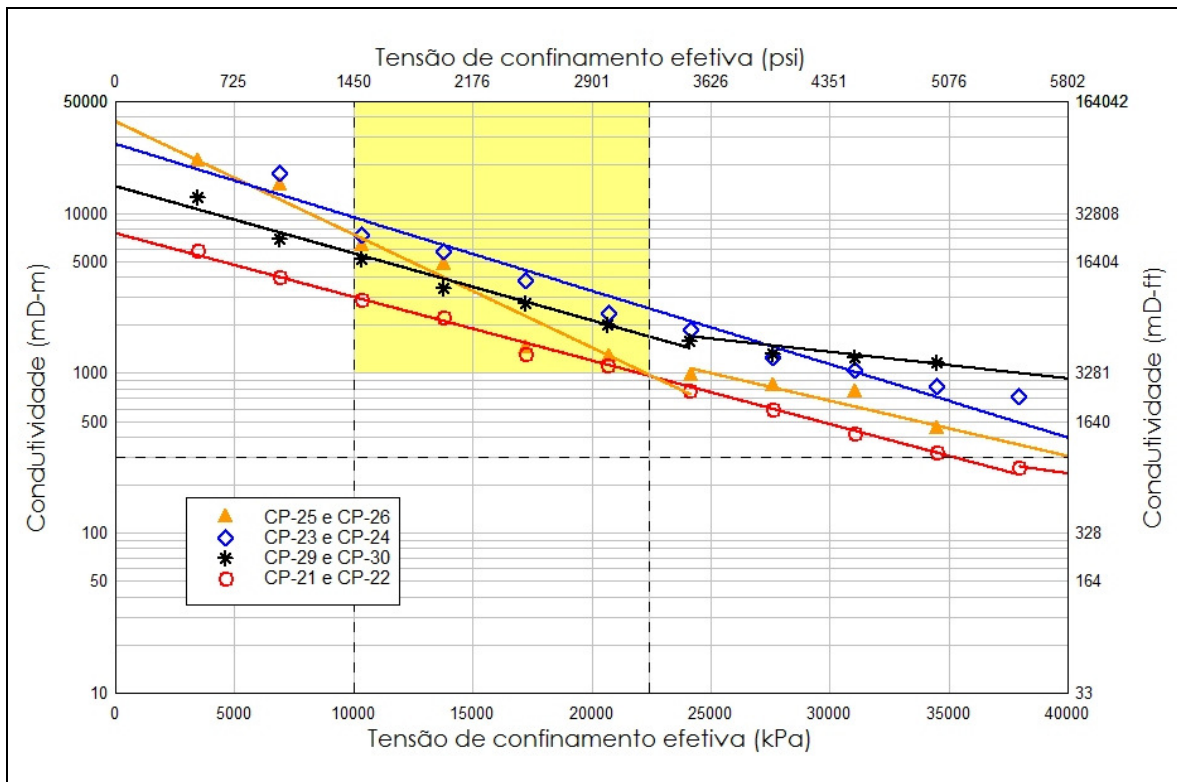


Figura 39 - Variação da condutividade em carbonatos rasos, padrão rugoso

Quando se compara o RES dos CP do grupo rugosos e o seu respectivo C_2 parece existir certo padrão que, entretanto, não é seguido á risca. Maior o RES, menor o C_2 . O valor da condutividade inicial C_1 faz com que os CP cruzem a linha da tensão efetiva máxima em alturas diferentes. Não se observa um padrão entre o RES e o C_1 como o senso comum poderia sugerir, isto é, seria razoável imaginar que uma rocha mais resistente (maior RES) reagiria um pouco mais lentamente do que uma rocha menos resistente. Não é o que os dados indicam.

4.5.3 Carbonatos profundos

4.5.3.1 Limites para a condição carbonatos profundos

Para carbonatos profundos, o gradiente de pressão estática ou pressão de poros é da ordem de 11,20 kPa/m enquanto que o gradiente da pressão de fechamento é da ordem de 15,84 kPa/m (0,70 psi/ft) (AZEVEDO *et al*, 2010). Na profundidade de 5000 m, a tensão de confinamento efetiva mínima é 23200 kPa (3400 psi) e a tensão de confinamento efetiva máxima é 51200 kPa (7400 psi).

4.5.3.2 Padrão de gravação uniforme e de tração - carbonatos profundos

A Figura 40 e Figura 41 apresentam os resultados obtidos para o grupo dos carbonatos com padrão de gravação uniforme e de tração, agora analisado na condição carbonato profundo.

O cenário mudou bastante. Praticamente todos os CP não são candidatos ao fraturamento ácido. O esforço mecânico que as irregularidades devem suportar é maior e elas falham.

O par CP-02 e CP-12 atravessa todo o envelope de fraturamento ácido, entretanto o colapso da fratura ácida começa a ocorrer na tensão efetiva de 42000 kPa. O fraturamento ácido pode ser aplicado em uma janela estreita e deve ser submetido a análises adicionais antes da sua aprovação.

O primeiro passo dessa análise adicional é estimar a mínima pressão de fluxo no fundo e o máximo diferencial de pressão que pode ser estabelecido na produção do poço de maneira a evitar o colapso da fratura.

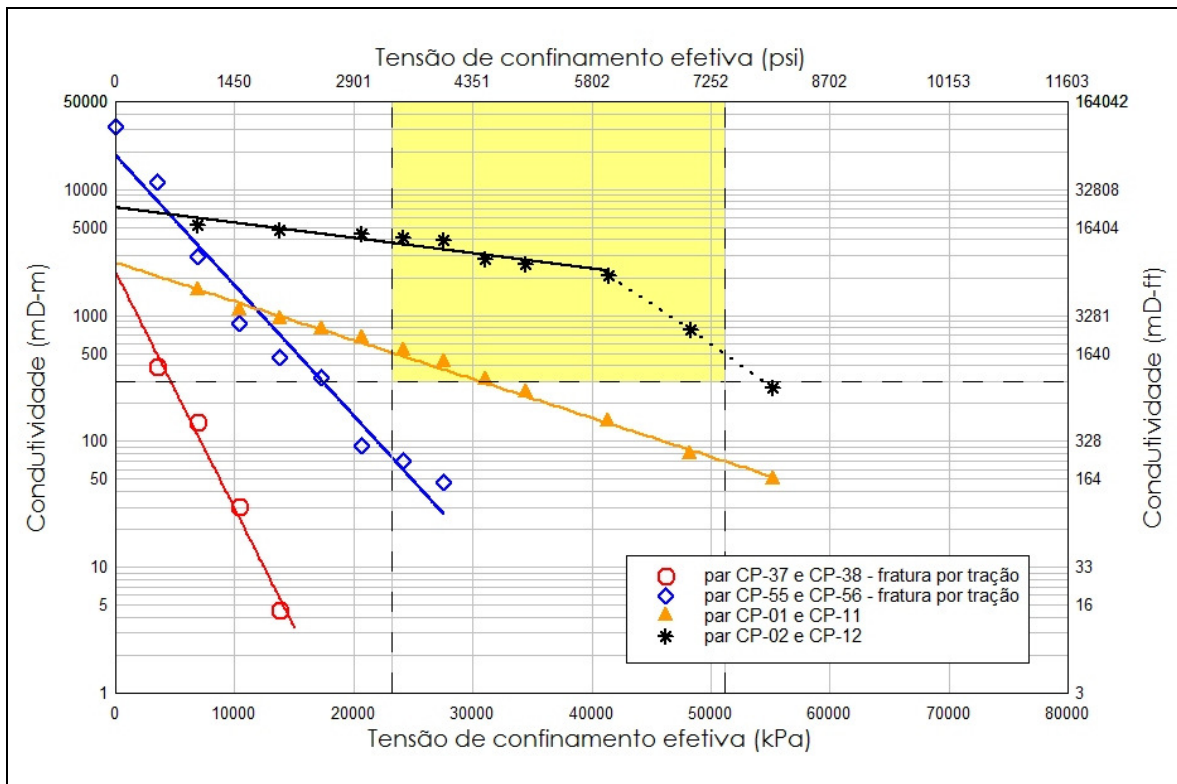


Figura 40 - Variação da condutividade em carbonatos profundos, padrão uniforme e de tração

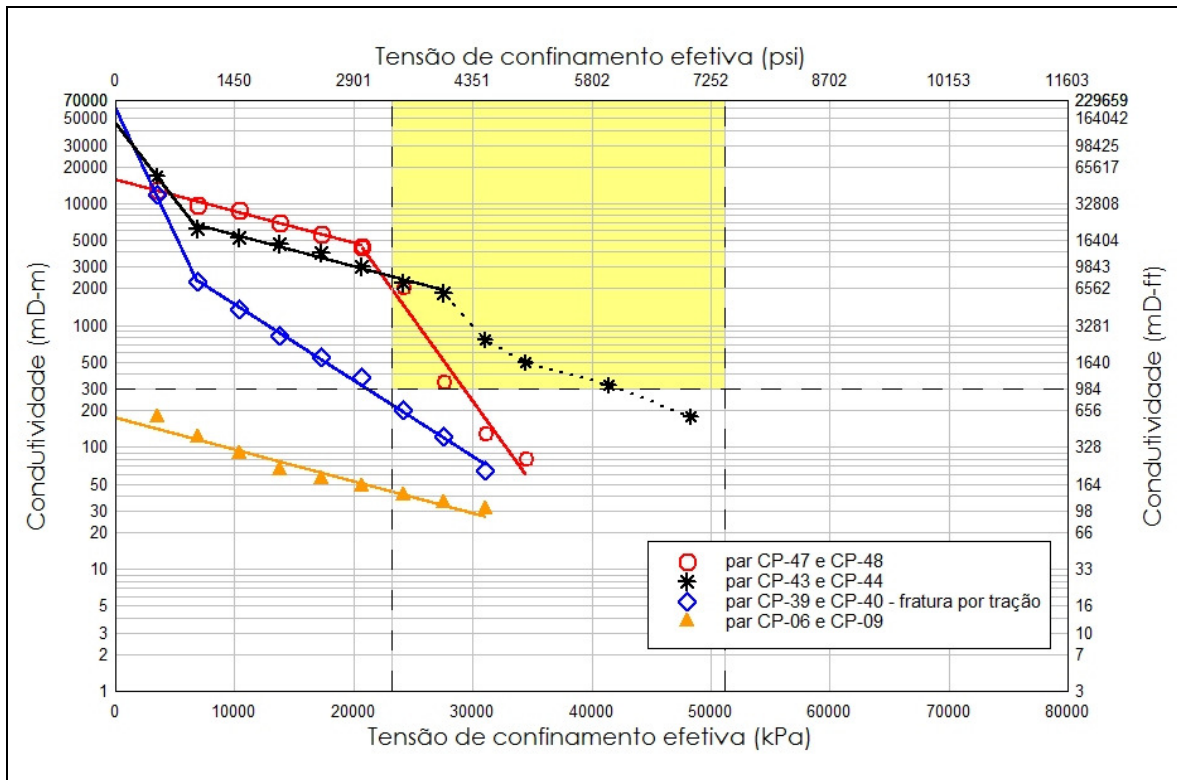


Figura 41 - Variação da condutividade em carbonatos profundos, padrão uniforme e de tração

Partindo da definição de tensão efetiva ($\sigma_{ef} = P_c - P_{ff}$), e conhecendo-se o valor da tensão de confinamento efetiva (42000 kPa) e o valor da pressão de fechamento (79200 kPa) calcula-se a pressão de fluxo no fundo. No caso em pauta, $P_{ff} = 37200$ kPa ou 5400 psi, aproximadamente. Na condição carbonato profundo, a P_p é 56000 kPa e a P_{ff} equivale a 66% da pressão de poros. Portanto, o máximo diferencial de pressão será 18800 kPa (2700 psi).

De posse destes números, uma análise econômica expedita pode revelar se o fraturamento ácido é atrativo ou não. O prosseguimento da análise foge ao escopo da dissertação.

4.5.3.3 Padrão de gravação canais - carbonatos profundos

A Figura 42 e a Figura 43 apresentam os resultados obtidos para os CP com padrão de gravação canais na condição de carbonato profundo. Nem todos os pares são candidatos ao fraturamento ácido.

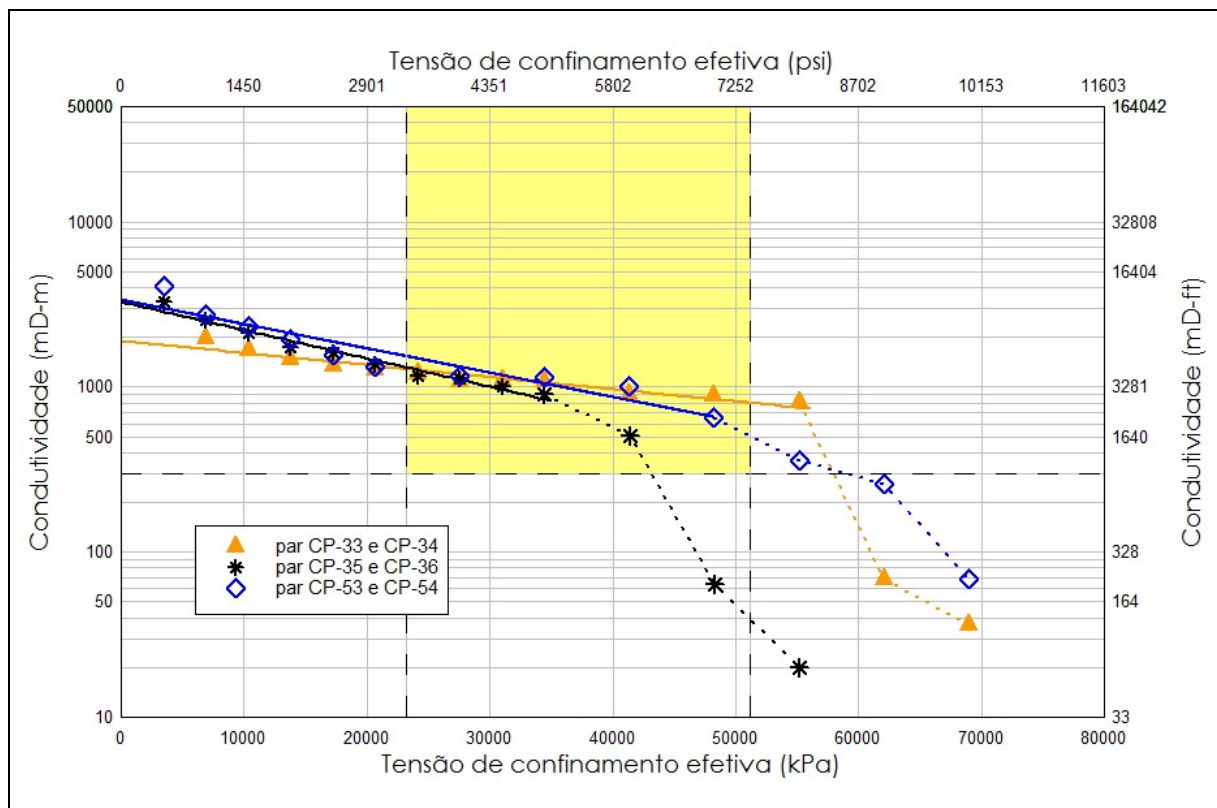


Figura 42 - Variação da condutividade em carbonatos profundos, padrão canais

O poço representado pelo par CP-35 e CP-36 deve ser objeto da mesma análise relatada no caso do padrão de gravação uniforme para decidir pela aplicação ou não do fraturamento ácido.

O par CP-53 e CP-54 praticamente alcança o limite estabelecido pela σ_{cfmax} e pode ser considerado apto ao fraturamento ácido.

Na Figura 43, o par CP-41 e CP-42 pode ser descartado imediatamente. Não se presta ao fraturamento ácido neste cenário mesmo com $RES = 473320$ kPa.

Os reservatórios carbonáticos representados nos pares CP-31 e CP-32, CP-33 e CP-34, CP-49 e CP-50 podem ser considerados aptos ao fraturamento ácido, uma vez que se mantêm no envelope de fraturamento. De fato, poder-se-ia, inclusive, diminuir a P_{ff} e obter um incremento na produção.

Todavia, aparentemente, quando a $\sigma_{cf} > 55000$ kPa, todos os três pares de CP apresentam colapso dos canais como também o par CP-53 e CP-54. Este parece ser o máximo esforço que CP com padrão de gravação canais suportam. Equivale submeter o poço e a fratura ácida ao diferencial de pressão da ordem de 31800 kPa (4600 psi), em valores aproximados.

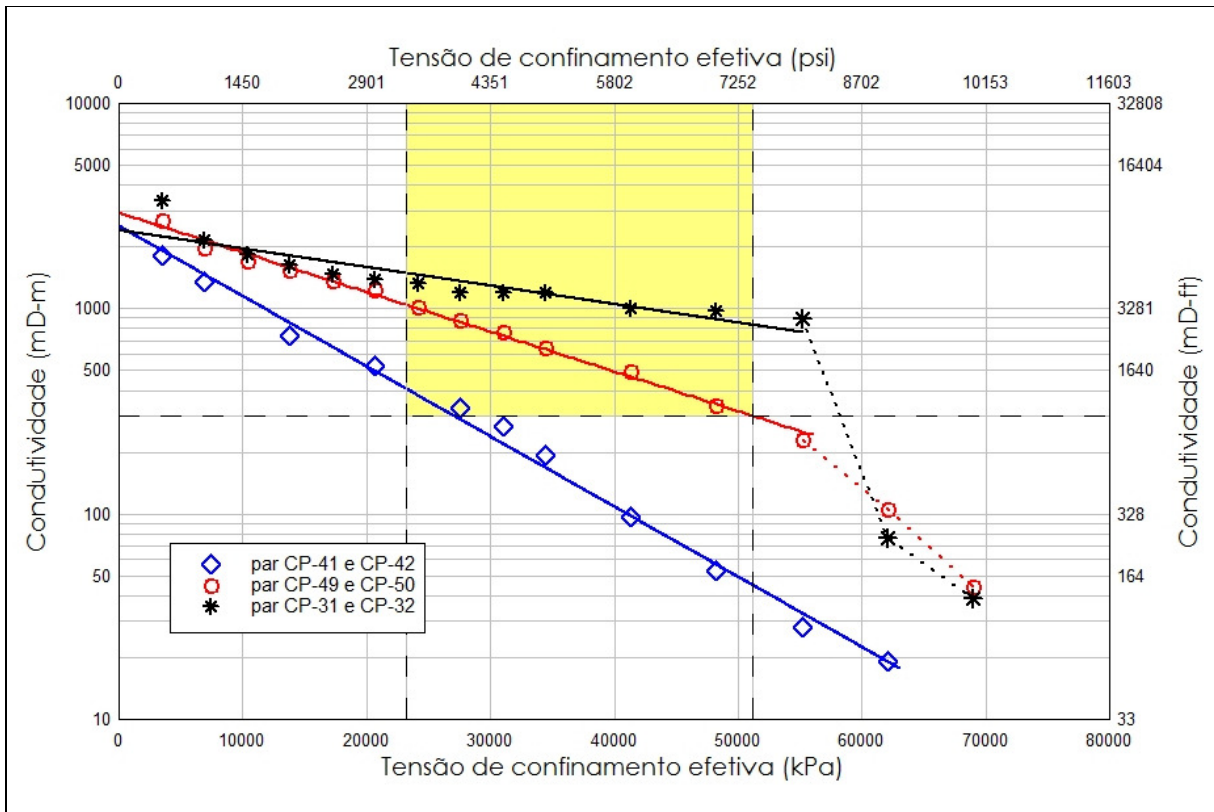


Figura 43 - Variação da condutividade em carbonatos profundos, padrão canais

É interessante notar que nos seis ensaios que apresentaram o padrão de gravação canais, os maiores C_1 , ou maiores condutividades iniciais, estão associadas aos menores RES. Em relação à

variação do C_2 em função do RES um padrão inverso é revelado. O C_2 aumenta com o RES. O segundo menor e o maior RES respondem pela menor variação da condutividade.

4.5.3.4 Padrão de gravação rugoso - carbonatos profundos

Na Figura 44 e Figura 45 é mostrada a variação da condutividade com a tensão efetiva nos CP com padrão de gravação rugoso na condição de carbonato profundo.

Os pares CP-15 e CP-16, CP-17 e CP-18 da Figura 44 não se prestam à aplicação do fraturamento ácido na condição de carbonato profundo por não alcançarem o envelope de fraturamento.

Os pares CP-19 e CP-20, CP-27 e CP-28 apresentaram colapso das irregularidades antes de alcançarem a metade do envelope de fraturamento. A aplicação do fraturamento ácido deve ser bastante cautelosa, uma vez que o máximo *drawdown* que estas fraturas ácidas podem suportar é da ordem de 10800 kPa ou 1600 psi, aproximadamente.

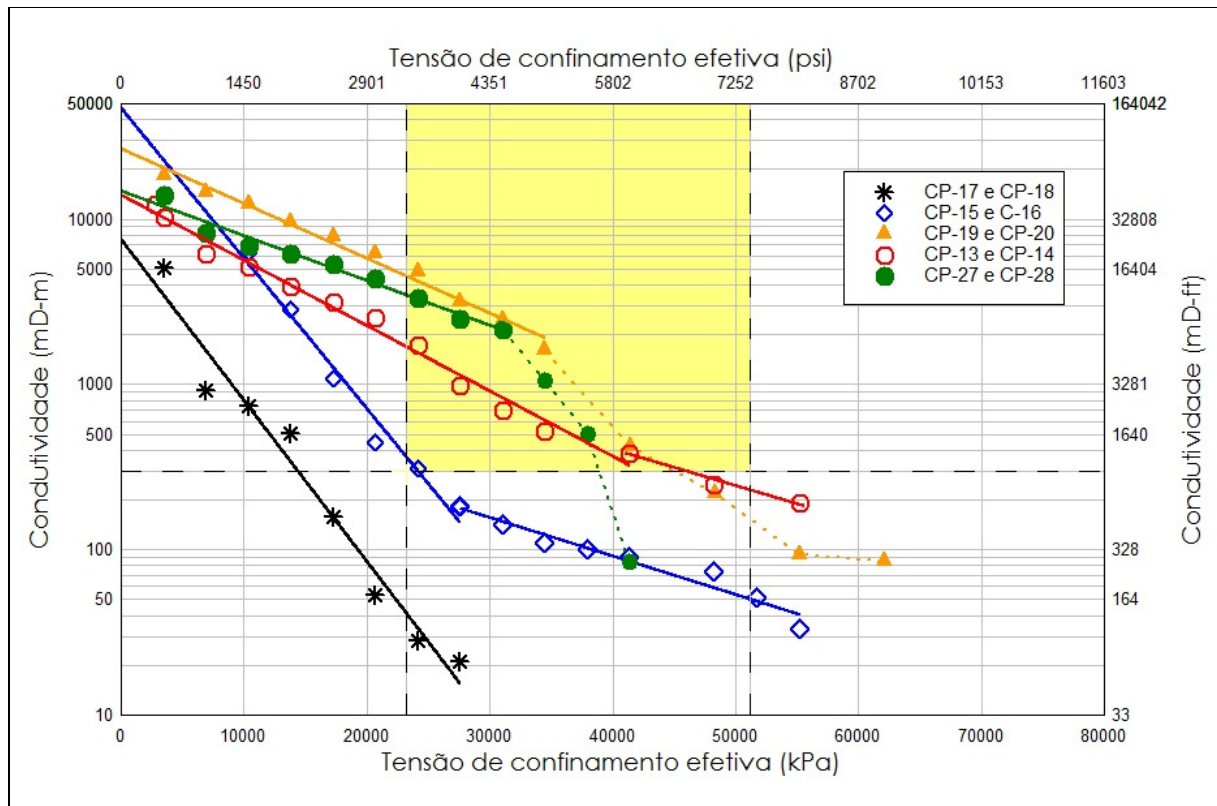


Figura 44 - carbonato profundo, padrão rugoso

Do conjunto de pares mostrados na Figura 44, o par CP-13 e CP-14 é o mais adequado ao fraturamento ácido mesmo abandonando o envelope de fraturamento antes de cruzar o limite definido pela σ_{cfmax} . Evidentemente, tal decisão deve ser precedida por outras análises, entre elas, uma análise econômica.

Na Figura 45, o par CP-29 e CP-30 é o único par que se mantém no envelope de fraturamento ácido, o que o torna candidato ao fraturamento ácido. Os pares CP-21 e CP-22, CP-23 e CP-24, CP-25 e CP-26 abandonam o envelope de fraturamento ácido entre a tensão efetiva de 35000 kPa e 42000 kPa e a aplicação do fraturamento ácido deve ser seguida pelo gerenciamento da P_{ff} .

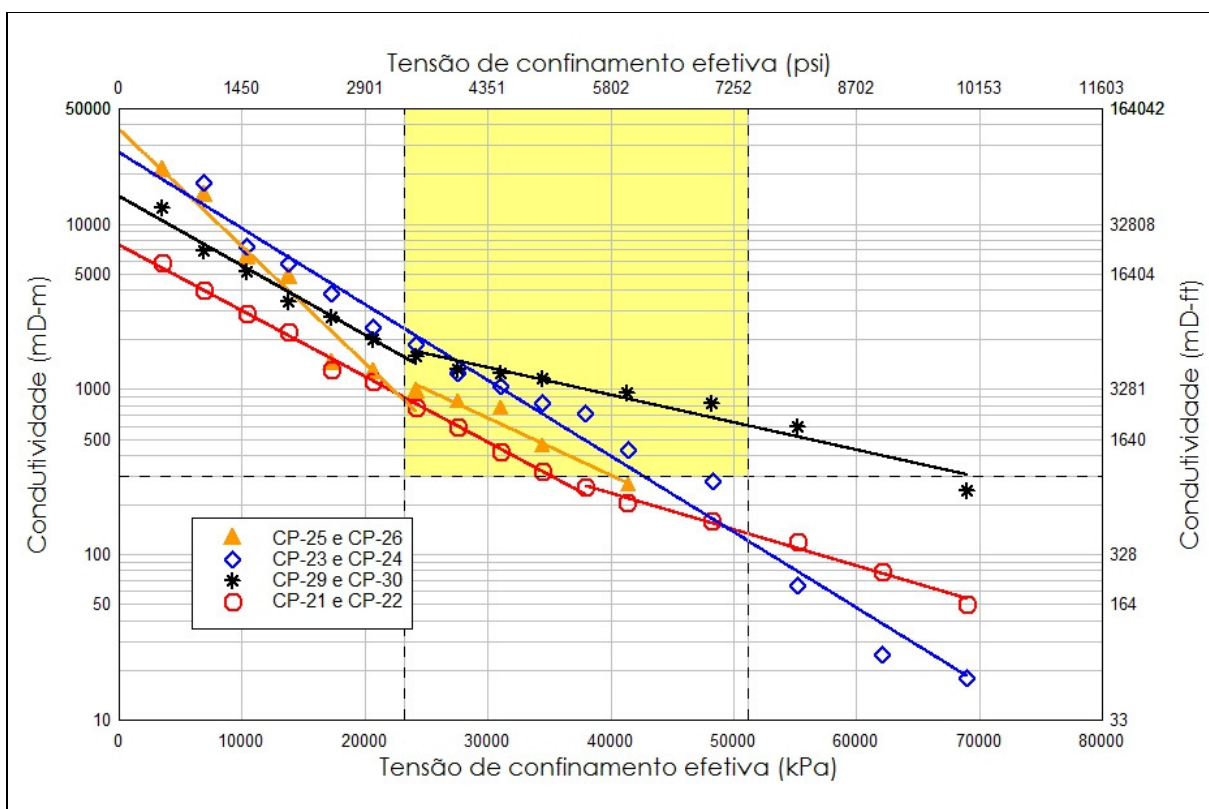


Figura 45 - carbonato profundo, padrão rugoso

No cenário de carbonatos profundos, o cuidado com a manutenção da condutividade da fratura ácida perdura por toda a vida produtiva do poço. É mandatório gerenciar o diferencial de pressão que pode ser aplicado na fratura ácida. Tome-se, por exemplo, os pares CP-13 e CP-14 (Figura 44), CP-23 e CP-24 (Figura 45) que deixam o envelope de fraturamento em torno da

tensão de confinamento efetiva de 42000 kPa, o que permite estabelecer um diferencial de pressão na sua produção de até 18800 kPa ou 2700 psi, aproximadamente.

Cruzando as curvas de condutividade com o valor do RES de cada par com padrão de gravação rugoso analisado na condição de carbonato profundo, algumas observações podem ser feitas:

- a) O valor de RES de 305000 kPa estabelece um limite mínimo de resistência. CP com RES < 305000 kPa (~50750 psi) não são adequados para o fraturamento ácido;
- b) CP com RES > 600000 kPa (~90000 psi) são adequados para o fraturamento ácido exigindo poucos cuidados na imposição do diferencial de produção;
- c) CP com 350000 kPa < RES < 600000 kPa são adequados para o fraturamento ácido exigindo, todavia, gerenciamento constante da pressão de fluxo no fundo.

Uma relação inversa entre RES e C_2 não é evidente. Uma causa provável para explicar o fato é que o valor médio do RES não consegue representar adequadamente a resistência à indentação da superfície fraturada.

4.5.3.5 Privilegiar o diferencial de produção ou a condutividade?

Outro exercício com os dados acima é experimentado. O que é melhor na etapa de produção do poço com uma fratura ácida? Aumentar o diferencial de pressão reduzindo a condutividade da fratura ácida e expondo as irregularidades a um esforço maior? Ou reduzir o diferencial de pressão privilegiando a condutividade e expondo as irregularidades a um esforço menor? A Figura 46 mostra o exercício.

Este exercício usa a curva de variação da condutividade da fratura ácida do par CP-33 e CP-34. Três pares de pontos de tensão de confinamento efetiva e condutividade foram escolhidos. São eles: (i) caso 1- (55000 kPa, 750 mD-m) e $P_{ff}=15000$ kPa; (ii) caso 2 - (45000 kPa, 890 mD-m) e $P_{ff}=25000$ kPa e (iii) caso 3 - (35000 kPa, 1030 mD-m) e $P_{ff}=35000$ kPa. Estes parâmetros alimentaram um simulador de produção analítico monofásico (MEYER, 2011) e forneceram curvas de vazão de produção e produção acumulada para um período de 10 anos.

Esta análise simplificada sugere que o diferencial de produção deve ser priorizado para maximizar a produção. Todavia, um meio termo deve ser proposto. É conveniente não expor as

irregularidades ao máximo esforço medido em laboratório. Uma combinação entre os parâmetros do caso 1 e do caso 2 seria mais apropriada para preservar a fratura ácida.

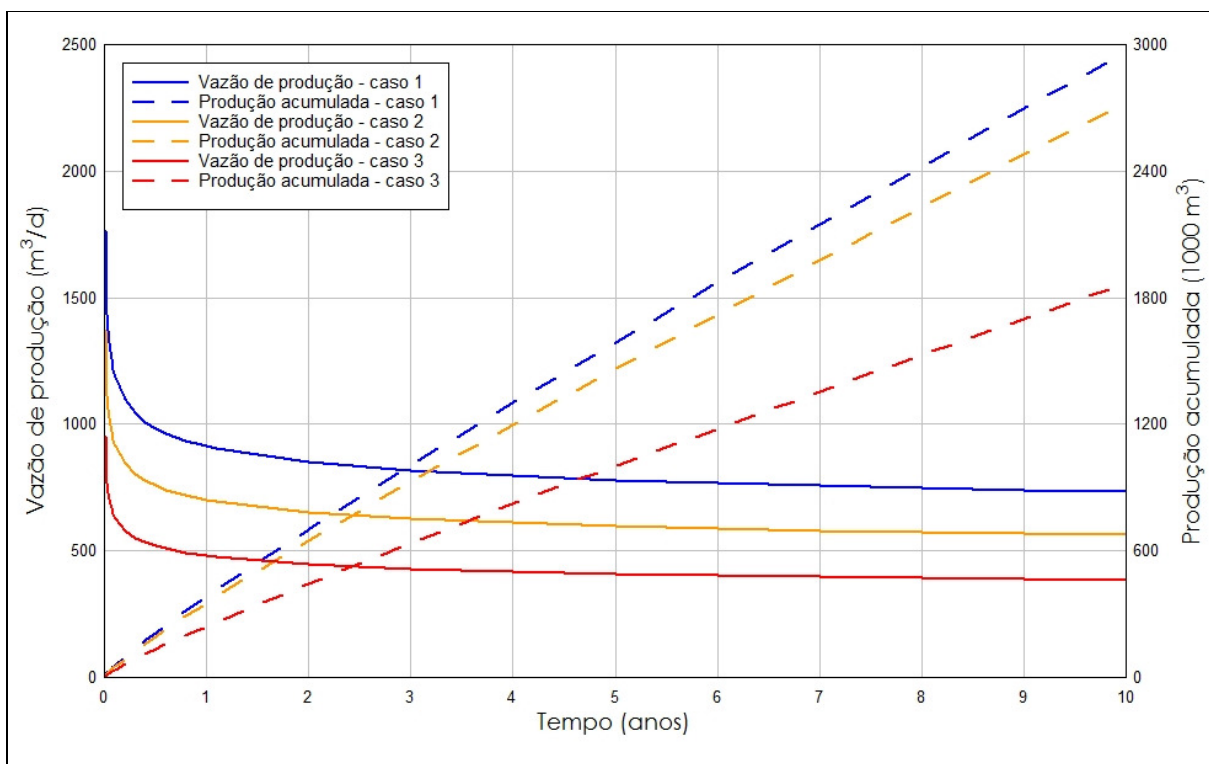


Figura 46 - Vazão de produção e produção acumulada de um poço representado pelos CP-33 e CP-34

4.6 Efeito do padrão de gravação no comportamento da condutividade

Os ensaios com reação ácida em condições dinâmicas comprovaram a ocorrência dos padrões de gravação uniforme, rugoso e de canais citados na literatura (NAVARRETE *et al*, 1998, POURNIK *et al*, 2009). Cabe salientar que as imagens obtidas sugerem que os padrões obtidos não sofreram influência de artefatos como vários ensaios da TAMU, reconhecidos por Pournik *et al* (2009). O ácido alcançou a superfície dos CP com o fluxo totalmente desenvolvido e isto sugere que os padrões de gravação observados são propriedades daquelas rochas, desenvolvidos de alguma forma.

A Figura 34 e Figura 35 mostraram os resultados dos ensaios de condutividade de CP com padrão de gravação uniforme ou homogêneo para a condição de carbonato raso e em condições de laboratório partindo de CP com faces lisas. A pergunta que cabe aqui é se tal padrão existe na natureza.

Em ocorrendo em uma fratura ácida real, em grande escala, dever-se-ia esperar baixa condutividade inicial. Isto não ocorreu no ensaio do CP-01 e CP-11 (Figura 34). A condutividade inicial é razoavelmente alta da ordem de 2937 mD-m (9635 mD-ft). A explicação está na Figura 1 no início da dissertação. Aquela imagem foi feita com uma fonte de luz posta atrás das superfícies dos CP-01 e CP-11 em contato. Os pontos escuros são os pontos de contato das irregularidades. Alguns destes pontos podem ser visualizados na Figura 30, em torno das coordenadas (x, y=-55, 25 e x,y=-14,22). As linhas e pontos claros são os espaços vazios deixados pelas irregularidades. Estes espaços vazios garantem a elevada condutividade inicial. Ocorre que existe grande extensão de vazios sem pontos de sustentação. Estes espaços vazios devem ser altamente suscetíveis à fluência e o fechamento da fratura ácida deve ser acelerado (ABASS *et al*, 2006). Este processo ajuda a explicar as elevadas quedas de produção observadas após fraturamento ácido nos carbonatos da seção pós-sal da bacia de campos (NEUMANN *et al*, 2010). Um critério que independe do padrão de gravação e capaz de dirimir estas incertezas, é considerar carbonato homogêneo como aquele incapaz de gerar uma superfície irregular o bastante para criar condutividade ácida (ANDERSON e FREDRICKSON, 1989). Cumpre lembrar, entretanto, que os ensaios destes autores também partiram de superfícies lisas.

Abass *et al* (2006) sugerem que fraturas preenchidas com agente de sustentação tem menor declínio de produção devido ao maior número de pontos de contato. Nos pares CP-13 e CP-14, CP-15 e CP-16, CP-21 e CP-22 e CP-29 e CP-30 a variação de condutividade apresenta o mesmo comportamento. Há duas inclinações da curva e dois valores de C_2 . Em todos estes CP o padrão de desgaste do ácido é rugoso (ver Apêndice II). Este padrão se caracteriza pela existência de elevado número de pontos de contato entre as irregularidades. É possível fazer uma analogia com a afirmação que abre o parágrafo. A diminuição da abertura da fratura aumenta o número de pontos de contato entre as irregularidades que causa uma redistribuição do esforço compressivo que atua sobre a face da fratura. A redistribuição do esforço é percebida pela redução da variação da condutividade. A falha das asperezas por compressão é postergada.

Uma questão adicional quando da ocorrência do padrão de gravação rugoso diz respeito a qual valor de C_2 considerar para aplicar no modelo Nierode e Kruk. O critério adotado escolhe o C_2 da curva que mais reside no envelope de fraturamento. Havendo equivalência, usa-se a média aritmética do C_2 .

Os pares que mostram padrão de gravação canais tem outro comportamento. Não há nenhuma mudança na inclinação até que ocorre o colapso dos canais. Os pontos de contato são os mesmos o tempo todo. Aqui não ocorre a redistribuição do esforço compressivo como se observa nos CP com padrão de gravação rugoso e os valores de RES tendem a ser menores. Assim que a resistência compressiva da parede dos canais é alcançada, eles colapsam. O menor valor de C_2 ou a curva com menor inclinação e menor variação da condutividade de todos os experimentos foi observado no par CP-33 e CP-34.

4.7 Ensaio de condutividade com o modelo de Walsh

Jones (1975) e Walsh (1981) observaram que a raiz cúbica da permeabilidade, ou da condutividade, apresenta uma relação linear com o logaritmo da tensão efetiva. Pournik *et al* (2009) apresentam esta relação na forma da equação (2.21)

$$(k_f w)^{1/3} = C_1 - C_2 \ln(\sigma_c)$$

onde o coeficiente linear e coeficiente angular tem a mesma definição que no modelo exponencial de Nierode e Kruk.

Os pontos experimentais da variação da condutividade com a tensão de confinamento efetiva são colocados em um gráfico com a raiz cúbica da condutividade nas ordenadas em escala cartesiana e com a tensão efetiva nas abcissas em escala logarítmica para o caso carbonatos profundos. O envelope de fraturamento é também evidenciado.

A Tabela 6 mostra o DREC, o C_1 , C_2 , o coeficiente de determinação R^2 e a rugosidade linear calculados para o ajuste com a equação do modelo Jones (1975) e Walsh (1981).

Tabela 6 – DREC, C_1 , C_2 , R^2 para o modelo de Walsh

CP - par	DREC (mD-m)	C_1 (mD-m) ^{1/3}	C_2	R^2	r_L	Padrão
CP-17 e CP-18	220986	69,119	6,541	0,981	1,181	Rugoso
CP-15 e CP-16	725983	91,062	8,181	0,937	1,330	Rugoso
CP-19 e CP-20	6209	80,118	6,328	0,953	1,537	Rugoso
CP-13 e CP-14	13085	69,170	5,779	0,985	1,154	Rugoso
CP-27 e CP-28	4855	63,329	4,795	0,982	1,239	Rugoso
CP-25 e CP-26	133670	103,675	9,225	0,983	1,739	Rugoso
CP-23 e CP-24	87475	110,316	9,690	0,994	1,336	Rugoso
CP-29 e CP-30	5966	66,979	5,412	0,995	1,101	Rugoso
CP-21 e CP-22	30350	61,287	5,169	0,993	1,588	Rugoso

As curvas apresentadas nas Figura 47 e Figura 48 ajustam-se à equação (2.21).

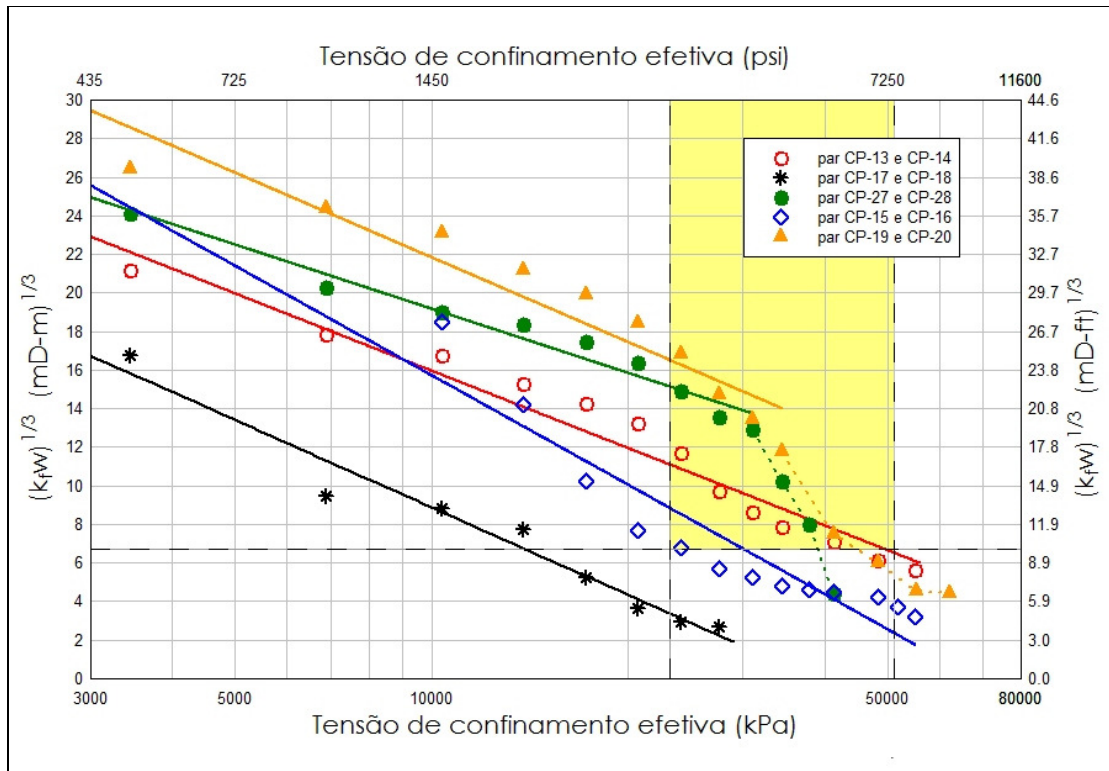


Figura 47 - CP ajustados para o modelo de Walsh - carbonatos profundos

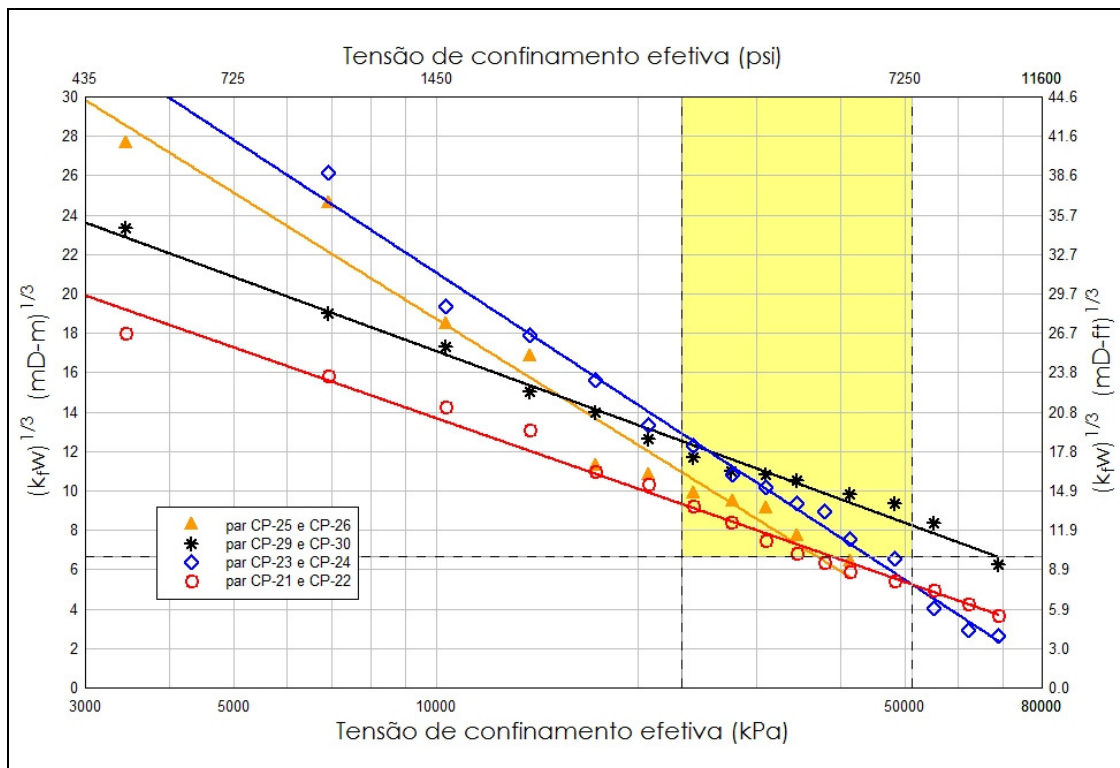


Figura 48 - CP ajustados para o modelo de Walsh - carbonatos profundos

Os ajustes são bons com coeficiente de determinação $R^2 > 0,98$ para todas as curvas, com exceção dos pares CP-15 e CP-16, CP-19 e CP-20.

A análise para definir pelo fraturamento ácido é exatamente a mesma apresentada na seção 4.5.3.4 e não será repetida.

4.8 CP com face da fratura por tração

As superfícies onde ocorreu a reação com ácido nos pares CP-37 e CP-38, CP-39 e CP-40, CP-55 e CP-56 foram obtidas pela quebra do corpo de prova no ensaio de três pontos. Neste ensaio, a quebra do corpo de prova ocorre por tração. Uma fratura hidráulica é também uma fratura por tração (YEW, 2008). Portanto, as superfícies dos CP-37 e CP-38, CP-39 e CP-40, CP-55 e CP-56 devem ser muito semelhantes às superfícies de uma fratura real.

A Figura 49 mostra a topografia da superfície de uma fratura por tração antes do ataque com ácido. A superfície é claramente rugosa e irregular. A Figura 50 mostra a mesma superfície depois do ataque com ácido. É visível que ocorreu uma suavização (*smoothing*) da superfície irregular. Outras imagens, antes e depois do ataque ácido são mostradas no Apêndice II.

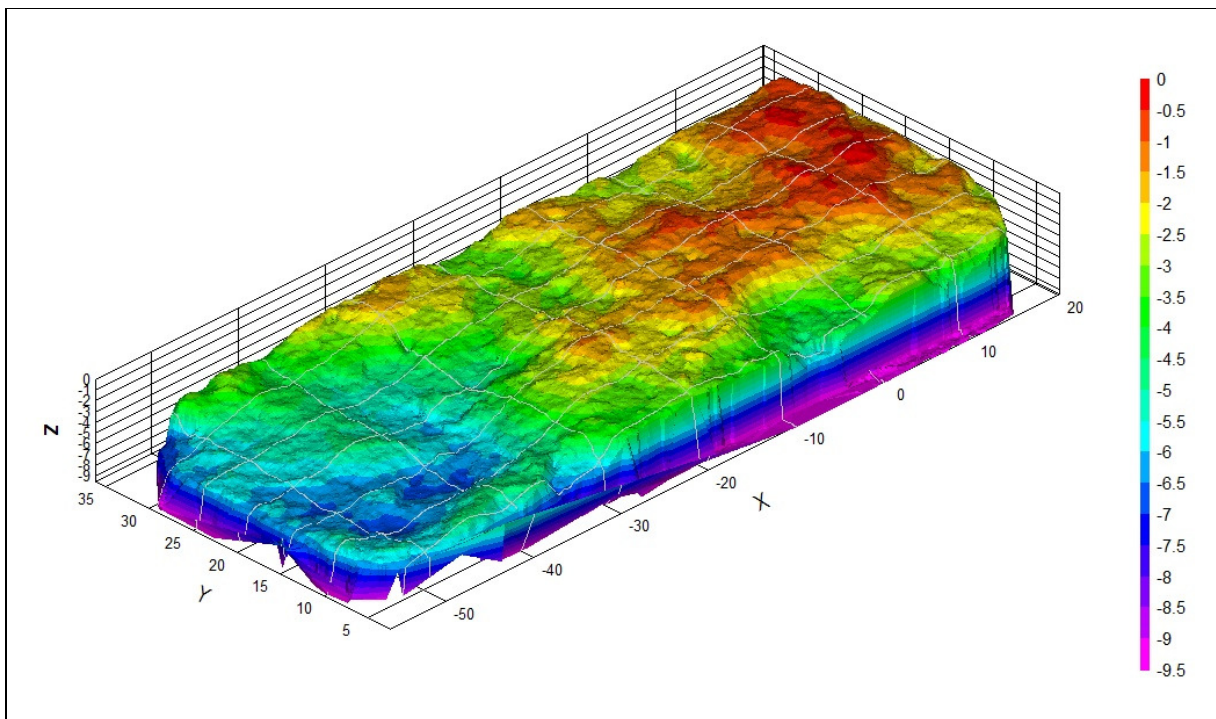


Figura 49 - CP-38 - Topografia da superfície da fratura por tração – antes do ácido

A rugosidade linear destas fraturas por tração é elevada antes mesmo do contato com ácido. Todos os CP ensaiados por tração apresentam rugosidade linear maior que 1,100. Note-se que estas rugosidades iniciais são maiores do que as rugosidades depois da reação com o ácido para vários CP com superfície original lisa.

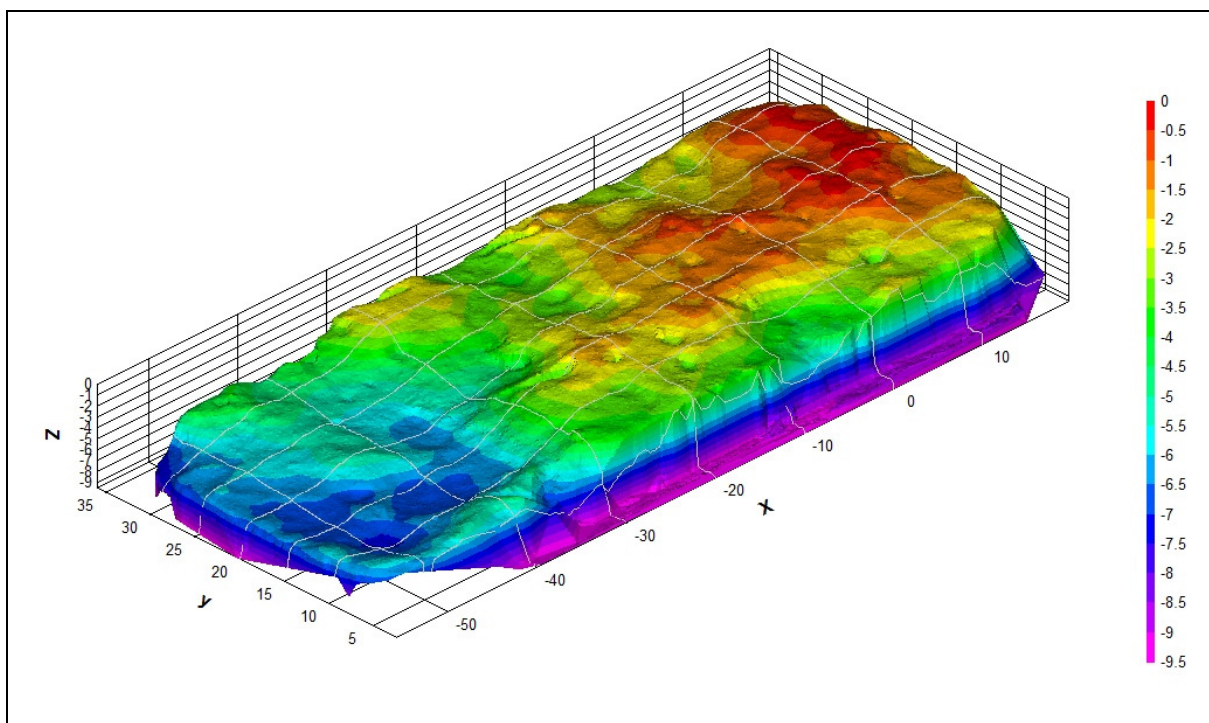


Figura 50 - CP-38 - Topografia da superfície da fratura por tração – depois do ácido

O resultado tem algo de inesperado. O senso comum afirmaria que as irregularidades devem apresentar aspecto mais áspero após a reação com ácido. A reação com ácido pode deixar a superfície de uma fratura ácida menos áspera, ou na terminologia da dissertação, menos rugosa.

Convém lembrar um trecho do trabalho de Nierode e Kruk (1973)²²:

We believe the conductivity measured in these tests is mainly due to the smoothing of peaks and valleys on the rough fracture faces, and is independent of rock heterogeneities due to the small sample size.

Pode-se especular que ao longo dos anos, em função da publicação de vários trabalhos partindo de superfícies lisas e serradas, muito mais fáceis de serem produzidas, cristalizou a

²² Tradução livre: Nós acreditamos que a condutividade medida nestes ensaios é devida principalmente à suavização dos picos e vales na superfície rugosa da fratura e é independente das heterogeneidades da rocha em função do pequeno tamanho das amostras.

concepção de que o aumento da aspereza (*asperities*) seria um dos grandes fatores a determinar a condutividade.

Significa que a condutividade é devida apenas á suavização das irregularidades naturais da rocha? Não. Na sequência do texto, Nierode e Kruk afirmam que nos ensaios que mostraram condutividade muito alta, inesperada, esta maior condutividade é devida à dissolução desigual das superfícies fraturadas pela presença de heterogeneidades.

E como conciliar rugosidade com a imagem da Figura 49 e Figura 50?

As superfícies por tração exibidas até aqui foram obtidas de testemunhos das mesmas formações que geraram CP com padrão uniforme quando a reação com o ácido teve lugar em uma face lisa. Infelizmente, não houve tempo para testar em condições dinâmicas um CP de rocha carbonática que gerou o padrão rugoso ou o padrão canais.

Entretanto, um experimento tardio foi ainda conduzido. Duas pequenas amostras de rocha carbonática foram partidas em um ensaio de tração obtendo faces irregulares e rugosas (Ctr 1, Ctr 2, Ctr 3 e Ctr 4). Estas rochas apresentaram padrão de gravação rugoso ou canais quando submetida ao ataque ácido em condições dinâmicas. Estas faces foram digitalizadas antes e depois de postas a reagir com HCl a 15% em condições estáticas em um vaso aberto para a atmosfera e na temperatura de 22°C. A Figura 51 mostra uma destas faces antes e depois da reação com o HCl a 15%. Visivelmente houve uma suavização da fratura por tração.



Figura 51 - aspecto da superfície por tração do Ctr 3 antes (a) e depois (b) da reação com ácido

A Figura 52 mostra a evolução da reação e a rugosidade linear em imagens digitalizadas da face do Ctr 1 nos tempos de reação 0, 5, 10 e 20 min.

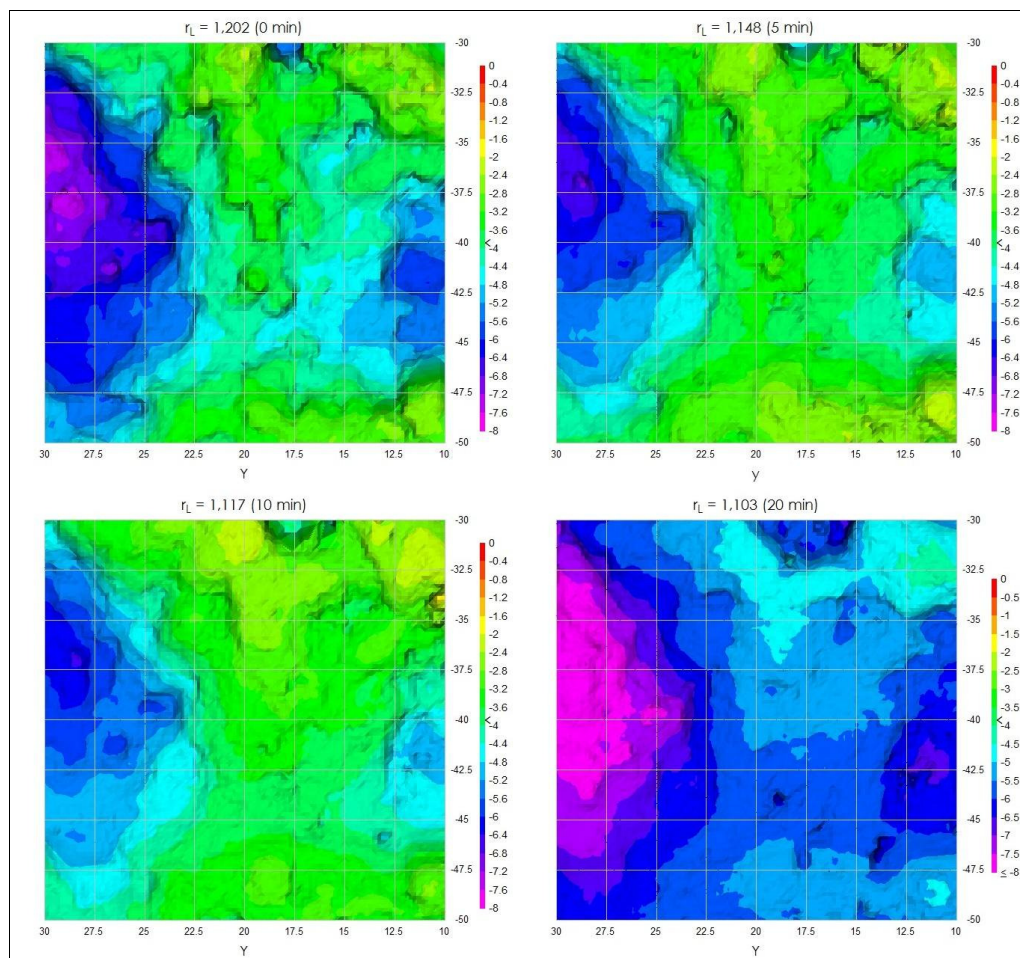


Figura 52 - Evolução da rugosidade linear de uma superfície de tração - reação em condições estáticas

A Tabela 7 mostra a área superficial antes e depois do ataque ácido para CP fraturados por tração.

A Tabela 7 apresenta a rugosidade linear e a rugosidade linear da tração, r_{LT} , que é resultado da divisão da área superficial por tração depois do ataque ácido pela área superficial por tração antes do ataque ácido. A área projetada das amostras Ctr-n é 400 mm². Note-se, ainda, que depois da reação com ácido parece não existir um padrão definido para a rugosidade. Ela ou cresce, ou mantém-se inalterada ou ainda decresce com a reação pelo ácido. Entretanto, o número de ensaios é baixo e qualquer afirmação sobre este tópico deve ser cautelosa.

Tabela 7- Variação da área superficial e da rugosidade em CP com fratura por tração

	Área (mm ²)		r _L		r _{LT}
	Antes	Depois	Antes	Depois	
CP-37	2138	2127	1,104	1,098	0,995
CP-38	2149	2151	1,107	1,110	1,001
CP-39	2149	2365	1,109	1,221	1,101
CP-40	2145	2214	1,107	1,143	1,032
CP-55	2558	2916	1,320	1,505	1,140
CP-56	2534	2978	1,308	1,537	1,175
CP-59	2483	...	1,287
CP-60	2161	...	1,128
Ctr-1*	481	441	1,202	1,103	0,917
Ctr-2	477	445	1,193	1,113	0,933
Ctr-3	518	491	1,295	1,228	0,948
Ctr-4	495	...	1,238

* Ctr – peças menores quebradas por tração
 ... dado não disponível

Os resultados obtidos aqui sugerem que não se pode atribuir geração de condutividade apenas ao aumento da rugosidade. O processo é bem mais complexo e ainda carece de modelagem adequada.

Esta variação da rugosidade impede uma definição mais precisa do padrão de gravação. À falta de nome melhor, esta dissertação sugere e nomeia este padrão de gravação como padrão de gravação tração.

Esta seção é finalizada com uma questão muito pertinente (ou impertinente). Os padrões de gravações citados na literatura e os observados nos experimentos da dissertação foram obtidos a partir de superfícies lisas. Os três ensaios nos CP com superfícies por tração não mostraram o padrão uniforme, observado nos ensaios dos CP com superfícies lisas. Um único experimento em condições de reação estática não reproduziu o padrão de gravação rugoso ou de canais. Estes padrões existem na natureza? Estes padrões são artefatos de laboratório somente gerados em CP com faces lisas?

A questão está em aberto e urge responde-la.

4.9 Condutividade inicial e rugosidade

O cruzamento dos dados da Tabela 5 permite observar outras relações. Uma destas relações é vista na Figura 53 que relaciona a condutividade inicial C_I com a rugosidade linear média (r_{Lp}) do par ensaiado no condutímetro. Os dados estão muito espalhados e a linha de tendência tem baixo coeficiente de determinação, $R^2=0,407$.

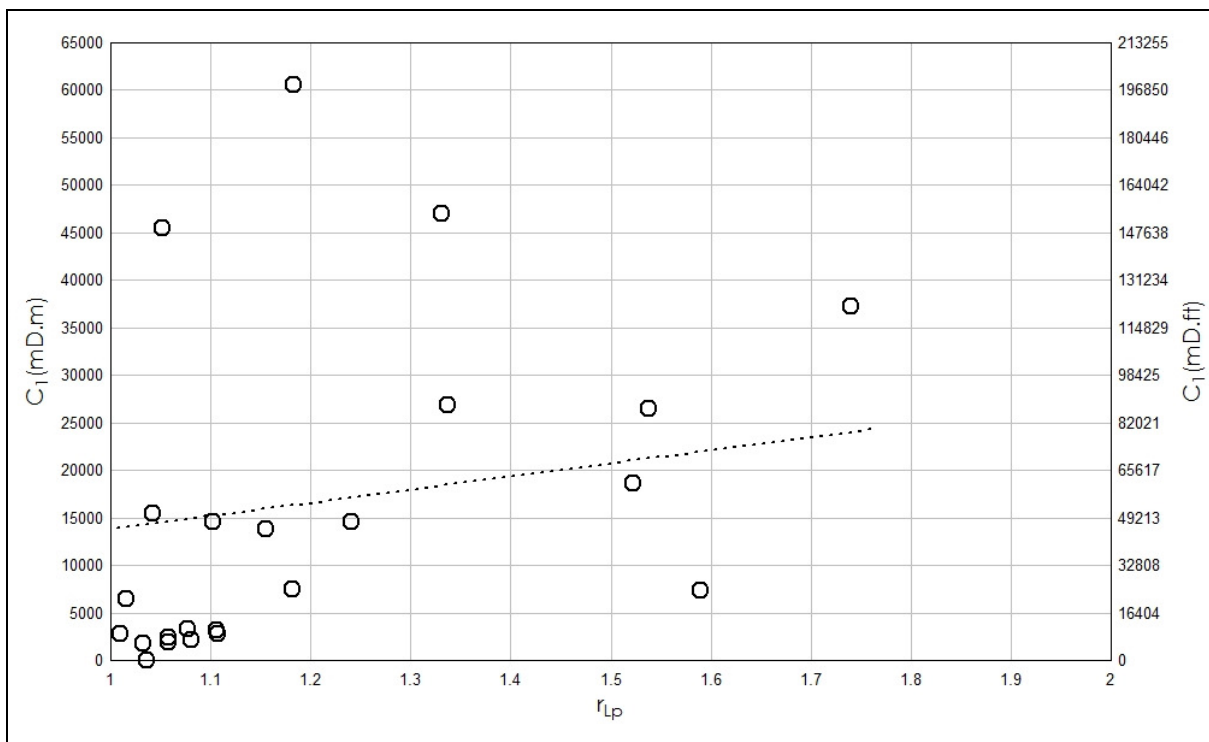


Figura 53 - Relação entre a condutividade inicial e a rugosidade linear média do par

A Figura 54 mostra a mesma relação onde os CP estão discriminados por padrão de gravação. O termo tração se refere aos CP com superfície de fratura obtida em ensaio de tração.

Entretanto ao se levar em conta o padrão de gravação, as afirmações são diferentes:

- a) Os corpos de prova com padrão canais apresentam baixa rugosidade linear e baixa condutividade inicial;
- b) Os corpos de prova com padrão uniforme apresentam baixa rugosidade, mas podem apresentar elevada condutividade inicial;
- c) Os corpos de prova com padrão rugoso apresentam grande espalhamento dos dados, mas sugerem que o C_1 deve crescer com a rugosidade;
- d) Ainda há poucos ensaios com corpos de prova quebrados por tração para sustentar qualquer relação entre a condutividade inicial e a rugosidade linear.

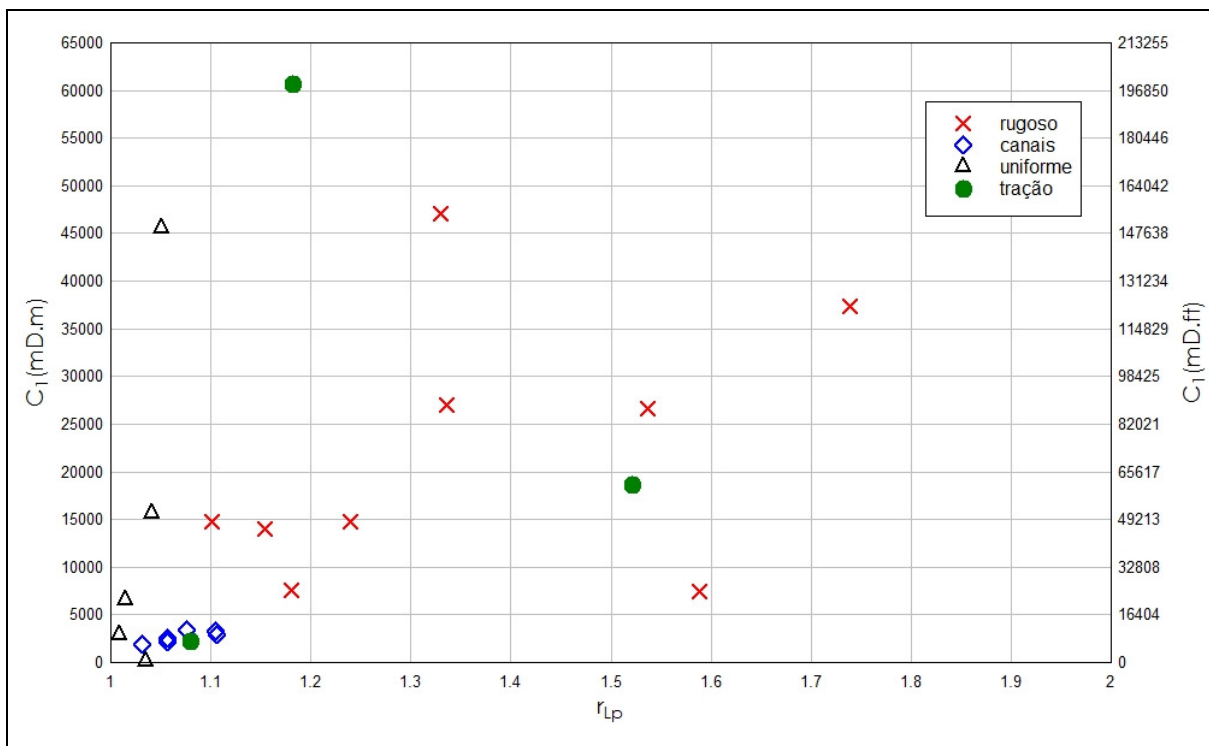


Figura 54 - Relação entre a condutividade inicial e a rugosidade média do par

Gong (1999) afirmou que quanto maior for o tempo de contato do ácido com a rocha, maior será rugosidade final. Dados de rugosidade da Tabela 4 mostram elevados valores de rugosidade linear em CP submetidos à reação com ácido por tempo inferior a 30 min e menores valores de rugosidade linear para tempo de ensaio de 30 min. A afirmação de Gong não é suportada pelos dados experimentais da dissertação.

4.10 Ensaios de condutividade ácida com agente de sustentação

Os gráficos da seção 4.5 são definitivos para decidir claramente pela aplicação do fraturamento ácido. Entretanto, como em alguns ensaios para o caso de carbonatos profundos o final do envelope de fraturamento não foi alcançado, pode-se questionar a afirmação inicial especialmente se for previsto a necessidade de elevação do diferencial de produção, isto é, aumento da tensão efetiva sobre a fratura ácida.

Abass *et al* (2006) afirmam que um fraturamento com agente de sustentação tem menor declínio de produção, vale dizer, menor declínio de condutividade, em função da existência de maior número de pontos de contato.

Partindo desta observação, é sensato investigar se a adição de uma pequena quantidade de agente de sustentação faz aumentar o número de pontos de contato em uma fratura ácida. Os grãos do agente de sustentação passam a suportar o esforço compressivo juntamente com os pontos de contato das irregularidades aliviando a carga imposta a estas últimas. As irregularidades submetidas a menor carga demandarão maior tempo para que sua resistência compressiva seja alcançada postergando o colapso da fratura e reduzindo o declínio da condutividade.

Em um fraturamento, este conceito supõe o bombeio conjunto de ácido e agente de sustentação. Esta ideia não é nova. Daneshy *et al* (1998) sugeriram que na parte final de um fraturamento ácido fosse também bombeado agente de sustentação para manter uma fratura ácida aberta quando a tensão de fechamento fosse superior à 34500 kPa (5000 psi). Bale, Smith e Klein (2010) apresentaram uma investigação teórica sobre o efeito do bombeio conjunto de ácido e agente de sustentação nas concentrações-padrão da indústria. É uma opção bastante arriscada para o cenário dos carbonatos da seção pré-sal. No caso de problemas operacionais ou da ocorrência de embuchamento prematuro (AZEVEDO *et al*, 2010), a coluna de trabalho conteria ácido e agente de sustentação dificultando sobremaneira as atividades para a sua remoção. A proposta aqui discutida é praticamente a mesma diferindo na concentração de agente de sustentação, muito menor.

Esta menor concentração de agente de sustentação evoca um conceito polêmico para a comunidade de fraturamento hidráulico. Trata-se da utilização de uma camada única e incompleta de agente de sustentação ou monocamada parcial (*partial monolayer*) (DARIN e HUITT, 1960). Camada única ou monocamada deve ser entendida como a situação onde os grãos do agente de sustentação estão lado a lado, jamais empilhados um sobre o outro. O termo parcial indica a existência de espaço vazio entre os grãos, isto é, eles não estão agrupados lado a lado.

Para agentes de sustentação cerâmicos, granulares e esféricos uma monocamada total deste agente tem concentração da ordem de 1,17 kg/m² (0,24 lb/ft²) (HOWARD e FAST, 1970). A Figura 55 mostra a aparência da superfície de um CP coberto por monocamadas parciais de ¼, ½ e ¾ até uma monocamada total de um agente de sustentação não esférico.

Para provar este conceito um experimento foi idealizado. Superfícies de fraturas ácidas com RES similar foram ensaiadas na célula de condutividade. A redistribuição das tensões pelo

aumento do número de pontos de contato deve se refletir na diminuição do valor do C_2 (ou aumento se for adotada a convenção de C_2 negativo) que é percebido pela diminuição da inclinação da melhor reta entre os pontos de condutividade e tensão efetiva.



Figura 55 - Monocamadas parciais e monocamada total na superfície de um corpo de prova

Dois problemas práticos foram enfrentados.

A heterogeneidade dos carbonatos e a posição de onde os CP foram sacados dos testemunhos o primeiro. Com esta prática, é muito difícil obter quatro corpos de prova com RES similar. Esta situação foi atacada de dois modos: (i) buscando CP com RES equivalente observando o mesmo padrão de gravação ou (ii) na ausência de CP com RES equivalente, a solução foi mesclar CP observando o mesmo padrão de gravação.

A comparação entre os pares CP-01, CP-02, CP-11 e CP-12 foi viabilizada mesclando os CP. A condutividade de fratura ácida foi medida nos pares CP-01 e CP-11 (RES médio =169495 kPa). A condutividade de fratura ácida com uma pequena quantidade de agente de sustentação foi medida nos pares CP-02 e CP-12 (RES médio =171680 kPa psi). Em função de todas as simplificações e incertezas das medidas, valores de RES de 16,9 e 17,1 MPa podem ser considerados iguais.

O ensaio comparativo entre os pares CP-43, CP-44, CP-47 e CP-48 foi realizado sem mesclar os CP uma vez que os CP compartilhavam a mesma face (ver Figura 17) e RES médio dos pares é equivalente. A condutividade de fratura ácida foi medida nos pares CP-47 e CP-48 (RES médio=173170 kPa). A condutividade de fratura ácida com uma pequena quantidade de agente de sustentação foi medida nos pares CP-43 e CP-44 (RES médio=175175 kPa).

O ensaio comparativo entre os pares CP-19, CP-20, CP-27 e CP-28 foi realizado sem mesclar os CP. Na verdade, o ensaio com monocamada parcial foi realizado com o par CP-19 e CP-20 que compartilharam o mesmo testemunho, mas não a mesma face. De posse do resultado, buscou-se uma comparação. O critério foi a proximidade do RES e a semelhança do comportamento da curva de condutividade – ambos apresentaram colapso das irregularidades. A condutividade de fratura ácida foi medida nos pares CP-27 e CP-28 (RES médio=409420 kPa). A condutividade de fratura ácida com uma pequena quantidade de agente de sustentação foi medida nos pares CP-19 e CP-20 (RES médio=399140 kPa).

O ensaio comparativo entre os pares CP-13 e CP-14, CP-25 e CP-26 foi realizado sem mesclar os CP. Na verdade, o ensaio com monocamada foi realizado com o par CP-25 e CP-26 que compartilharam o mesmo testemunho, mas não a mesma face. De posse do resultado, buscou-se uma comparação. O critério foi a proximidade do RES e a semelhança do comportamento da curva de condutividade, sem apresentar colapso. A condutividade de fratura ácida foi medida nos pares CP-13 e CP-14 (RES médio=404925 kPa). A condutividade de fratura ácida com uma pequena quantidade de agente de sustentação foi medida nos pares CP-25 e CP-26 (RES médio=512920 kPa).

O segundo problema enfrentado foi o tamanho do grão do agente de sustentação. A Figura 56 fornece uma ideia do problema.

A imagem (a) da Figura 56 é a vista idealizada e frontal de uma fratura ácida. Caso esta fratura ácida fosse preenchida com agente de sustentação muito menor do que a altura média das irregularidades, imagem (b), estes grãos não teriam efeito algum em aumentar os pontos de contato. Eles ficariam perdidos nos vales da fratura ácida. A utilização de um agente de sustentação muito maior do que a altura média das irregularidades, imagem (d), aumentaria os pontos de contato e inflaria demasiadamente o valor da condutividade inicial da fratura (C_1). Para evitar este efeito, deve-se usar um grão com tamanho equivalente a altura média das irregularidades como sugerido pela imagem (c) da Figura 56.

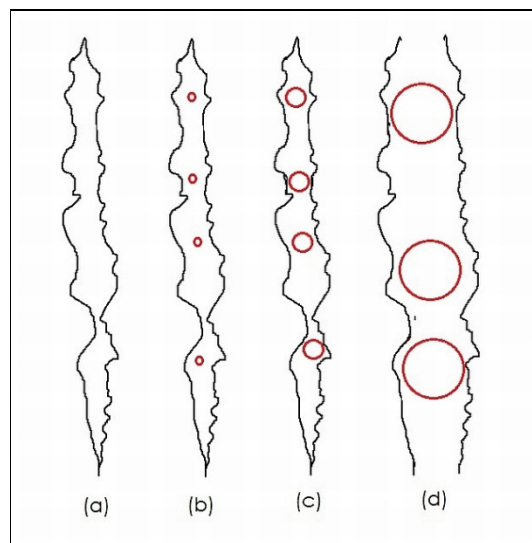


Figura 56 - Fratura ácida e tamanho de grãos de agente de sustentação

A Figura 57 mostra a curva de condutividade frente à tensão de confinamento efetiva da fratura ácida com agente de sustentação para os CP com padrão de gravação uniforme.

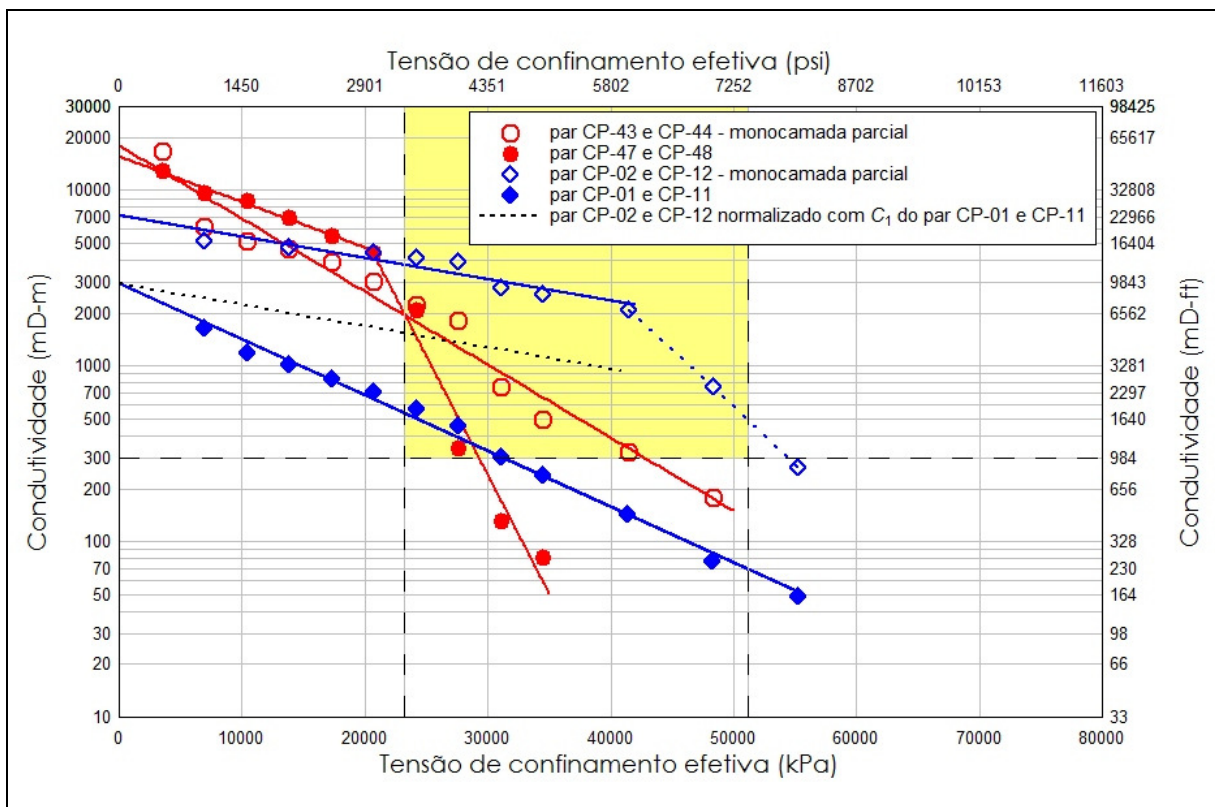


Figura 57 – Variação da conduktividade com a tensão efetiva em CP uniforme e com adição de agente de sustentação

O agente de sustentação é um produto artificial, granular e esférico, não cerâmico e com densidade $d=1,08$. Segundo dados do fabricante, ele é capaz de suportar até 55200 kPa (8000 psi) de tensão de confinamento efetiva. A quantidade utilizada equivale a $\frac{1}{4}$ de uma monocamada total. O gráfico apresenta a curva de conduktividade versus tensão efetiva com agente de sustentação (pontos vazados) e, para comparação, apresenta também a curva sem agente de sustentação do outro par de CP equivalente (pontos cheios).

No ensaio entre os pares CP-43 e CP-44, CP-47 e CP-48, o C_1 é similar evidenciando o acerto na escolha da granulometria do agente de sustentação. Já no ensaio entre os pares CP-01 e CP-11, CP-02 e CP-12, a conduktividade inicial C_1 é maior e parte deste efeito deve ser atribuída à introdução do agente de sustentação.

O que se observa nos dois ensaios é o efeito positivo da adição do agente de sustentação em função da menor variação da conduktividade para o ensaio com agente de sustentação no envelope de fraturamento ácido. O ponto chave é o menor declínio da conduktividade da fratura ácida com agente de sustentação. O C_2 é menor. Este resultado sugere que a introdução do agente de

sustentação fez aumentar os pontos de contato e redistribuiu o esforço compressivo na superfície da fratura ácida com padrão uniforme.

Em relação aos pares CP-01 e CP-02 um exercício pode ser realizado. Observe-se que o par CP-01 e CP-11 deixa o envelope de fraturamento e o par CP-02 e CP-12 não. Imagine-se que o C_1 do par CP-02 e CP-12 é igualado com o C_1 do par CP-01 e CP-02 e mantendo o C_2 obtido com agente de sustentação. A linha pontilhada na Figura 53 é o resultado do exercício. É visível, que mesmo nestas condições, o par CP-02 e CP-12 não deixa o envelope de fraturamento ou o faz bem além do par CP-01 e CP-11.

Para o par CP-47 e CP-48, CP-43 e CP-44 os resultados são semelhantes. A adição do agente de sustentação também causa uma redistribuição das tensões. Entretanto, em função da menor resistência mecânica de ambos os pares, a condutividade cai mais rapidamente. Cabe ressaltar que não há elementos suficientes para afirmar que a adição do agente de sustentação evitou que o par CP-43 e CP-44 experimentasse o mesmo colapso observado no par CP-47 e CP-48.

A Figura 58 mostra a curva de condutividade frente à tensão de confinamento efetiva da fratura ácida com agente de sustentação para os CP com padrão de gravação rugoso.

O agente de sustentação é bauxita com granulometria ABNT 8/10. O tamanho médio do grão é bem maior do que o tamanho médio usado no ensaio da Figura 57. A bauxita é um produto artificial, granular e esférico, cerâmico e com densidade $d=3,77$. Segundo dados do fabricante, ele é capaz de suportar até 103500 kPa (15000 psi) de tensão de confinamento efetiva. A quantidade utilizada equivale a $\frac{1}{4}$ de uma monocamada total. O gráfico apresenta a curva de condutividade versus tensão efetiva com agente de sustentação (pontos vazados) e, para comparação, apresenta também a curva sem agente de sustentação do outro par de CP equivalente (pontos cheios).

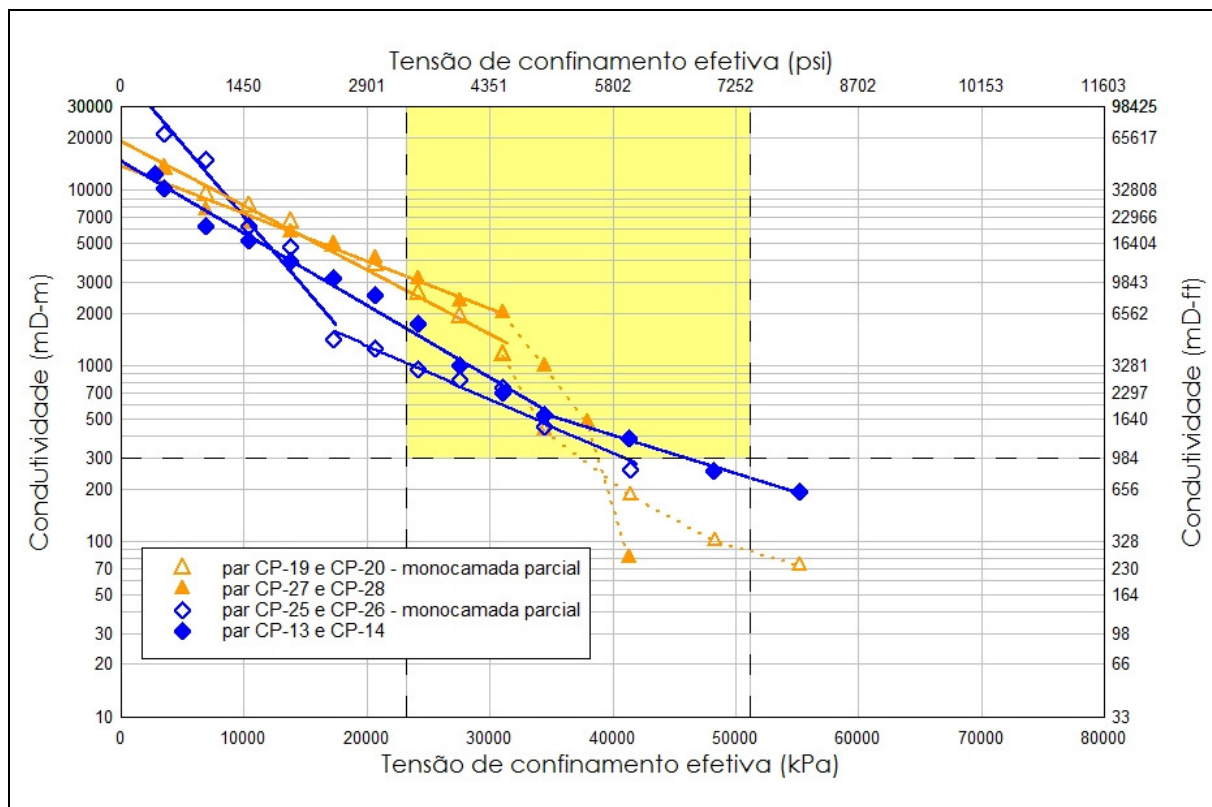


Figura 58 - Variação da condutividade com a tensão efetiva em CP rugoso e com adição de agente de sustentação

No caso de carbonatos com padrão de gravação rugoso, o efeito da adição de uma pequena quantidade de agente de sustentação é bem menos evidente. Não há alteração na inclinação da curva. A explicação mais provável aponta para a acomodação dos grãos de bauxita nos vales da superfície rugosa. Outra explicação possível, e que deve ocorrer simultaneamente à primeira, é mais complexa e pode estar associada à indentação, ou encravamento, dos grãos de bauxita na superfície do corpo de prova ao menor número de grãos, se comparada ao agente de sustentação de menor diâmetro. A força agindo sobre cada grão é maior, sua elevada resistência impediu o seu esmagamento e forçou a penetração na rocha.

4.11 Efeito da reação do ácido no RES

Na Tabela 8 mostra as medições de RES antes e depois do ataque ácido aos corpos de prova. Os CP receberam outra codificação devido à natureza diferente do ensaio.

Tabela 8 - Valores de RES em kPa antes e depois do ataque ácido

Ponto	ANTES	DEPOIS	ANTES	DEPOIS	ANTES	DEPOIS	ANTES	DEPOIS
	1A	1A	1B	1B	2B	2B	3A	3A
1	72607	54724	91379	74738	61241	49483	87359	94193
2	99331	47228	81034	140283	74041	39434	87152	40979
3	85641	218834	146690	171269	135834	103966	170855	99041
4	86145	40469	64876	64414	147683	100324	116297	62345
5	113910	570634	72779	143862	76069	68910	147524	81228
6	97462	55834	89138	215434	79228	51559	120414	40503

Estes pontos receberam o mesmo tratamento dado às outras medições de RES. Os pontos antes da ação do ácido não apresentaram valores atípicos (GRUBBS, 1969) e tem distribuição normal e o valor médio do RES é 100195 kPa e desvio padrão de 30270 kPa. Os pontos depois do ataque ácido apresentaram um valor atípico que foi expurgado. Eles apresentaram distribuição Johnson (TAYLOR, 2011) com valor médio de 89525 kPa e desvio padrão de 54000 kPa. A diferença entre o RES antes e depois do ácido é de 10,5%.

A comparação entre os valores de RES antes e depois do ataque ácido foi tabulada na Figura 59. A existência de maior número de pontos com RES maior antes da reação com ácido parece indicar que a reação com ácido reduz a resistência da superfície da rocha. Deve ser observado que quando ocorre aumento do RES após a reação com ácido, este aumento é maior em termos relativos.

Os resultados de Pournik *et al* (2009) na Figura 60, se apontam ligeiramente para a mesma conclusão, mostram menor dispersão dos resultados

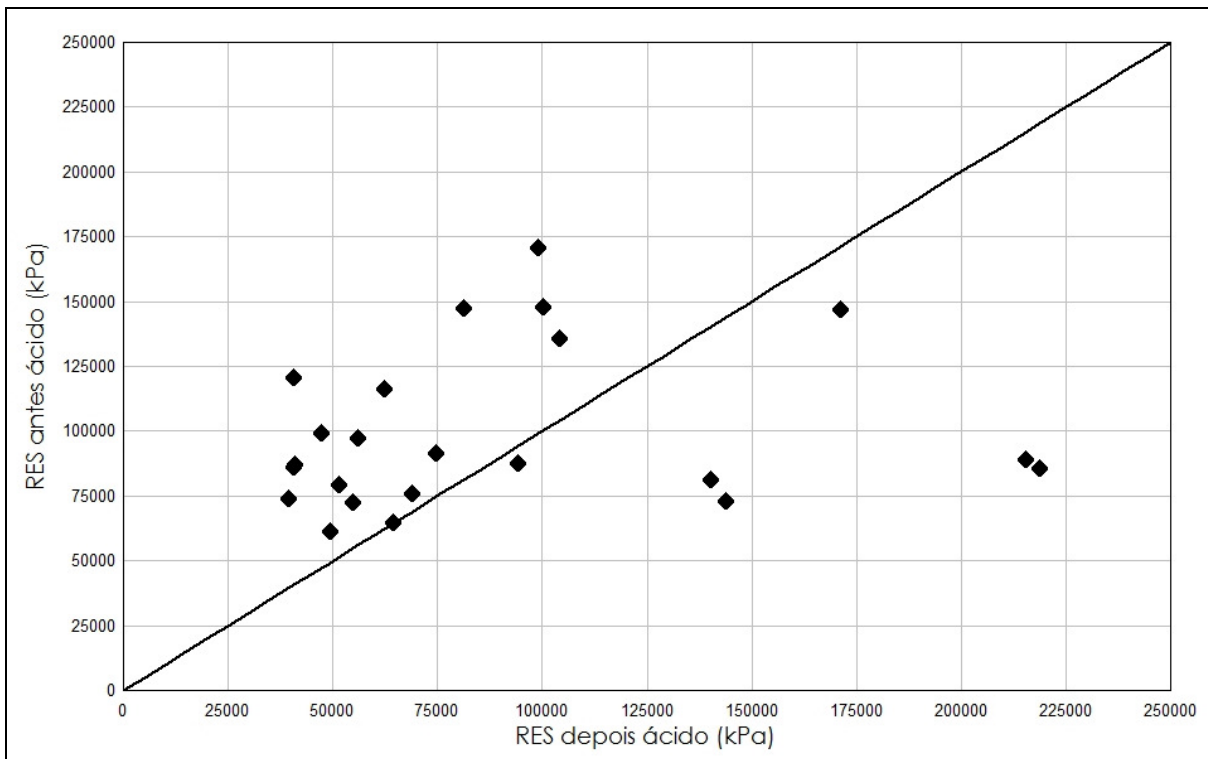


Figura 59 - Variação do RES antes e depois da reação com ácido.

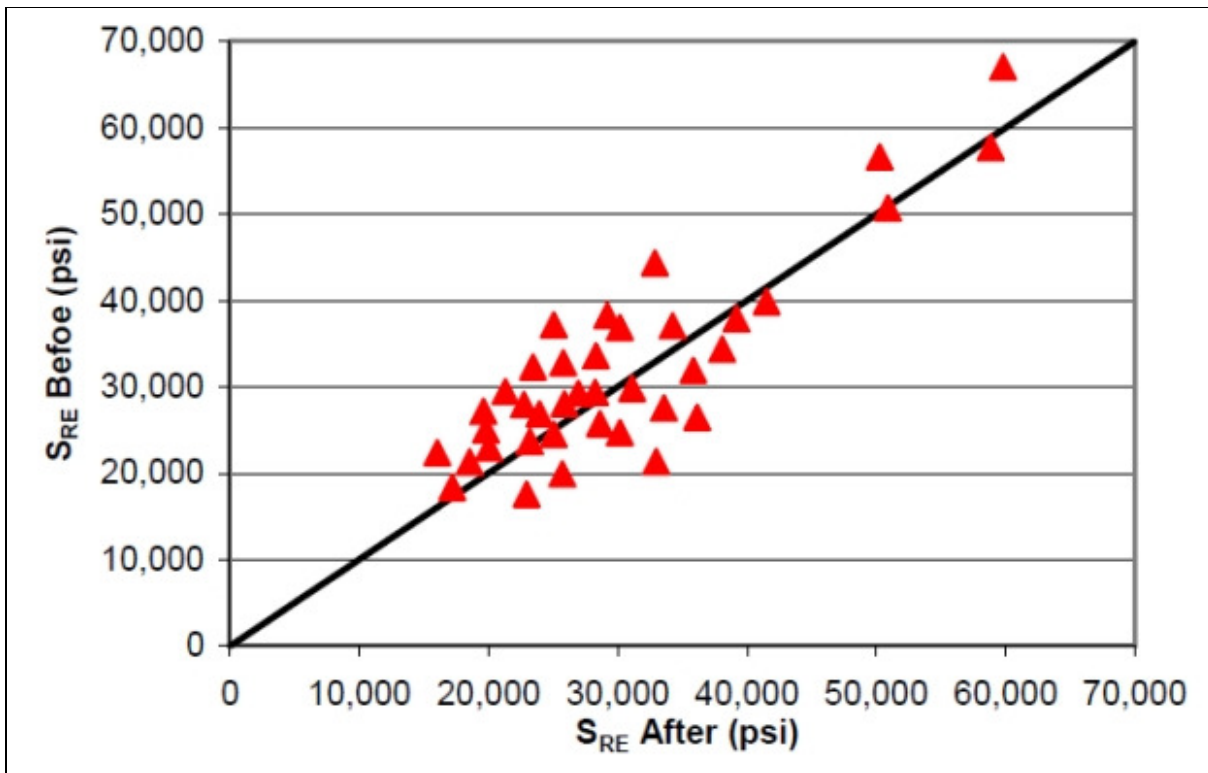


Figura 60 - Variação do RES antes e depois da reação com ácido (modificado de Pournik *et al*, 2009)

Os resultados não permitem uma conclusão categórica. O máximo que se pode afirmar é que se há redução do RES ela não é significativa (10%) a ponto de colocar em risco a resistência mecânica da fratura ácida devido unicamente a ação do ácido.

4.12 Correlação entre o RES e o módulo de elasticidade de Young

A extensão da medição de RES para carregamento e descarregamento aproximou este ensaio do ensaio IIT. A descoberta da similaridade entre RES e IIT foi realizada quando vários corpos de prova já haviam sido ensaiados. As medições de RES contemplaram apenas o carregamento e os corpos de prova foram atacados pelo ácido e comprimidos na medição de condutividade. O número de ensaios de RES com carregamento e descarregamento é menor do que o número de CP.

A correlação apresentada na Figura 61 foi construída com o RES calculado em um ponto de cada CP, geralmente o ponto 6 da face A ou o ponto 6 da Face B, e o módulo de Young calculado conforme a marcha apresentada na seção 2.4.

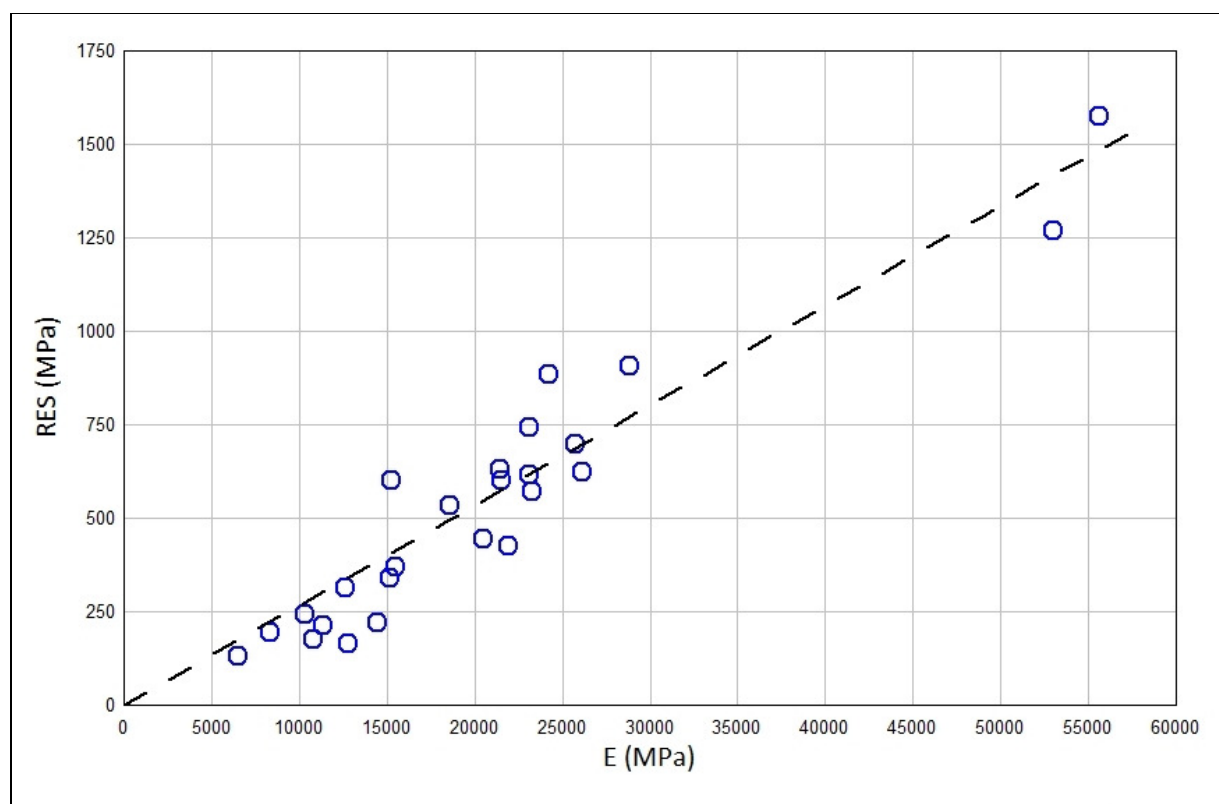


Figura 61 - Correlação entre RES e E (módulo de elasticidade)

Há uma boa correlação entre RES e E com baixo espalhamento. O coeficiente de determinação R^2 é 0,905. A correlação é representada pela equação (4.1) com RES e E em MPa ou em psi:

$$RES = 0,02671 \times E \quad (4.1)$$

A marcha de cálculo utilizada na dissertação é trabalhosa e não foi automatizada. A construção de uma correlação entre RES e E não era e não é o objetivo primeiro da dissertação.

A equação 4.1 deve ser utilizada na ausência de informações confiáveis acerca do valor do RES da formação que será submetida ao fraturamento ácido.

4.13 Correlações matemáticas com os resultados experimentais

Na Figura 62, os valores de C_2 obtidos experimentalmente e a média aritmética do valor de RES da coluna 6 e coluna 7 da Tabela 5 para cada par de CP são colocados em um gráfico semelhante ao gráfico original (Figura 8) apresentado por Nierode e Kruk (1973). Apenas como comparação são apresentados os pontos experimentais de Nierode e Kruk.

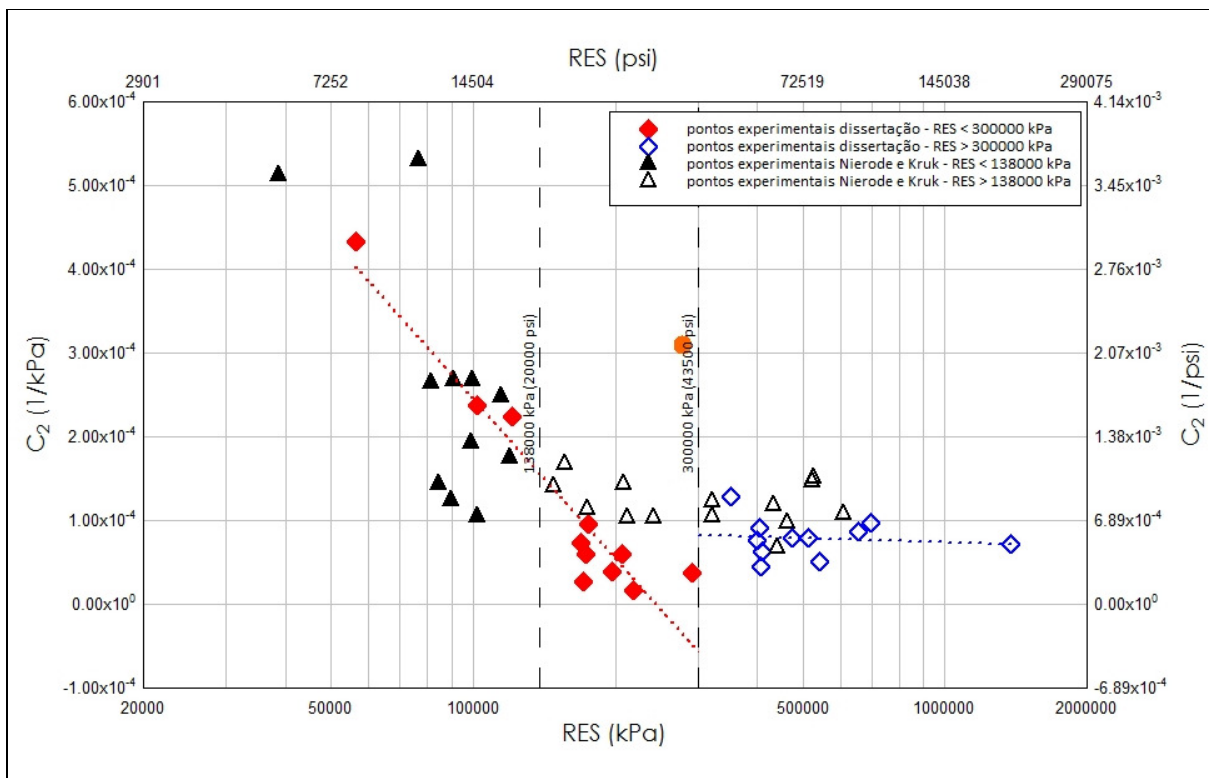


Figura 62 - Ajuste dos dados experimentais à maneira de Nierode e Kruk

Em que pese a obtenção de coeficientes de determinação R^2 melhores que os obtidos com o ajuste dos dados originais de Nierode e Kruk (1973) utilizando o mesmo aplicativo gráfico, o ajuste da Figura 58 não se presta para estimativa do C_2 a partir do RES.

Dois motivos são evidentes: (i) ausência de continuidade entre as curvas, isto é, ocorre um salto no valor de C_2 para o mesmo RES de 300000 kPa (linha tracejada) e (ii) a ocorrência de valores negativos de C_2 para $244000 \text{ kPa} \leq \text{RES} \leq 300000 \text{ kPa}$. O uso de C_2 negativo na equação (2.33) acarretaria no aumento da condutividade com a tensão de confinamento efetiva.

Entretanto, quando os pontos da Figura 62 são discriminados por padrão de gravação, como na Figura 63, torna-se difícil defender um modelo matemático único para estimar o C_2 a partir do RES.

Os resultados experimentais sugerem que para o padrão de gravação canais, a condutividade varie inversamente com o aumento do RES. Isto é, maior RES, maior queda da condutividade com a tensão de confinamento efetiva.

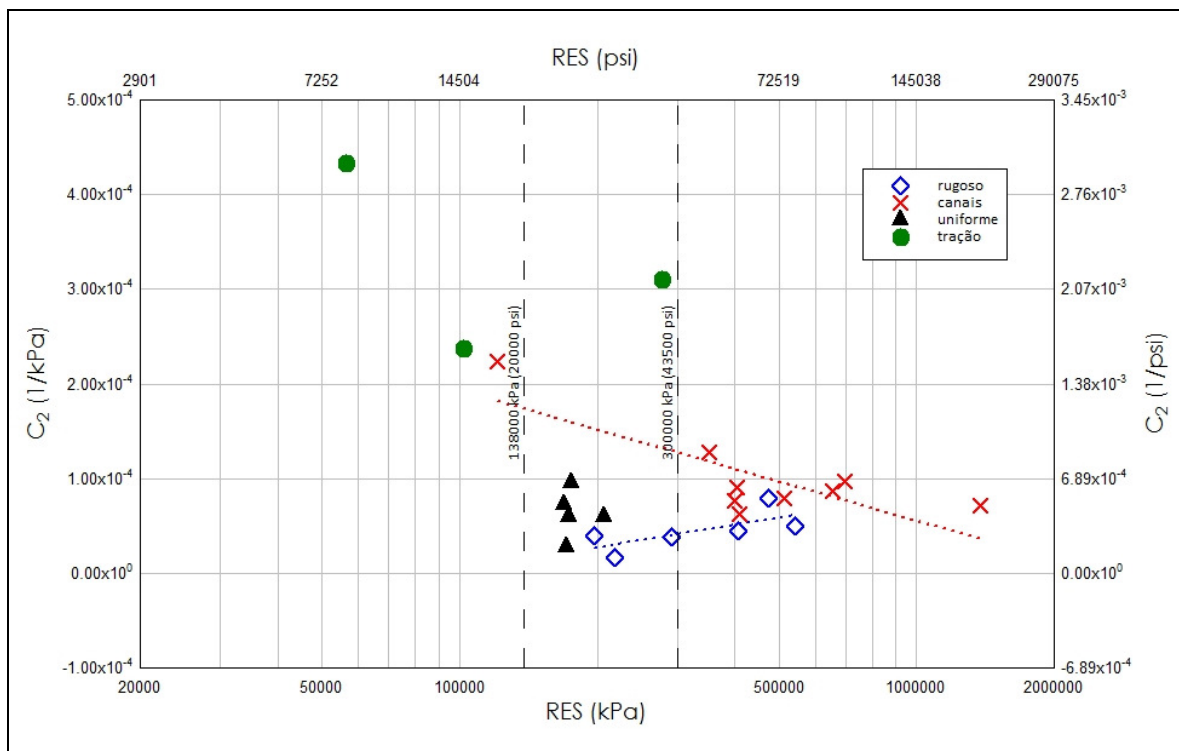


Figura 63 - Ajuste dos dados experimentais à maneira de Nierode e Kruk por padrão de gravação

O padrão de gravação uniforme não apresenta correlação. De fato, os dados experimentais sugerem que valores próximos de RES geram C_2 bem diversos.

O padrão rugoso e o padrão tração podem gerar uma única correlação com variação do C_2 em função do RES e de acordo com o esperado, isto é, aumento do RES faz com a condutividade varie lentamente com o aumento da tensão efetiva.

Os gráficos apresentados nas seções 4.5.2 e 4.5.3 sugerem que equações exponenciais corrigidas pelos parâmetros empíricos C_1 e C_2 são adequadas para descrever a evolução da condutividade com a tensão de confinamento efetiva. Perseguindo a ideia de Nierode e Kruk de associar tensão de confinamento com a resistência da rocha via o parâmetro C_2 , e mesmo conhecendo as implicações dos resultados da Figura 63, fez com que fossem testados outros ajustes entre o C_2 e o RES. Somente os pontos experimentais de C_2 e RES (médio) para o padrão rugoso e tração foram carregados em um programa estatístico (SILVA e SILVA, 2011) para testar vários ajustes, com dois e três parâmetros, que deveriam manter a continuidade do RES em todo o domínio e que não fossem obtidos valores negativos de C_2 . Salientando que o ajuste é puramente matemático, a Figura 64 mostra o ajuste finalmente escolhido, com coeficiente de determinação $R^2=0,952$, o foi por apresentar menor número de parâmetros (2) e por manter o uso do logaritmo natural, $\ln(\text{RES})$, daí a semelhança com o ajuste de Nierode e Kruk.

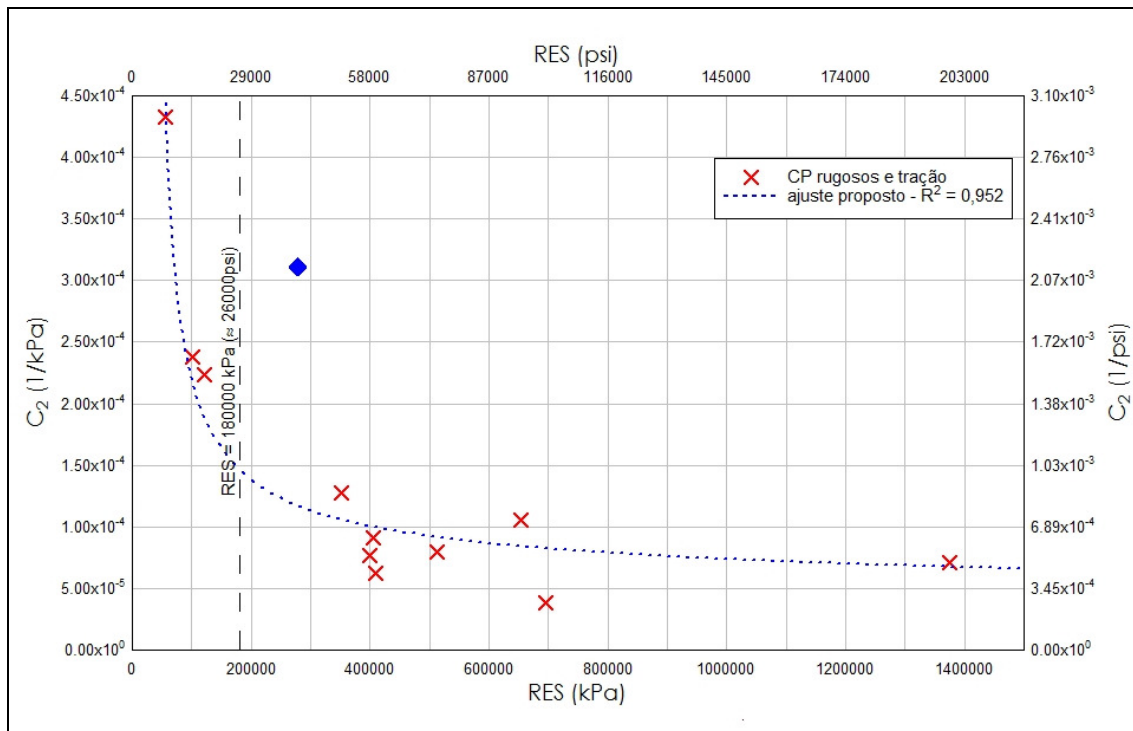


Figura 64 – C_2 e RES: Correlação aos dados experimentais padrão rugoso e tração

A equação (4.3) que ajusta os dados experimentais é o inverso do logaritmo. A semelhança com o ajuste de Nierode e Kruk é o ajuste com dois parâmetros e o logaritmo natural de RES. O ponto RES e C2 associado ao par CP-39 e CP-40 foi descartado do ajuste (losango cheio).

$$C_2 = \frac{1}{[A + B \ln(RES)]} = \frac{1}{[-40593 + 3918 \ln(RES)]} \quad (4.2)$$

A Figura 65, gerada no programa estatístico (SILVA e SILVA, 2011) mostra as barras de erro, os intervalos de confiança (linha cheia) e os intervalos de previsão (linha tracejada) para 95,4%. Vê-se que o ajuste é bem razoável devido ao tamanho relativo das barras de erro e que poucos pontos estão fora do intervalo de confiança.

Todavia, pode-se inferir um significado físico no ajuste. A linha tracejada vertical na Figura 64 sugere um limite inferior para a resistência mecânica da rocha. Quando o valor de RES < 180000 kPa ou 26000 psi, o C_2 passa a experimentar um grande crescimento. O solitário ponto para C_2 entre $4,0 \times 10^{-4}$ e $4,5 \times 10^{-4}$ é a variação da condutividade da fratura ácida gerada no CP-37 e CP-38 (ver Figura 34) e que apresenta a mais rápida queda de condutividade com a tensão efetiva. A correlação sugere que aquelas rochas carbonáticas com RES < 180000 kPa não devem ser candidatas ao fraturamento ácido.

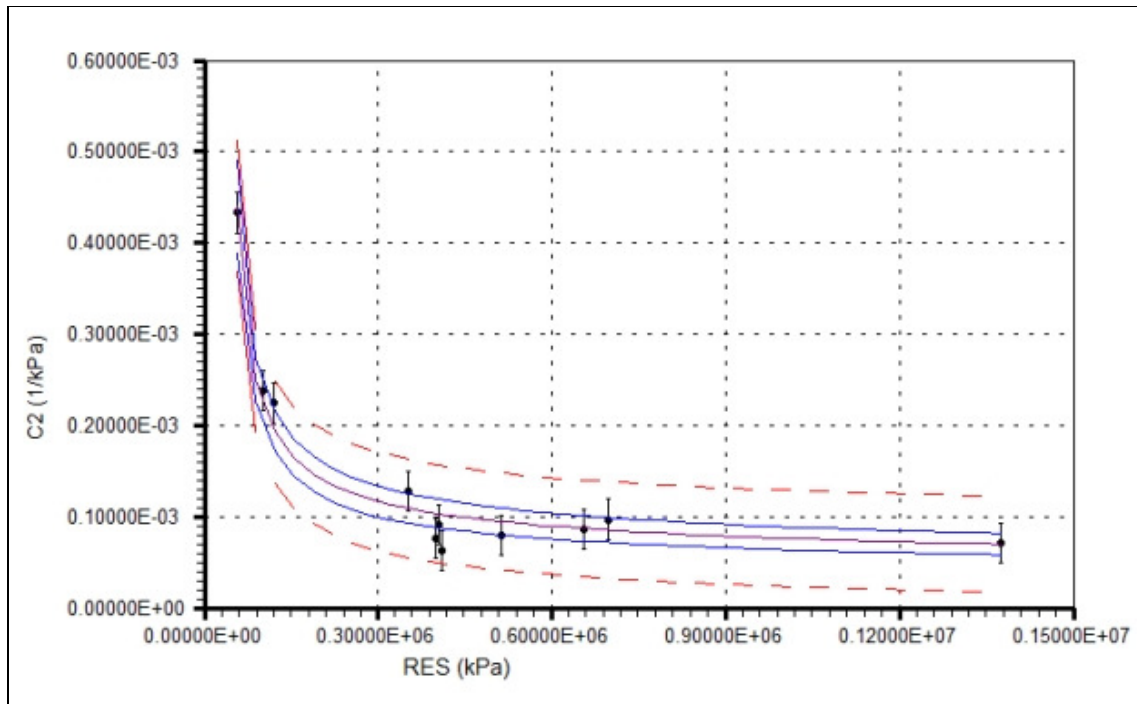


Figura 65 - Intervalos de confiança e intervalos de previsão para o ajuste experimental de C_2 e RES

O ajuste entre C_1 e DREC seguiu marcha semelhante àquela adotada por Nierode e Kruk (1973). Os pontos experimentais foram colocados em um gráfico log-log e ajustados para uma reta. O ajuste resultante é apresentado na forma de equação exponencial.

Nasr-El-Din *et al* (2008) separaram os pontos experimentais de Nierode e Kruk em carbonatos e dolomitos. Os pontos experimentais de Nierode e Kruk em carbonatos foram colocados no mesmo gráfico. O resultado está na Figura 66.

Sem discriminar os pontos por padrão de gravação, observa-se que os resultados experimentais da dissertação estão mais à esquerda do que os resultados experimentais para carbonatos de Nierode e Kruk (1973). A razão é simples. O DREC dos pontos experimentais da dissertação foi calculado utilizando apenas a variação da massa na superfície do CP. O DREC de Nierode e Kruk foi calculado pela diferença de massa e considera tanto a massa consumida na superfície do CP como a massa consumida no seu interior. Aqueles pontos experimentais da dissertação onde houve maior consumo de massa estão razoavelmente alinhados aos pontos experimentais de Nierode e Kruk (1973).

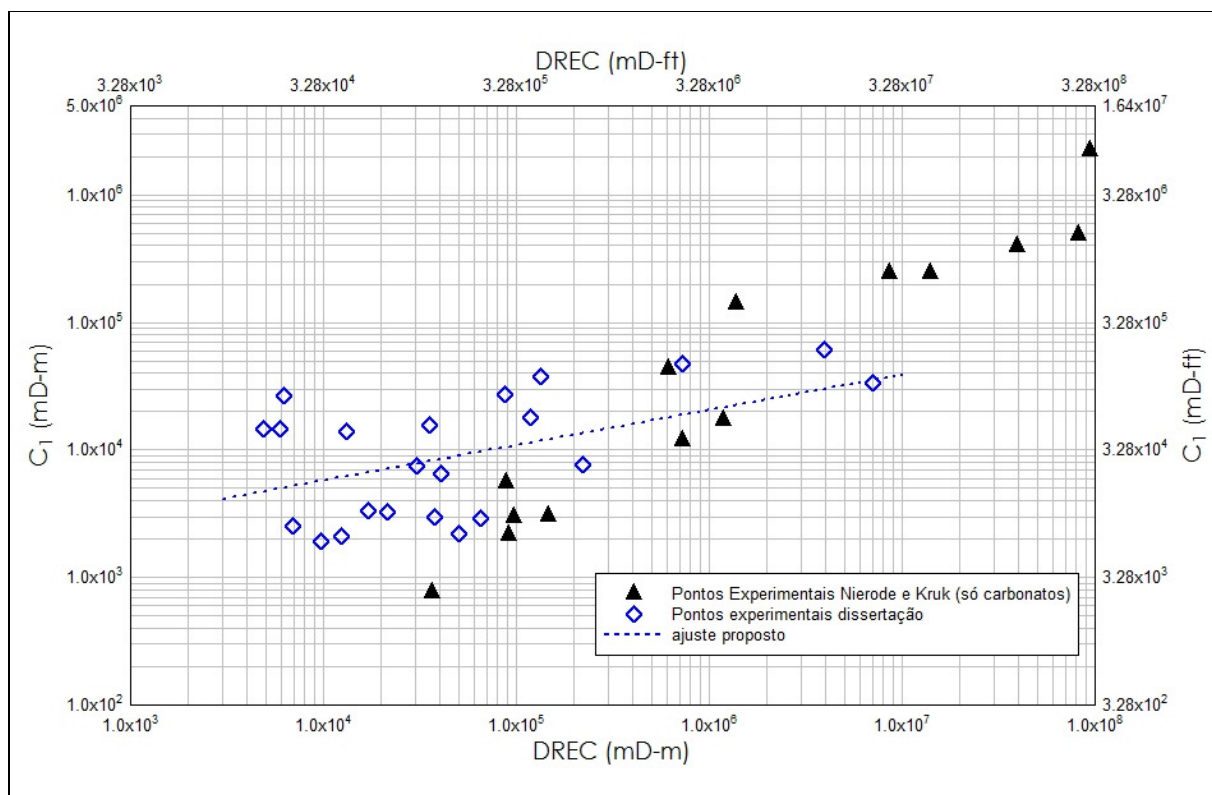


Figura 66 - C_1 e DREC - dados experimentais da dissertação e de Nierode e Kruk

Entretanto, quando os dados experimentais da dissertação são discriminados por padrão de gravação, a conclusão é um pouco diferente, como mostra a Figura 67.

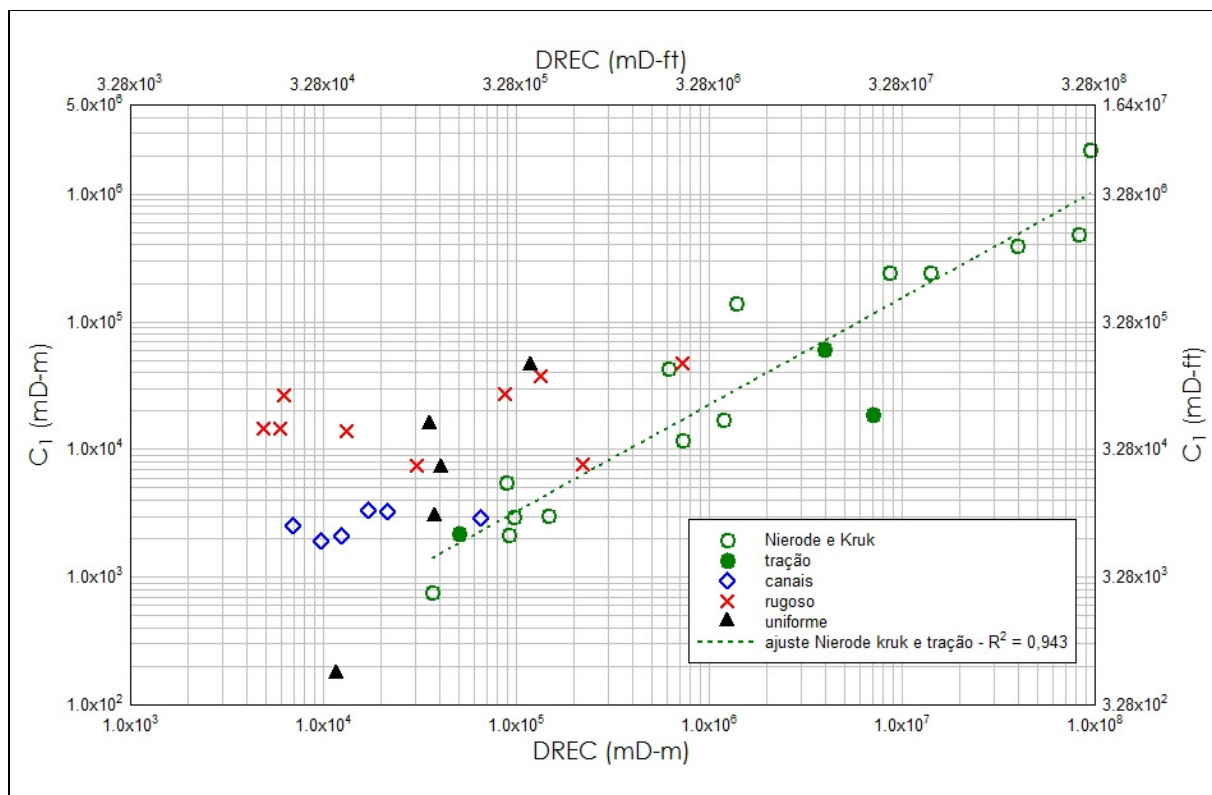


Figura 67 - C_1 e DREC - dados experimentais da dissertação por padrão de gravação e de Nierode e Kruk

Um resultado é surpreendente. Os pontos de DREC e C_1 para o padrão de gravação tração alinham-se muito bem os pontos experimentais dos carbonatos de Nierode e Kruk e podem ser aproveitados para construir uma correlação.

Os pontos dos padrões de gravação canais e rugosos apresentam a mesma tendência, mas o padrão rugoso resulta em condutividade inicial uma ordem de grandeza superior à condutividade inicial do padrão canal.

O padrão uniforme, se existir na natureza, apresentará a maior condutividade inicial quando houver grande consumo de rocha pelo ácido.

A equação (4.3) é a equação exponencial que melhor ajusta os dados originais de Nierode e Kruk com os dados experimentais dos CP com padrão de gravação tração e tem coeficiente de determinação $R^2 = 0,943$. Observe-se que a equação proposta guarda muita semelhança com a equação (2.35), equação original de Nierode e Kruk:

$$C_1 = 0,215 \times DREC^{0,836} \quad (4.3)$$

A Figura 68, gerada no programa estatístico (SILVA e SILVA, 2011), mostra as barras de erro, os intervalos de confiança (linha cheia) e os intervalos de previsão (linha tracejada) para 95,4%.

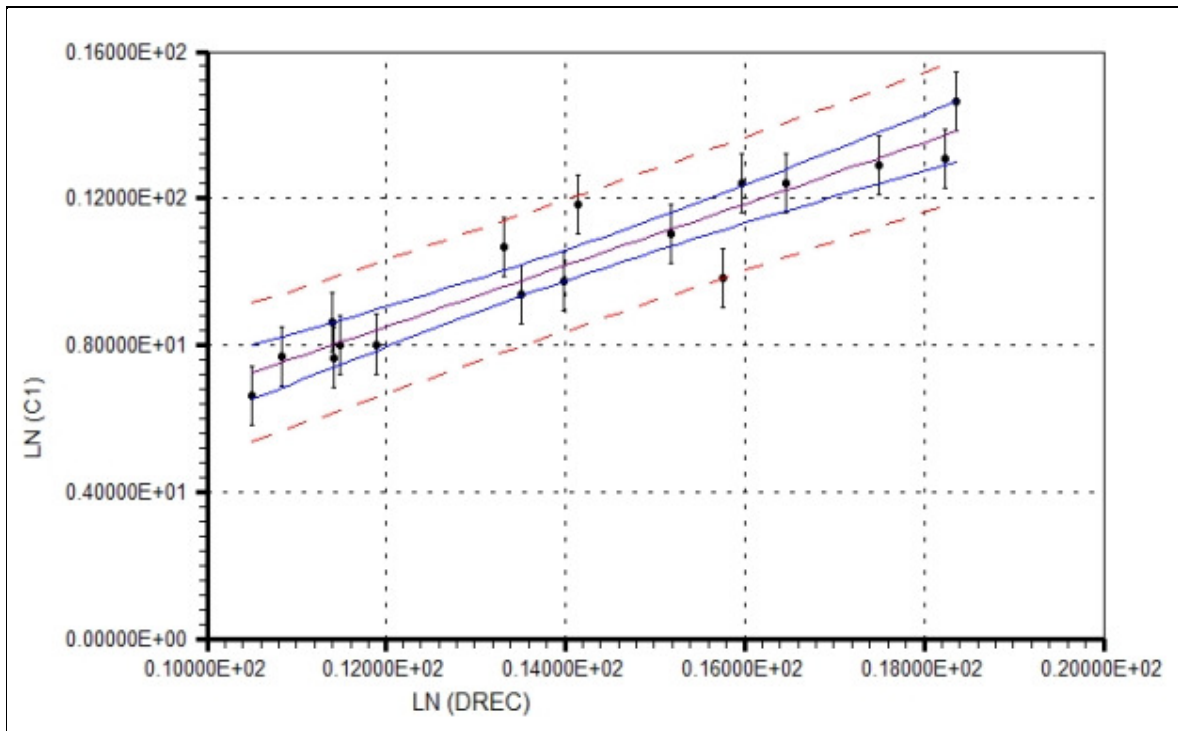


Figura 68 - Intervalos de confiança e intervalos de previsão para o ajuste experimental de C_1 e DREC

4.14 Comparação da fratura ácida com fratura sustentada

A Figura 69 compara as melhores condutividades ácidas com a condutividade sustentada medida nas concentrações areais de 2,4, 4,8 e 9,6 kg/m² de um agente de sustentação cerâmico com granulometria ABNT 20/40.

A comparação permite inferir o seguinte:

- a) O fraturamento ácido com pequena quantidade de agente de sustentação é a melhor opção de estimulação até a tensão efetiva de 42000 kPa para reservatórios carbonáticos semelhantes ao par CP-02 e CP-12 desde que a ação do agente de sustentação na fratura obtida por tração seja a mesma que na superfície uniforme;

- b) O fraturamento ácido em reservatório carbonático que apresente o padrão de gravação canais (CP-33 e CP-34) é praticamente equivalente ao fraturamento sustentado com 4,8 kg/m² (1 lb/ft²) de agente de sustentação. O desempenho é inferior quando $\sigma_{ef} < 50000$ kPa e superior quando $\sigma_{ef} > 50000$ kPa (7250 psi);
- c) Para CP com padrão de gravação rugoso, o fraturamento ácido é equivalente ao fraturamento sustentado com 3,8 kg/m² (0,8 lb/ft²) de agente de sustentação.

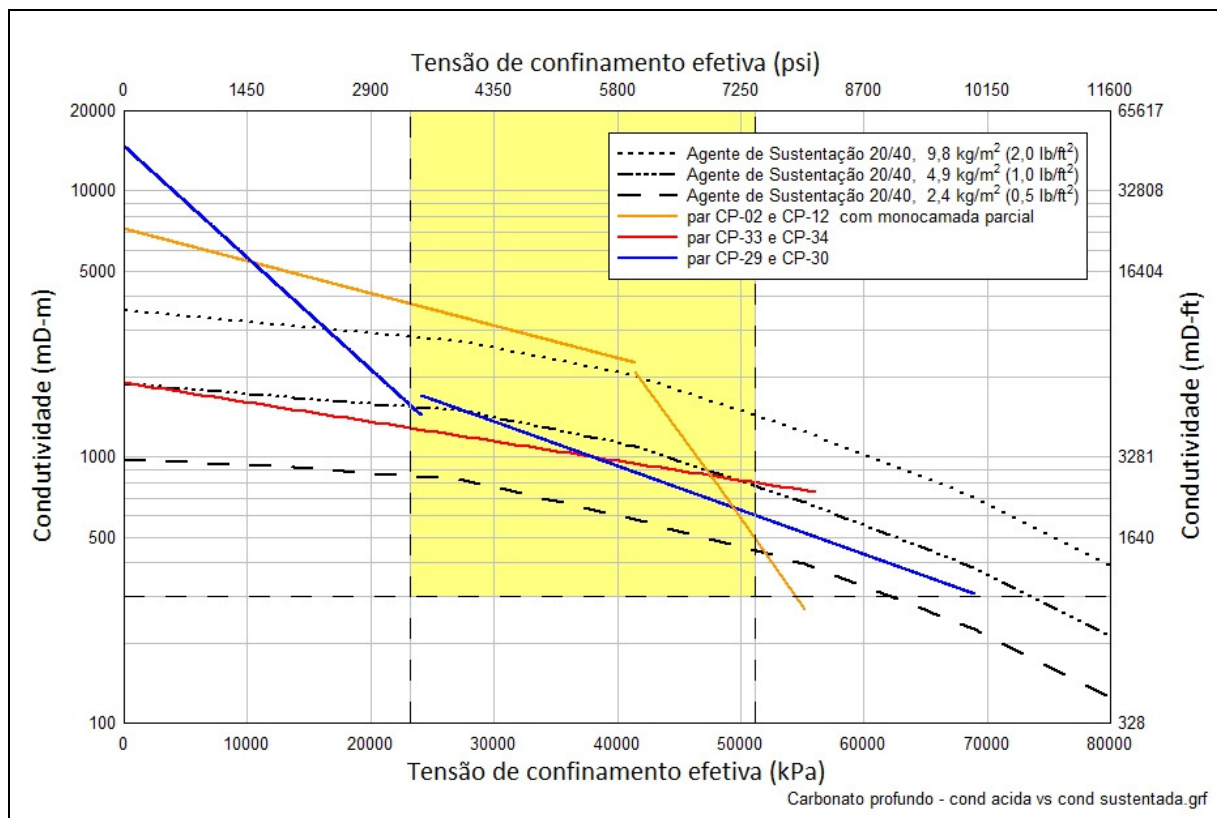


Figura 69 - Comparação da condutividade de fratura ácida com fratura sustentada

A Figura 69 também sustenta outra conclusão. Não há diferença extremamente significativa entre o fraturamento hidráulico e o fraturamento sustentado. Decorre, então, que um tratamento que misture os dois métodos, como simulado por Bale Smith e Klein (2010), não irá modificar este quadro e deve ser primeiro avaliado do ponto de vista operacional já que tem o potencial de amplificar os problemas operacionais da execução de uma operação de fraturamento ao mesclar ácido com o transporte de grandes quantidades de agente de sustentação.

4.15 Comentários finais

Os resultados dos ensaios de condutividade na condição de carbonato profundos são conclusivos. Fraturas ácidas condutivas podem existir sob tensão de fechamento bem superior à 34500 kPa (5000 psi). O paradigma vigente deve ser reformulado.

Cabe ressaltar, entretanto, que apenas os carbonatos microbiais com padrão de gravação canais e rugosos conseguem manter fraturas ácidas condutivas quando a tensão de fechamento é superior a 34500 kPa. Fraturas ácidas com padrão de gravação uniforme, quebradas por tração ou não, colapsam rapidamente nesta condição. As fraturas ácidas com padrão uniforme somente são condutivas na condição de carbonatos rasos. Na condição de carbonatos profundos faz-se necessário a adição de uma pequena quantidade de agente de sustentação. Uma conclusão definitiva requer ensaios adicionais que, inclusive, verifiquem se tais padrões de gravação existem.

Os experimentos mostram que carbonatos microbiais com padrão de gravação canais apresentam menor declínio de condutividade e o menor requerimento em termos de resistência mecânica. Deste ponto de vista, eles parecem ser mais capazes de viabilizar o fraturamento ácido. A questão passa a ser, então, conseguir identificar quando este padrão de gravação emerge. Os corpos de prova testados na dissertação não tiveram sua mineralogia avaliada. Os dados reacionais e de resistência mecânica sugerem composições mineralógicas semelhantes, isto é, os CP devem ser formados por majoritariamente por calcita e com alguma ocorrência de dolomita.

Aceitando esta premissa, decorre que não é a composição mineralógica *per se* que determina o padrão de gravação. Uma explicação plausível é a estrutura do carbonato microbial. O padrão de gravação canais pode ser uma decorrência de microbialitos do tipo estromatólitos ou laminitos que se organizam em esteiras. Esta possível associação deve ser investigada a fundo em função de, se confirmada, poder possibilitar a escolha da localização da fratura ácida em função da presença ou não de estromatólitos ou laminitos.

As correlações propostas na dissertação não foram analisadas a fundo. Entretanto, quando observado do ponto de vista da magnitude do coeficiente de determinação R^2 , a correlação entre C_2 e RES (equação 4.2) apresenta melhor ajuste do que as correlações equivalentes de Nierode e Kruk (1973). A correlação entre o C_1 e o DREC (equação 4.3) apresenta um R^2 inferior e tende a

ser mais pessimista, isto é, para a mesma quantidade de rocha dissolvida, ela prevê menor condutividade inicial.

Nierode e Kruk (1973) salientaram a importância do conhecimento do RES para o sucesso de um fraturamento ácido. Este foi o impulso para a proposição de uma correlação entre o módulo de Young e o RES (equação 4.2).

O RES serve de exemplo para salientar a baixa confiabilidade de correlações matemáticas extrapoladas a partir destes dados. A extração de CP a partir de testemunho focou na maximização do número de espécimes. Tal procedimento impede que as superfícies acidificadas sejam comuns a dois CP como é o caso das superfícies de uma fratura hidráulica e as superfícies de CP obtidas por tração de um bloco como o mostrado na Figura 16 e Figura 17. Pode-se afirmar, ainda, que um CP serrado como o da Figura 17 compartilha a mesma superfície em grau menor em função da perda de material associada ao processo de preparação do CP.

Uma clara desvantagem dos CP não compartilharem a mesma superfície está associada ao RES. Tome-se como exemplo o par CP-13 e CP-14 ou ainda o CP-21 e CP-22. Eles foram sacados do mesmo testemunho e, portanto, separados entre si por menos de 30 cm. E, no entanto, o valor do RES varia imensamente o que não deve ocorrer nos pontos que entrarão em contato na superfície de uma fratura ácida. Já o par CP-09 e CP-10 (na Tabela 4), serrado, ou o par CP-37 e CP-38, rompido por tração, apresentam valores de RES muito semelhantes, como é de se esperar. Obviamente devido à extensão da fratura hidráulica em comprimento e altura, o valor do RES irá variar bastante a cada metro ou a cada dez metros. Entretanto, pontualmente, na escala de centímetros, face a face, ele deve apresentar valor semelhante. Tal fato não foi capturado na maior parte dos ensaios e afeta a qualidade do ajuste matemático apresentado.

Outro fator é o tamanho da área do CP exposta ao ácido. Nos experimentos da dissertação, a área média é da ordem de 24 cm^2 , enquanto que a área média dos maiores CP utilizados por Nierode e Kruk é de 19 cm^2 . Ambos os experimentos trabalharam com áreas de mesma grandeza. Levando em consideração que Matsuki *et al* (2006) afirmaram que o efeito do tamanho da abertura média desaparece quando pelo menos uma das dimensões da fratura excede 0,2 m, e que condutividade é relacionada ao cubo da abertura, o efeito do tamanho da abertura pode ser minimizado trabalhando com CP de maior dimensão.

Finalmente, é firme posição da dissertação, que experimentos que visem buscar desenvolver uma correlação mais crível para prever a geração e a evolução da condutividade de fraturas ácidas, devem ser baseados em CP com uma das dimensões da área atacada pelo ácido maior que 0,2 m e as superfícies que serão submetidas ao ataque ácido sejam superfícies de tração.

E, enquanto tal correlação não for desenvolvida, a sugestão é implantar nos atuais simuladores de fraturamento hidráulico as três correlações propostas como uma opção à correlação de Nierode e Kruk.

5 CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1 Conclusões

Nesta dissertação podemos concluir:

- a) Fraturas ácidas podem existir em reservatórios carbonáticos com tensão de fechamento maiores do que 34500 kPa (5000 psi);
- b) O fraturamento ácido é uma técnica de estimulação que deve ser considerada na estimulação de carbonatos profundos;
- c) A reação com o ácido suavizou as superfícies de fraturas ácidas obtidas por tração, a mesma observação reportada por Nierode e Kruk em 1973;
- d) Rochas carbonáticas com RES < 180000 kPa (\approx 26000 psi) não são candidatas ao fraturamento ácido;
- e) Os experimentos que partiram de superfícies de carbonato lisas confirmaram a existência de três padrões de gravação do ácido: uniforme, rugoso e canais;
- f) A dissertação sugere considerar outro padrão de gravação, nomeado de tração;
- g) É possível afirmar que em termos gerais quanto maior o DREC (rocha dissolvida) maior será o C_1 . Entretanto, esta tendência é diferente para cada padrão de gravação;
- h) Na presença do padrão de gravação canais, rochas com menor RES podem sustentar fraturas ácidas condutivas mesmo na presença de elevada tensão de confinamento efetiva;
- i) Os primeiros resultados sugerem que a adição de uma pequena quantidade de agente de sustentação pode postergar o fechamento de uma fratura ácida com padrão de gravação uniforme e até mesmo viabilizar a aplicação do fraturamento ácido, inviável sem esta adição;

- j) O maior valor do coeficiente de determinação R^2 sugere que o modelo de Walsh é mais adequado para descrever a variação da condutividade com a tensão efetiva em CP com padrão de gravação rugoso
- k) Não é possível afirmar que a reação com o ácido diminui o valor de RES.
- l) Existe uma correlação linear entre RES e E (módulo de elasticidade) de rochas formadas por carbonatos microbiais.
- m) A comparação entre a condutividade de fratura ácida e fratura sustentada no cenário de carbonato profundo aponta para uma ligeira superioridade da fratura sustentada que, entretanto, requer maiores cuidados operacionais na sua execução.

5.2 Recomendações para Trabalhos Futuros

Para projetos futuros recomendamos que:

- a) Experimentos semelhantes devem ser realizados em CP com área maior e cujas superfícies sejam fraturas por tração;
- b) Os experimentos devem ser conduzidos em superfícies que compartilhem a mesma face minimizando os efeitos da variação do RES;
- c) Seja investigado qual o efeito da composição mineralógica e estrutura dos carbonatos microbiais nos valores de RES das rochas carbonáticas;
- d) Seja investigado qual o efeito da estrutura dos carbonatos microbiais nos padrões de gravação das rochas carbonáticas
- e) Sejam buscados meios de melhorar a obtenção de corpos de prova com superfícies de fraturas obtidas por meio de ensaios de tração;
- f) Seja comprovada ou não a existência de correlação entre RES e E por meio da aplicação de ensaio automatizado para adquirir grande número de pontos no início do descarregamento.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABASS, H. H. Al-Mulhem; A. A., Alqam; M. S. e Mirajuddin; K. R. Acid fracturing or proppant fracturing in carbonate formation? A rock mechanic's view. SPE 102590. In: **SPE Technical Conference and Exhibition**. San Antonio, TX, 24-27 set 2006.

AHR, W. M.: **Geology of carbonates reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks**, Hoboken, NJ, John Wiley & Sons, 2008.

ALKATTAN, M.; OELKERS, E. H.; DANDURAND, J-L e SCHOTT, J.: An experimental study of calcite and limestone dissolution rates as a function of pH from -1 to 3 and temperature from 25° to 80°C. **Chemical Geology**, v. 151, pp.199–214 (1998).

ANTELO, L. F.; POURNIK, M; ZHU, D e HILL, A. D.: Surface Characterization and its Effect on Fracture Conductivity in Acid Fracturing. SPE119743 in **SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference**, The Woodlands, TX, EUA, 2009.

American Petroleum Institute. **Recommended practices for evaluating short term proppant pack conductivity**. API Recommended Practice 61, Washington, DC, 1989.

ANDERSON, M. S. e FREDRICKSON, S. E. Dynamic etching test aid fracture-acidizing treatment design. **SPE Production Engineering**, v. 4, n. 4, pp. 443-449, 1989.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 10341*: Agregados – determinação do módulo de deformação estático e do coeficiente de Poisson de rochas – Método de ensaio. Rio de Janeiro, 1988.

AZEVEDO, C. T.; ROSOLEN, M. A.; NEUMANN, L. F.; ROCHA, J. D. H. e MELO, R.C.L. Challenges Faced to Execute Hydraulic Fracturing in Brazilian Pre-Salt Wells. In: **ARMA 10-212. 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium**, Salt Lake City, UT, 2010.

BALE, A.; SMITH, M. B. e KLEIN, H. H.: Stimulation of carbonates combining acid fracturing with proppant (CAPF): a revolutionary approach for enhancement of sustained conductivity and effective fracture half-length. Paper SPE 134307 In: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Florença, Itália. Setembro 2010.

BARBASSA, A. G. Análise da área de Tupi. Fato relevante de 08/11/2007. Site internet: http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=91AjqqDJRQ2diFL+ZKS4nw==&id_canal=0VoiG4kRNDYH1xC6JesJnw==&id_canalpai=/zfwoc+leAQcwFyERVZzwQ==. Acessado em 02/05/2011.

BARRON, A. N.; HENDRICKSON, A. R. e WIELAND, D, R.: The Effect of Flow on Acid Reactivity in a Carbonate Fracture. **J. Pet. Tech.** v. 22, n.5, pp. 409-418, 1962.

BARTON, N. e CHOUBEY, V. The shear strength of rock joints in theory and practice. **Rock Mechanics.** v. 10: pp.1-54, 1977.

BEATTY, C. V. Characterization of small scale heterogeneity for prediction of acid fracture performance. 2010. 90 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) - Texas A&M University. College Station, TX, 2010.

BEATTY, C. V.; ZHU, D e HILL, A. D.: Characterization of Small Scale Heterogeneity to Predict Acid Fracture Performance. SPE 140336. In: **SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference**, The Woodlands, Texas, EUA. Janeiro 2011. DOI 10.2118/140336-MS.

BELTRÃO, R. L.C.; SOMBRA, C. L. A.; LAGE, C. V. M.; FAGUNDES NETTO, J. R. e HENRIQUES, C. C. D.: Challenges and new technologies for the development of pré-salt cluster, Santos basin, Brazil. In: **OTC – Offshore Technology Conference**, 2009, Texas (U.S.A.), Houston: OTC 19880.

BLAUTH, M. Reservatórios carbonáticos oolíticos: fatores geológicos que controlam o fluxo de fluidos. 1993. 285 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Escola de Minas da Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, MG, 1993.

BLAUTH, M. Notas sobre carbonatos. [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por neumann@petrobras.com.br em 28 dezembro 2010.

BROADDUS, G. C.; KNOX, J. A. e FREDRICKSON, S. E.: Dynamic Etching Tests and Their Use in Planning Acid Treatments, In: **SPE Oklahoma Regional Meeting**, Oklahoma (U.S.A.), 1968. SPE 2362.

BROWN, S. R.: Fluid flow through rock joints: the effect of surface roughness. **Journal of Geophysical Research**, v. 92, n. B2, pp. 1337-1347. 1987.

BURNE, R. V. e MOORE, L. S.: Microbialites; organosedimentary deposits of benthic microbial communities. **Palaios**, v.2, n. 3, pp. 241-254. 1987.

CARMINATTI, M.; DIAS, J. L. e WOLFF, B.. From turbidites to carbonates: breaking paradigms in deep waters. In: **OTC – Offshore Technology Conference**, 2009, Texas (U.S.A.), Houston: OTC 20124.

CIKES, M. A short reservoir stimulation course. Site internet http://rgn.hr/~skoscak/nids_skoscak/ A SHORT RESERVOIR STIMULATION COURSE.pdf. Acessado em 07/11/2010.

CIKES, M. Long-Term Hydraulic Fracture Conductivities Under Extreme Conditions. SPE36878. In: **SPE European Petroleum Conference**, Milão, 1996.

COULTER, A. W.; ALDERMAN, E.N.; CLOUD, J.E. e CROWE, C.W.: Mathematical model simulates actual well conditions in fracture acidizing treatment design. In: **49th Annual Fall Meeting of SPE of AIME** in Houston, TX. Outubro 1974. Paper SPE 5004.

DANESHY, A.; VALKÓ, P. e NORMAN, L. Well Stimulation. Chapter 17 In: ECONOMIDES, M. (Ed.) **Petroleum Well Construction**. Wiley 1998, p. 506.

DARIN, S. R. e HUITT, J. L. Effect of a partial monolayer of propping agent on fracture flow capacity. *Trans. AIME* 219, 31-37, 1960.

DENG, J.; ZHU, D e HILL, A. D.: A Theoretical Study of Acid Fracture Conductivity Under Closure Stress. SPE 124755. In: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Nova Orleans, LA, EUA. Outubro 2009. DOI 10.2118/124755-MS.

DENG, J.; MOU, J.; HILL, A. D. e ZHU, D. A New Correlation of Acid Fracture Conductivity Subject To Closure Stress SPE 140402. In: **SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference**, The Woodlands, Texas, EUA. Janeiro 2011.

DIAZ, M. L. R. Geração de um arcabouço estratigráfico de alta resolução para depósitos carbonáticos terciários da Bacia de Campos. 2007. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, UERJ, 2007.

DONG, C.; ZHU, D. e HILL, A. D.: Acid etching patterns in naturally-fractured formations. SPE 56531. In: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Houston, TX. Outubro 1999.

DONG, C.; ZHU, D. e HILL, A. D.: Modeling of the acidizing process in naturally fractured carbonates. **SPE Journal**, v. 7, n. 4, pp. 400-408. 2002.

DUPRAZ, C.; REDI, R. P.; BRAISSANT, O.; DECHO, A. W.; NORMAN, S. N. e VISSCHER, P. T. Processes of carbonate precipitation in modern microbial mats, **Earth-Science Reviews** (2008). doi:10.1016/j.earscirev.2008.10.005

ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D. e EHLIG-ECONOMIDES, C.: **Petroleum production systems**, Upper Saddle river, NJ, Prentice Hall, 1994, 422-423.

ECONOMIDES, M. J.; VALKÓ, P. e OLIGNEY, R.: **Unified fracture design**, Alvin, TX, Orsa Press, 2002.

ELBEL, J. e BRITT, L. Chapter 10 Fracture Treatment Design *In* ECONOMIDES, M. J. e NOLTE, K. G.: **Reservoir Stimulation**, 3 ed., Londres, UK, John Wiley & Sons, 2000, p. 10.1-10-49.

FERNANDES, P. D. Modelagem semi-analítica pseudo tridimensional de propagação e fechamento de fraturas induzidas em rochas. 1998. 196 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 1998.

FERREIRA, J. V. Descrição dos afloramentos da pedreira Brejo [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por neumann@dep.fem.unicamp.br em 19/09/2009.

FILHO, H.; WILLIAM, A.; GABRIEL, E.; JUNK, E.; BOUCHER, A. e BAUMANN, C. E.: Effective Perforating Design for Matrix Acidizing in Pre-Salt Carbonates. SPE 130379. In: **SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition**, Barcelona, Junho 2010.

FJÆR, E e HOLT, R. Rock mechanics - relevant for the petrophysicist? Site internet [http://www.lps.org.uk/docs/DiaLog02\(FjaerHolt\).pdf](http://www.lps.org.uk/docs/DiaLog02(FjaerHolt).pdf). Acessado em 28/04/2011.

FORMIGLI, J. M.: O pólo pré-sal da bacia de santos: desafios tecnológicos para a área de engenharia. Site internet www.dep.fem.unicamp.br/arquivos, 2008, 11/06/2008. Acessado em 26/09/2009.

FOX, R. W., McDONALD, A. T. e PRITCHARD, P. J. **Introdução à mecânica dos fluidos**. LTC, 6 ed. Rio de Janeiro, 2007

FRASH, H.: **Increasing the Flow of Oil Wells**. US Patent 556669 (1896).

FREDD, C. N.; MCCONNELL, S. B.; BONEY, C. L. e ENGLAND, K. W.: Experimental study of hydraulic fracture conductivity demonstrates the benefits of using proppants. SPE60326. In: **SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium**, Denver, CO, EUA, 12–15 Março 2000.

GAMA, C. D.; COSTA e SILVA, M. e PEREIRA, H. C. Correlação entre módulos estáticos e dinâmicos para mármores. 7º Congresso Nacional de Geotecnia.

GANGI, A. F.: Variation of whole and fractured porous rock permeability with confining pressure. **Int. J. Rock Mech. Min. Sci. Geomech. Abstr.** v. 15, n. 5, pp. 249-257. 1978.

GEERSTMA, J.: Some Rock-Mechanical Aspects of Oil and Gas Well Completions. SPE Journal, v. 25, n. 6, pp. 848-856. 1985.

GIWELLI, A. A.; SAKAGUCHI, K. e MATSUKI, K.: Experimental study of the effect of fracture size on closure behavior of a tensile fracture under normal stress. **Int. J. Rock Mech. Min. Sci.**, v.46, pp. 462–470. (2009).

GOMAA, A. e NASR-EL-DIN, H.A.: Acid Fracturing: The Effect of Formation Strength on Fracture Conductivity. SPE 119523. In: **Hydraulic Fracturing Technology Conference**, The Woodlands, Texas, EUA, 2009.

GONG, M.: Mechanical and Hydraulic Behavior of Acid Fractures—Experimental Studies and Mathematical Modeling. 1997. 265 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Petróleo). The U. of Texas at Austin, TX.

GONG, M.; LACOTE, S. e HILL, A.D.: A new model of acid fracture conductivity based on deformation of surface asperities. **SPE Journal**, v. 4, n.3, pp. 206-214. Setembro 1999.

GREEN, C. A.; BARREE, R. D. e MISKIMINS, J. L.: Development of a Methodology for Hydraulic Fracturing Models in Tight, Massively Stacked, Lenticular Reservoirs. SPE 106269.

In: **SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference**, College Station, TX, EUA, 2007. DOI 10.2118/106269-MS.

GRUBBS, F. Procedures for detecting outlying observations in samples. **Technometrics**, v. 11, pp. 1-21, 1969.

HAY, J. J.L. Hay, "Introduction to instrumented indentation testing," **Experimental Techniques**, v. 33, n. 6, pp. 66–72. 2009.

HAY, J. e SONDERGELD, C. H. Mechanical testing of shale by instrumented indentation. Agilent Application note: <http://cp.literature.agilent.com/litweb/pdf/5990-5816EN.pdf>. Acessado em 25/11/2010.

HOWARD, G.C. e FAST, C.R. : **Hydraulic Fracturing.**, SPE of AIME, 1970.

ISO 6506-1/2005 **Metallic materials Brinell hardness test - Part 1: Test method.**

JANAKIRAMAN, B. Mechanical property measurement by indentation techniques. 2004. 81 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Texas A&M University. College Station, TX, 2004.

JONES, F. O. A laboratory study of the effects of confining pressure on fracture flow and storage capacity in carbonate rocks. SPE 4569, **J. Pet. Tech** (1975).

KALFAYAN, L. **Production Enhancement with Acid Stimulation.** Tulsa, Oklahoma, 2008, 3-11.

KAYABALI, K. e SELCUK, L, Nail penetration test for determining the uniaxial compressive strength of rock. **International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences**, v. 47, pp. 265–271, 2010.

LEE, H. S.; PARKB, Y. J.; CHOC, T. F. e YOU, K. H.: Influence of asperity degradation on the mechanical behavior of rough rock joints under cyclic shear loading. **International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences**, v. 38, pp. 967–980. 2001.

LEMOIS, V. B. e TERRA, G. J. S.: **Bioelementos de rochas carbonáticas.** 2 ed. Porto Alegre: UFRGS, 2005.

LI, Y, SULLIVAN, R. B.; DE ROZIERES, J.; GAZ, G. L. e HINKEL, J. J.: An overview of current acid fracturing technology with recent implications for emulsified acids. SPE 26581. In: **68th Annual Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers**, Houston, TX, 3-6 Outubro 1993.

LIU, E.: Effects of fracture aperture and roughness on hydraulic and mechanical properties of rocks: implication of seismic characterization of fractured reservoirs. **J. Geophys. Eng.**, v. 2, pp. 38-47. (2005). DOI 10.1088/1742-2132/2/1/006.

LU, C.: Some notes on the study of fractals in fracture. In: **5th Australasian Congress on Applied Mechanics, ACAM**, Brisbane, Australia. 10-12 December 2007,

LUND, K.; FOGLER, H. S e McCUNE, C. C. Acidization-I. The dissolution of dolomite in hydrochloric acid. **Chemical Engineering Science**, 1973. Vol. 28, pp. 691-700.

LUND, K.; FOGLER, H. S.; McCUNE, C. C. e AULT, J.W. Acidization-II. The dissolution of calcite in hydrochloric acid. **Chemical Engineering Science**, 1975, Vol. 30. pp. 825-335.

LUND, K.; FOGLER, H. S.; McCUNE, C. C. e AULT, J.W.: Dissolution Kinetics of Selected Minerals in Mud Acid. In: **AICHe 74th National Meeting**, New Orleans, Março 11-15, 1973.

MALAGON, C. 3D characterization of acidized fracture surfaces. 2007. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Texas A&M University. College Station, TX, 2007.

MALAGON, C.; POURNIK, M. e HILL, A.D.: The texture of acidized fracture surfaces: implications for acid fracture conductivity. **SPE Production & Operations**, v. 23, n. 3, pp. 343-352. 2008.

McGLOTHLIN, B. B., e HUITT, J. L.. Relation of Formation Rock Strength to Propping Agent Strength in Hydraulic Fracturing. SPE 1311. **SPE Petroleum Conference**, Tulsa, Oklahoma, 1965.

MEHTA, P. K. e MONTEIRO, P. J. M.. **Concreto: microestrutura, propriedades e materiais**. São Paulo: IBRACON, 3ed., 674p. 2008.

MELLENDEZ, M. G. The effects of acid contact time and rock surfaces on acid fracture conductivity. 2007. 88 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Texas A&M University. College Station, TX, 2007.

MELLENDEZ, M. G.; POURNIK, M; ZHU, D e HILL, A. D.: The effects of acid contact time and the resulting weakening of the rock surfaces on acid fracture conductivity. SPE10772 **SPE European Formation Damage Meeting**, Scheveningen, Holanda, 2007.

MEYER, B. R. Three-dimensional hydraulic fracturing simulation on personal computers: theory and comparison studies. SPE 19329, **SPE Eastern Regional Meeting**, Morgantown, EUA, 1989.

MOU, J.; ZHU, C. e HILL, A. D.: Acid-Etched Channels in Heterogeneous Carbonates--a Newly Discovered Mechanism for Creating Acid-Fracture Conductivity. In: **SPE Journal**, v. 15, n. 12, pp. 440-416. 2009. DOI 10.2118/119619-PA

MOU, J.; ZHU, C. e HILL, A. D.: A New Acid-Fracture Conductivity Model Based on the Spatial Distributions of Formation Properties. SPE 127935. In: **SPE International Symposium and Exhibiton on Formation Damage Control**, Lafayette, LA, EUA. Fevereiro 2010. DOI 10.2118/127935-M

MOU, J.; ZHU, C. e HILL, A. D.: New Correlations of Acid Fracture Conductivity at Low Closure Stress Based on the Spatial Distributions of Formation Properties. SPE 131591. In:

International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Pequim, China, Junho 2010. DOI 10.2118/131591-MS.

MUMALLAH, N. A. Reaction rates of hydrochloric acid with chalks. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 21, pp. 165–177, abril 1998.

NASRELDIN, H. A.; AL-DRIWEESH, S. M.; METCALF, A. S. E CHESSON, J. B.: Fracture acidizing: what role does formation softening play in production response? SPE103344. **SPE Productions & Operations**, v. 23, n. 2, pp. 84-191, maio 2008.

NAVARRETE, R. C.; MILLER, M. J. e GORDON, J. E.: Laboratory and theoretical studies for acid fracture stimulation optimization. paper SPE 39776. In: **1998 Permian Base Oil and Gas Recovery Conferency**, Midland, Texas. Março 1998.

NEUMANN, L. F.; RODRIGUES, V. F.; FERNANDES, P. D.; ROSOLEN, M. A.; SILVA NETO, J. A.; PEDROSO, C. A.; MENDEZ, A. e TORRES, D.: Case study of multiple hydraulic fracture completion in a subsea well, Campos basin. SPE 98277-PA. **SPE Drilling & Completion**, v. 25, n. 1, p. 113-122, Março 2010. DOI 10.2118/98277-PA.

NEWMAN, M. S. e RAHMAN, M. M. A new efficiency criterion for acid fracturing in carbonates reservoirs. SPE 122630. In: **SPE Asia and Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition**, Jakarta, Indonésia, 6-9 Agosto 2009.

NIERODE, D. E e KRUK, K. F. An evaluation of acid fluid Loss Additives, Retarded Acids, and Acidized Fracture Conductivity. SPE 4549. In: **SPE Annual Metting of AIME**, Las Vegas, NE, 1973.

NIERODE, D. E.; WILLIAMS, B. B. e BOMBARDIERI, C. C.: Prediction of stimulation from Acid Fracturing Treatments, **J. Cdn. Pet. Tech.**, pp. 31-41. Out-Dez 1972.

OLIVER, W. C. e PHARR, G. M. An improved technique for determining hardness and elastic modulus using load and displacement sensing indentation experiments,” **J. Mater. Res.**, v. 7, n. 6, pp. 1564–1583. 1992.

OLIVER, W. C. e PHARR, G. M. Measurement of hardness and elastic modulus by instrumented indentation. **J. Mater. Res.**, v. 19, n. 1. 2004.

PAPATERRA, G. E. Z. Pré-sal: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória no Brasil. 2010. 94 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – UFRJ, Rio de Janeiro, 2010.

PLAVINIK, B. Qualitative and quantitative analysis of acid fracturing treatments performed in the Bonito field, offshore Brazil. 1983. 133 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) - The University of Texas at Austin, TX.

POURNIK, M.; ZOU, C.; MALAGON NIETO, C.; M. G. ZHU, D. e HILL, A. D: Small-scale fracture conductivity created by modern acid-fracture fluids. SPE 106272. In: **SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference**, College Station, TX, EUA. Janeiro 2007.

POURNIK, M. Laboratory-scale fracture conductivity created by acid etching. 2008. 186 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Petróleo). Texas A&M University, College Station, TX, 2008.

POURNIK, M.; ZHU, D. e HILL, A. D. Acid-Fracture Conductivity Correlation Development Based on Acid-Fracture Characterization. SPE122333 in **8th European Formation Damage Conference**, Scheveningen, Holanda, 2009.

POURNIK, M.; GOMAA, A. e NASR-EL-DIN, H. A.: Influence of Acid-Fracture Fluid Properties on Acid-Etched Surfaces and Resulting Fracture Conductivity. SPE 128070. In: **SPE International Symposium and Exhibiton on Formation Damage Control**, Lafayette, LA, EUA. Fevereiro 2010.

PYRAK-NOLTE, L. J. e MORRIS, J. P. Single fractures under normal stress: The relation between fracture specific stiffness and fluid flow. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, v. 37, pp. 245-262, 2000.

RAMOS, A. W. Estudos de capacidade para dados não-normais. Site internet http://portal.vanzolini-ead.org.br/siteBuilder/upload/br/site_141/arquivos/secao_488/Johnson.pdf. Acessado em 07/07/2011.

RIDING, R. Microbial carbonates: the geological record of calcified bacterial-algal mats and biofilms. **Sedimentology**. v. 47, supplement 1, p. 179-214.

RODRIGUES, V. F. Correlações de condutividade hidráulica de fraturas ácidas baseadas em caracterização tridimensional de superfícies. 2011. 127 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Petróleo) – UENF, Macaé, 2011.

ROBERTS, L. D. e GUIN, J. A.: The effect of surface kinetics in fracture acidizing. **Soc. Pet. Eng. J.**, pp. 385-395. Agosto 1974.

ROBERTS, L. D. e GUIN, J. A.: A new method for predicting acid penetration distance. **Soc. Pet. Eng. J.**, pp. 277-286. Agosto 1975.

RUFFET, C.; FERY, J.J. e ONAISI, A. Acid Fracturing Treatment: A Surface-Topography Analysis of Acid-Etched Fractures To Determine Residual Conductivity. **SPE Journal**, v. 3, n. 2, pp. 155-162, 1998.

SCHECHTER, R. S. **Oil Well Stimulation**. New Jersey, Prentice-Hall, 1992. 602 p.

SILVA, W.P. e SILVA, C.M.D.P.S., LAB Fit Curve Fitting Software (Nonlinear Regression and Treatment of Data Program) V 7.2.48 (1999-2011), online, baixado da internet. <www.labfit.net>, acessado em 20/07/2010.

SINGURINDY, O. e BERKOWITZ, B.: The role of fractures on coupled dissolution and precipitation patterns in carbonate rocks. **Advances in Water Resources**, v. 28, pp. 507-521. 2005.

SMITH, M. B. e SHLYAPOBERSKY, J. W. Chapter 5 Basics of Hydraulic Fracturing. In ECONOMIDES, M. J. e NOLTE, K. G. (Org(s).): **Reservoir Stimulation**, 3 ed., Londres, UK, John Wiley & Sons, 2000, p 5.1-5.28.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. The SI metric system of units and SPE metric standard. **Society of Petroleum Engineers**, junho/1984.

SOUSA, J. L. A. O. Three-dimensional simulation of near-wellbore phenomena related to hydraulic fracturing from a perforated wellbore. 1992. 290 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Petróleo) – Cornell University, Ithaca, NY, 1992.

SPADINI, A. R. e MARÇAL, R. de A. Porosidade em reservatórios carbonáticos: algumas considerações. **B. Geoci. Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 13. n.1, p. 129-138, nov. 2004/maio 2005.

SZYMCZAK, P. e LADD, A. J. C.: Comment on: “From pore scale to wellbore scale: Impact of geometry on wormhole growth in carbonate acidization by C.E. Cohen et al. **Chemical Engineering Science**, v. 64, pp. 3029-3030. 2009.

TAYLOR, W. A. Distribution Analyzer 1.2, Taylor Enterprises, Inc. (www.variation.com), 2011.

THIERCELIN, M. C. e ROEGIERS, J.-C. Chapter 3 - Formation Characterization: Rock Mechanics. In ECONOMIDES, M. J. e NOLTE, K. G. Org(s). **Reservoir Stimulation**, 3 ed., Londres, UK, John Wiley & Sons, 2000. P. 3.1 – 3.34.

TSANG, Y. W. The effect of tortuosity on fluid flow through a single fracture. **Water Resour. Res.**, v. 20, pp. 1209-1215. 1984.

TSANG, Y. W. e WITHERSPOON, P. A. Hydromechanical behavior of a deformable rock fracture subject to normal stress. **Journal of Geophysical Research. B**, v. 86, n.10, pp. 9287-9298, 1981.

van DOMSELAAR, H. R.; SHOLS, R. S e VISSER, W.: An analysis of acidizing process in acid fracturing. **Soc. Pet. Eng. J.** v.255, pp. 239-250, 1973.

van DOMELLEN, M. S.; GDANSKI, R. D. e FINLEY, D. B.. The Application of Core and Well Testing to Fracture Acidizing Treatment Design: A Case Study. SPE 27621. In: **European Production and Operations Conference and Exhibition**. Aberdeen, RU. 1994.

Van der VLIS, A. C.: Rock classification by a simple hardness test. Paper 3-4, **Proc. Sec. Congr. of the Int. Soc. Rock Mech**, v. 2, 1970.

VASCONCELOS, C. e McKENZIE, J. A. The Descent of Minerals. **Science** 323 (January 9, 2009): 218. Simulation of chemical erosion in rough fractures

VERBERG, R e LADD, A. J. C.: Simulation of chemical erosion in rough fractures. **Physical Review E**, v.65. 2002. DOI: 10.1103/PhysRevE.65.056311

WALSH, J. B.: Effect of pore pressure and confining pressure on fracture permeability. **Int. J. Rock Mech. Min. Sci. Geomech. Abstr.** v. 18, n. 5, pp. 429-435. 1981.

WHITEHOUSE, D.J. Fractal or fiction. *Wear* v. 249, p. 345-353, 2001.

WILLIAMS, B. B.; GIDELY, J. L.; GUIN, J. A. E SCHECHTER, R. S.: Characterization of liquid/solid reactions – the hydrochloric acid/calcium carbonate reaction, **I. and E. C. Fund** (nov 1970) 9, 589-596.

WILLIAMS, B. B e NIERODE, D. E.: Design of Acid Fracturing Treatments, **J. Pet. Tech.**, v. 24, pp. 849-859. Julho 1972.

WILLIAMS, B. B e NIERODE, D. E.: Characteristics of acid reaction in limestones formations. **Soc. Pet. Eng. J.**, pp. 406-418. Dez 1971.

WILLIAMS, B. B.; GIDLEY, J. L. e SCHECHTER, R. S. **Acidizing Fundamentals**. SPE Monograph Series. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1979.

YEW, C. H. Mecânica do fraturamento hidráulico. Tradução de Marcos Antonio Rosolen. Rio de Janeiro: E-papers, 2008.

ZIMMERMAN, R. W.; CHEN, D.-V e COOK, N.G.W. The effect of contact area on the permeability of fractures. **Journal of Hydrology**, v. 139, pp. 79-96, 1992.

ZIMMERMANN, R. W. e BODVARSSON, G. S.: Hydraulic conductivity of rock fractures. **Transport in porous media**, v. 20, pp. 1-30. 1996.

ZOU, C. Development and testing of an advanced acid fracture conductivity apparatus. 2006. 59 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Texas A&M University. College Station, TX, 2006.

APÊNDICE I

CONVERSÃO DAS EQUAÇÕES DE NIERODE E KRUK PARA O SI

No trabalho original de Nierode e Kruk, a correlação para C_1 foi obtida pelo ajuste dos dados expressos em mD-in. Assumindo que o usuário conhece o valor de DREC em m^3 , e quer calcular o C_1 correspondente em m^3 usando a correlação de Nierode e Kruk, a marcha de conversão é a seguinte:

a) Partindo da correlação de C_1 de Nierode e Kruk:

$$C_1 = 0,265(DREC)^{0,822}$$

b) Converter DREC de m^3 (ou $m^2.m$) para mD-in.

$$C_1 = 0,265 \left(DREC \frac{m^2.m}{m^2} \frac{1,01325 \times 10^{15} mD}{m^2} \frac{in}{0,0254m} \right)^{0,822}$$

c) Converter a constante 0,265 mD-in em m^3 :

$$C_1 = 0,265 mD.in \times \frac{9,86923 \times 10^{-16} m^2}{mD} \times \frac{0,0254m}{in} \left(DREC \frac{m^2.m}{m^2} \frac{1,01325 \times 10^{15} mD}{m^2} \frac{in}{0,0254m} \right)^{0,822}$$

d) Simplificar as unidades e realizar as operações numéricas:

$$C_1 = 6,643 \times 10^{-19} (m^3) (3,989 \times 10^{16})^{0,822} (DREC (mD.in))^{0,822}$$

e) A expressão final é a mesma apresentada por Schechter (1992):

$$C_1 = 2,940 \times 10^{-4} (DREC)^{0,822}$$

f) Partindo da correlação de C_2 quando $RES > 20000$ psi:

$$C_2 = 3,8 \times 10^{-3} - 0,28 \times 10^{-3} \ln(RES)$$

g) O coeficiente angular é simplesmente convertido pela multiplicação ou divisão pelo fator de conversão apropriado (1 psi = 6894,7 Pa).

$$m = 0,28 \times 10^{-3} / 6894,7 = 0,406 \times 10^{-7} \text{ (1/Pa)}$$

h) O coeficiente linear é convertido para $RES = 1$ psi e $\ln(1) = 0$.

$$3,8 \times 10^{-3} - 0,28 \times 10^{-3} \ln(1) = x - \frac{0,28 \times 10^{-3}}{6894,7} \ln(1 \times 6894,7)$$
$$3,8 \times 10^{-3} = x - 3,59 \times 10^{-7}$$

i) O lado esquerdo da equação está em (1/psi) e o lado direito está em (1/Pa). O lado esquerdo deve ser convertido em 1/Pa:

$$\frac{3,8 \times 10^{-3}}{6894,7} = x - 3,59 \times 10^{-7}$$

$$x = 5,51 \times 10^{-7} + 3,59 \times 10^{-7} = 9,10 \times 10^{-7} \text{ (1/Pa)}$$

j) A expressão final é a mesma apresentada por Schechter (1992):

$$C_2 = [9,10 - 0,406 \ln(RES)] \times 10^{-7}$$

APÊNDICE II

IMAGENS DOS CP ANTES E DEPOIS DO ÁCIDO

a) CP-01 (uniforme)

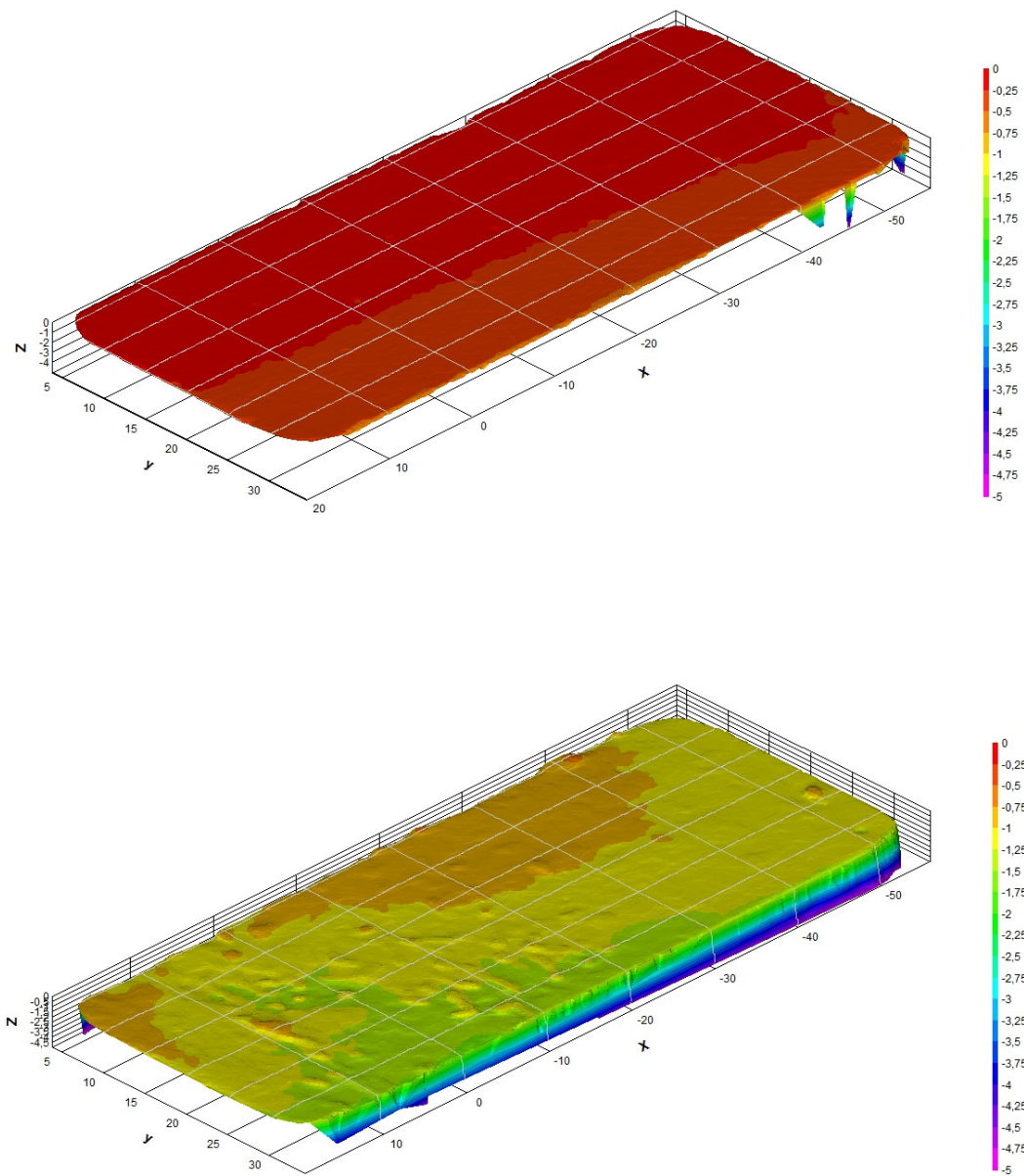


Figura 70 - Imagens da Face A do CP-01 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Todas medidas em mm.

b) CP-02 (uniforme)

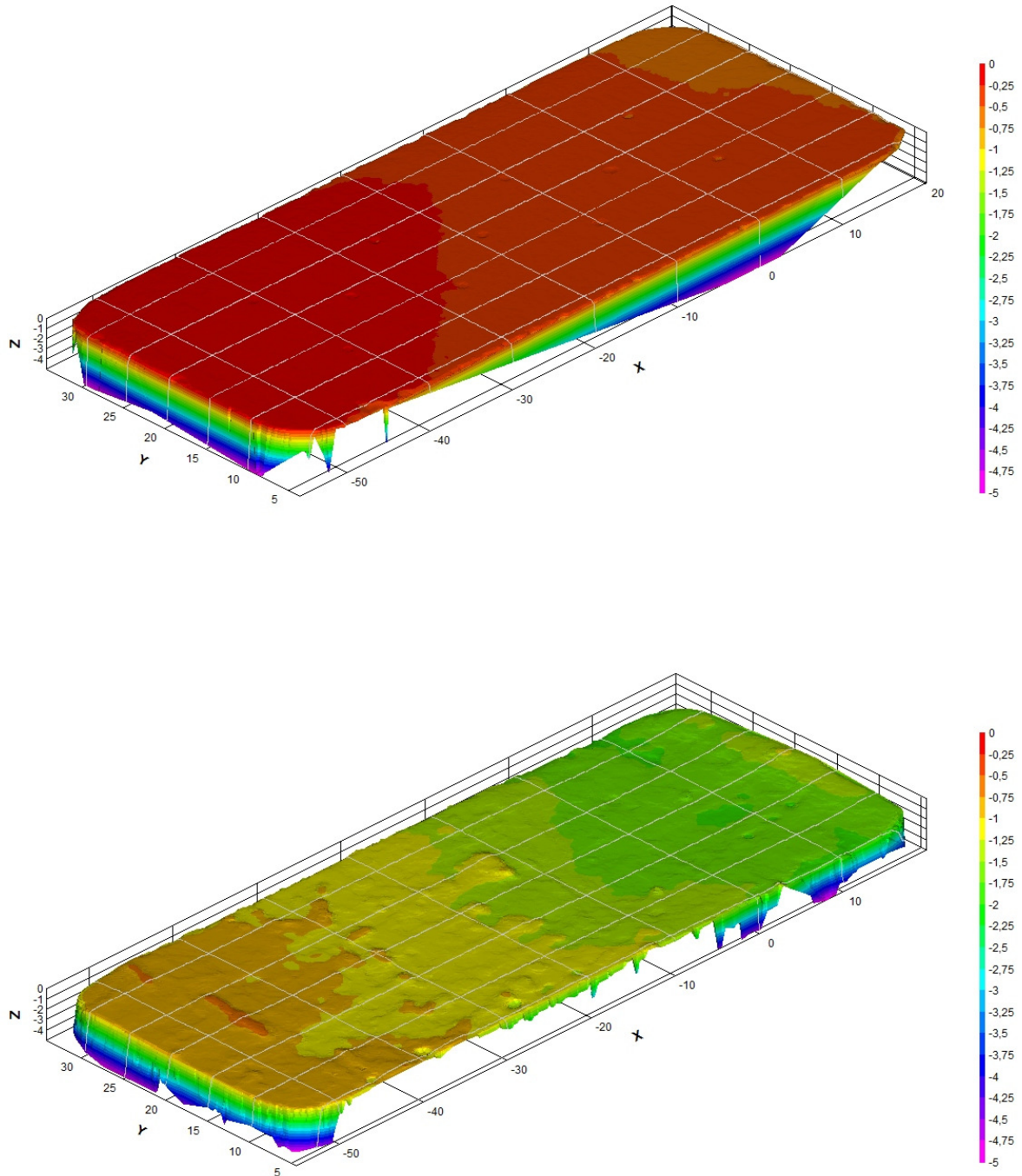


Figura 71 - Imagens da Face A do CP-02 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Todas medidas em mm

c) CP-05 (uniforme)

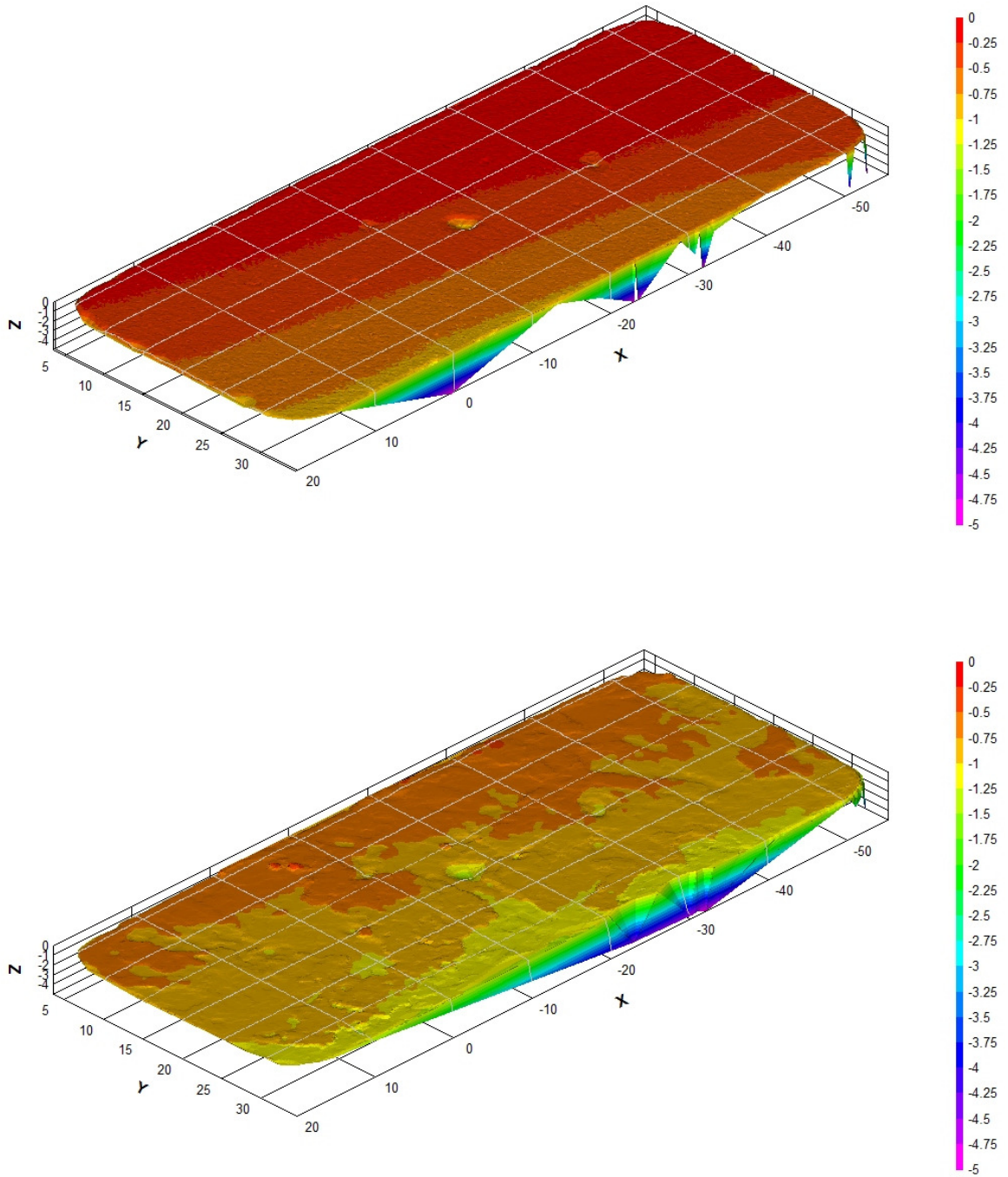


Figura 72 - Imagens da Face A do CP-05 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Todas medidas em mm

d) CP-06 (uniforme)

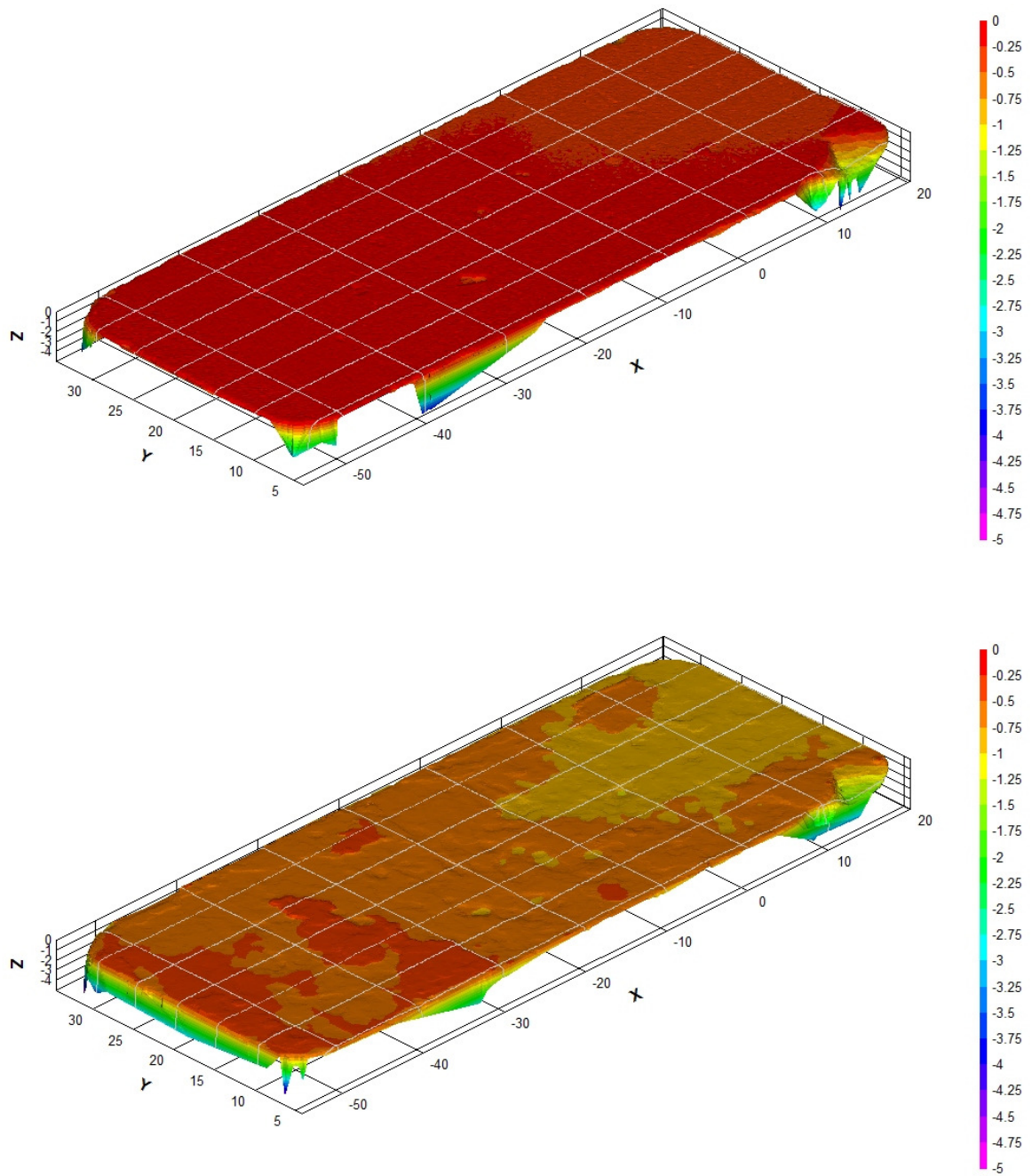


Figura 73 - Imagens da Face A do CP-06 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Mmedidas em mm.

e) CP-09 (uniforme)

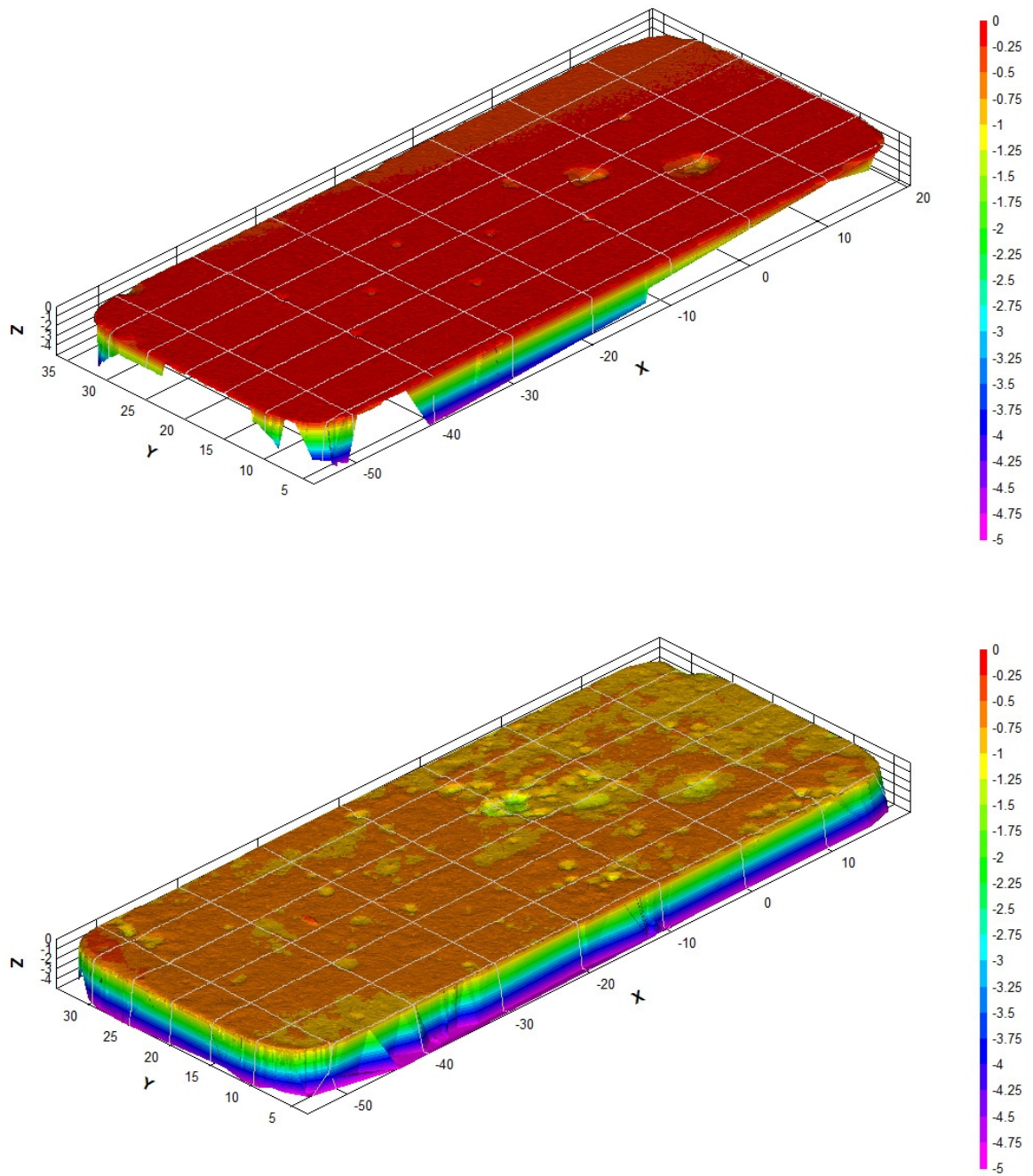


Figura 74 - Imagens da Face A do CP-09 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm.

f) CP-10 (uniforme)

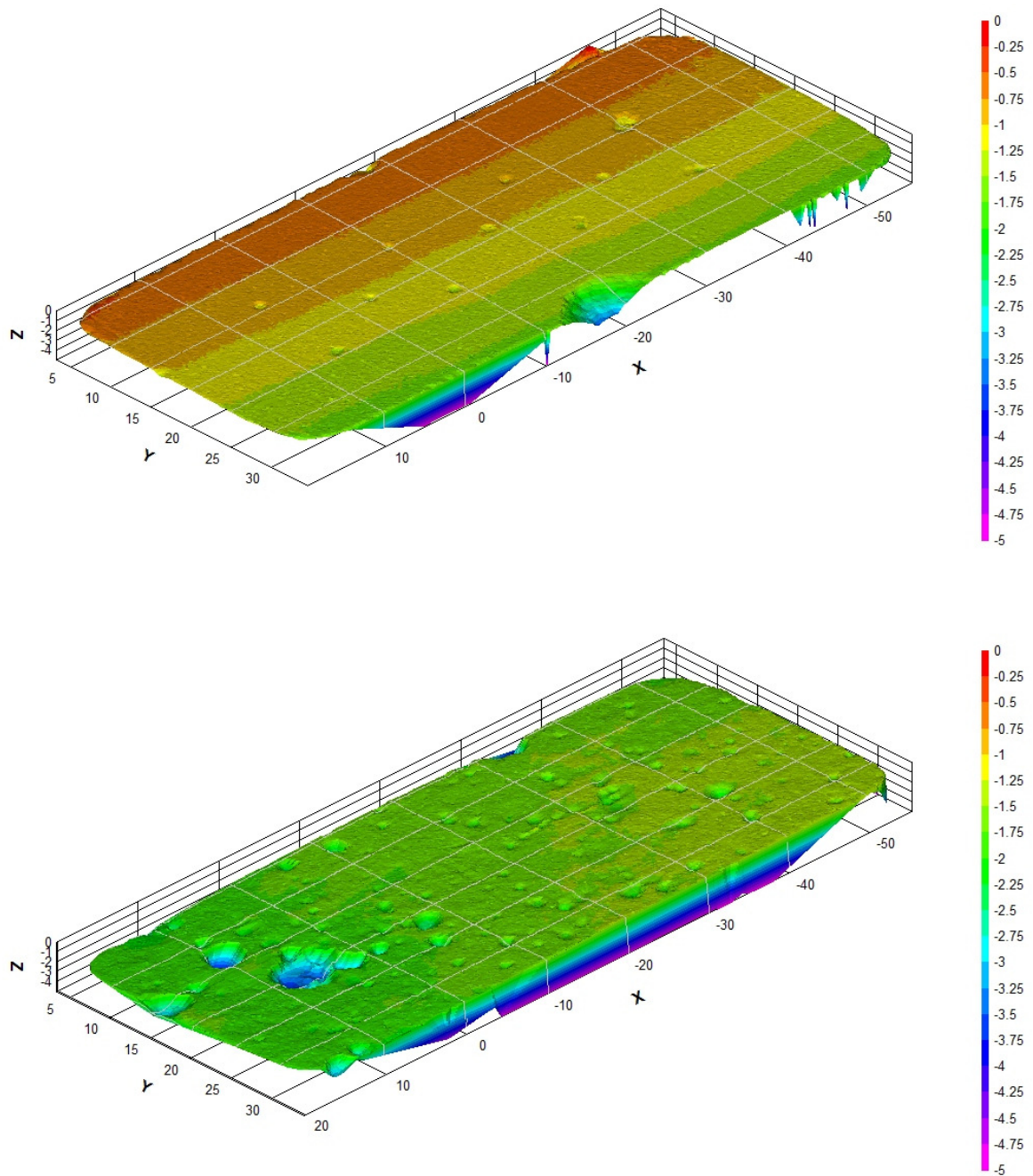


Figura 75 - Imagens da Face A do CP-10 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

g) CP-11(uniforme)

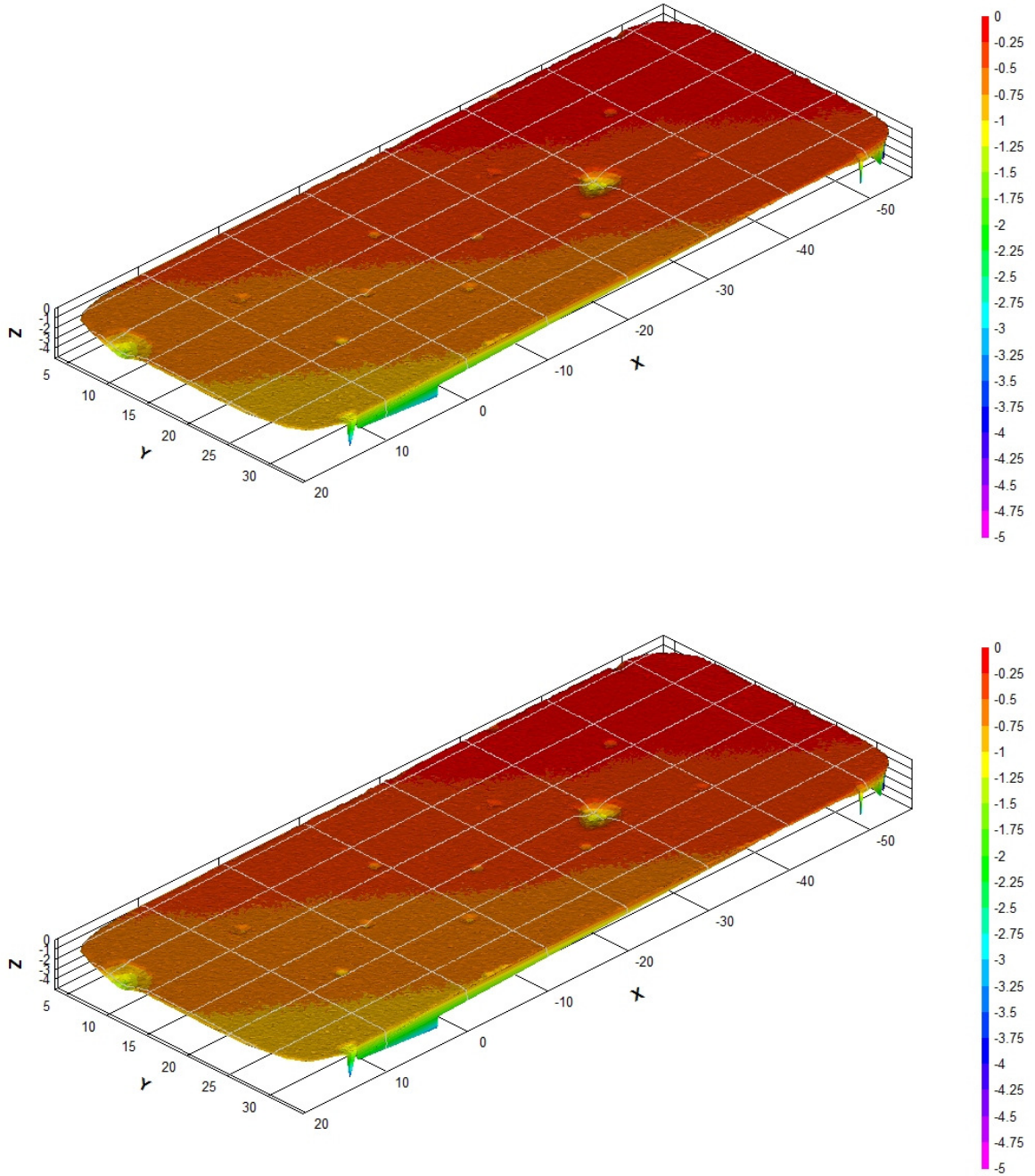


Figura 76 - Imagens da Face A do CP-11 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

h) CP-12 (uniforme)

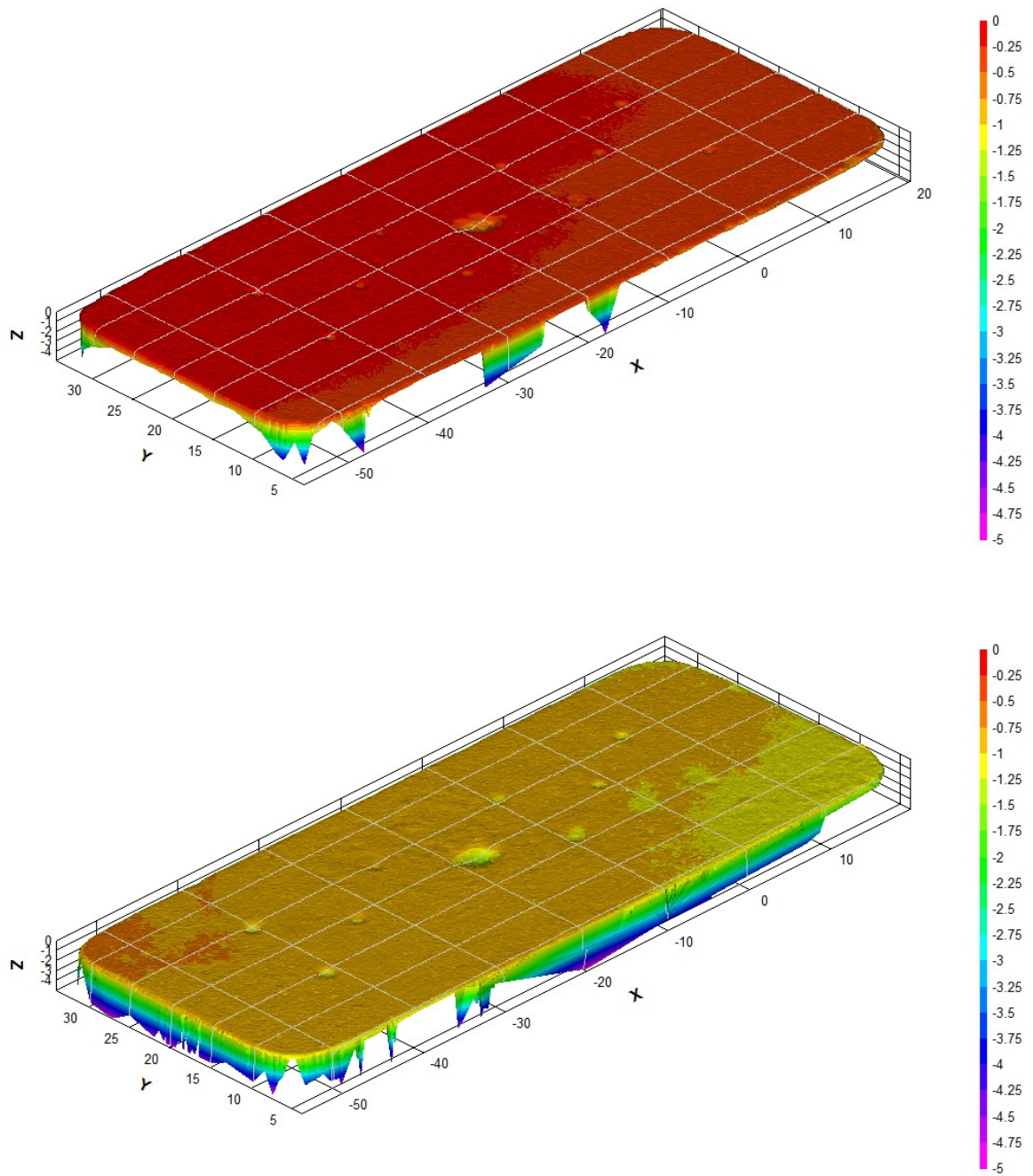


Figura 77 - Imagens da Face A do CP-12 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

i) CP-13 (rugoso)

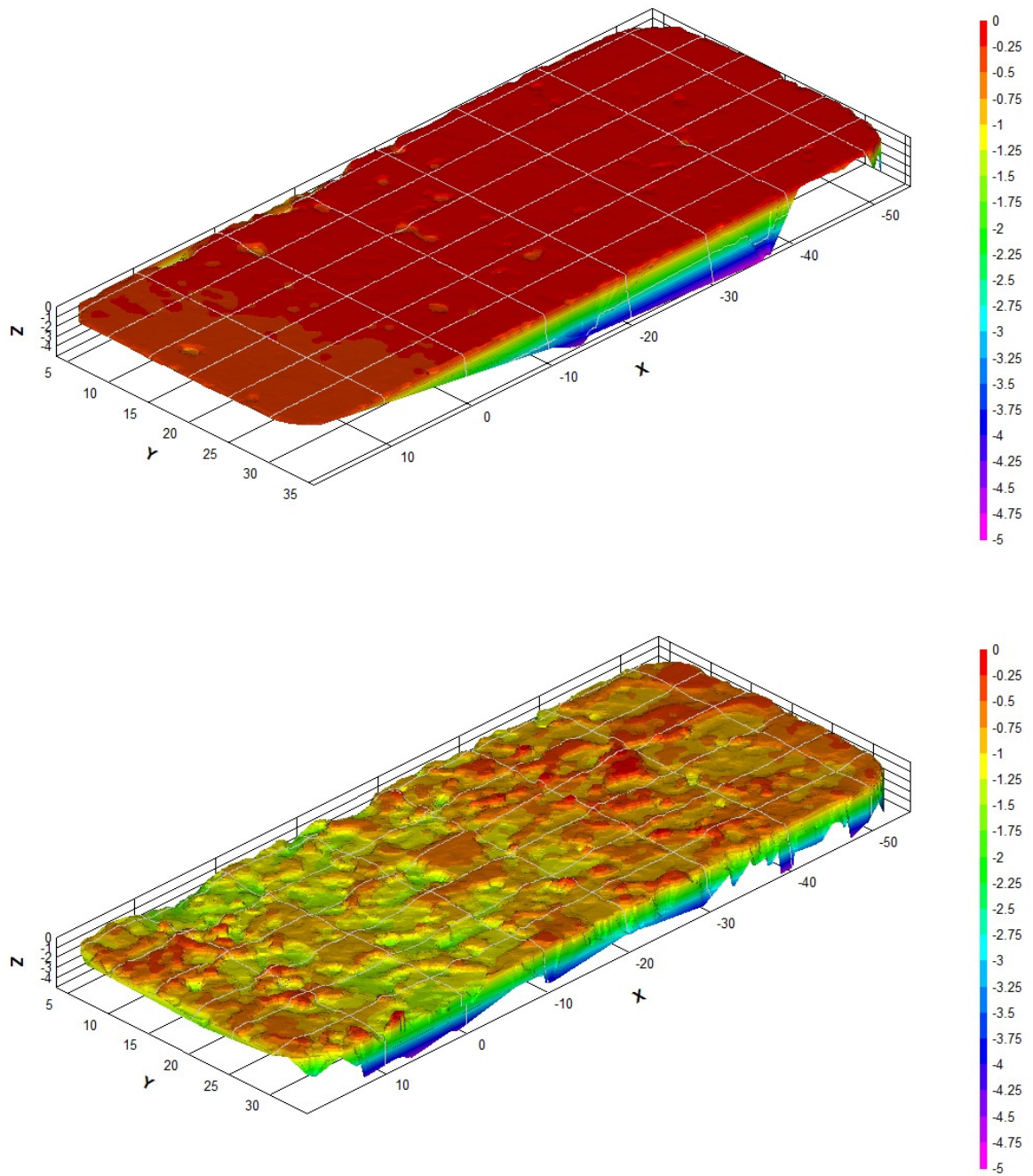


Figura 78 - Imagens da Face A do CP-13 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

j) CP-14 (rugoso)

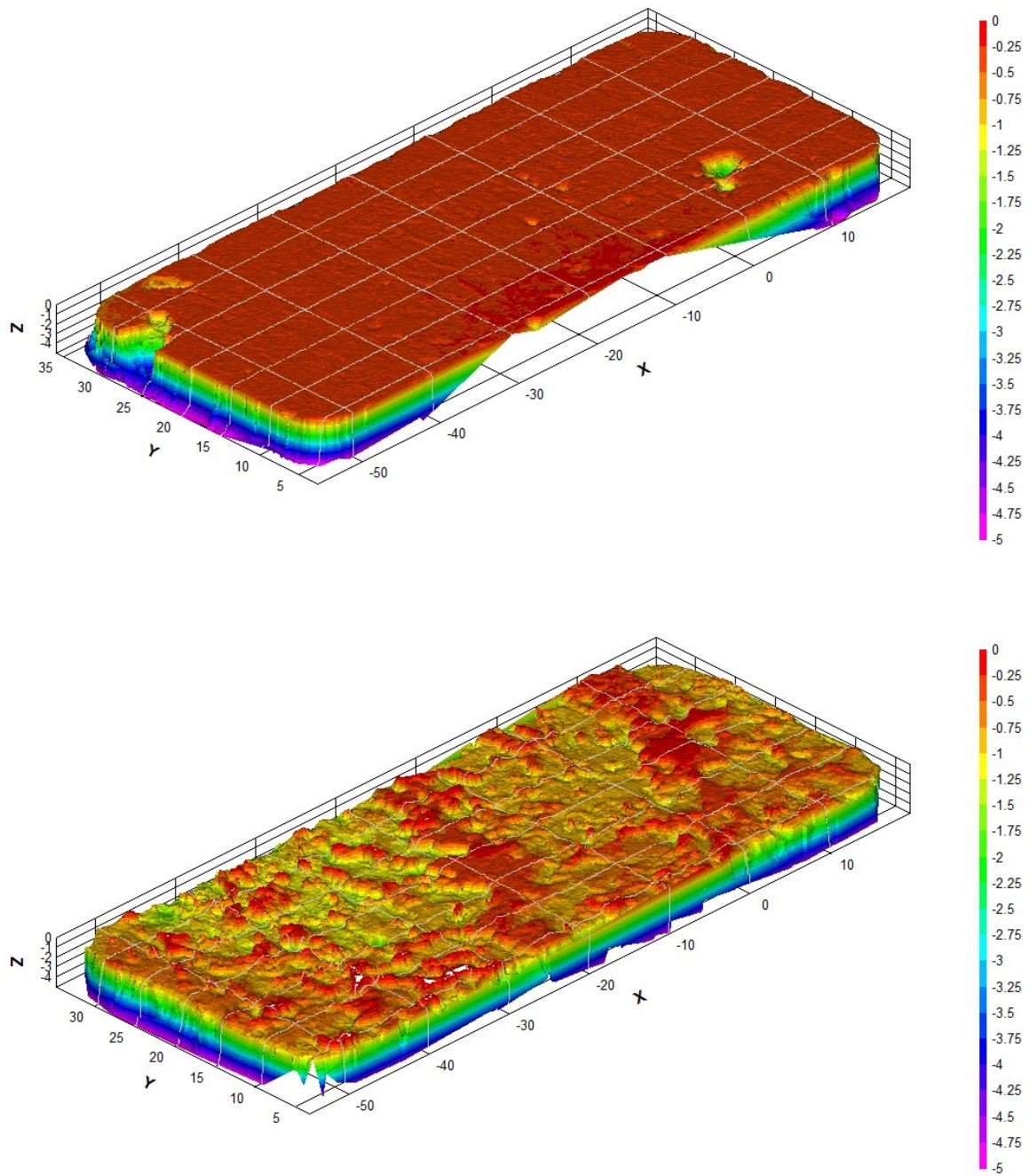


Figura 79 - Imagens da Face A do CP-14 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

k) CP-15 (rugoso)

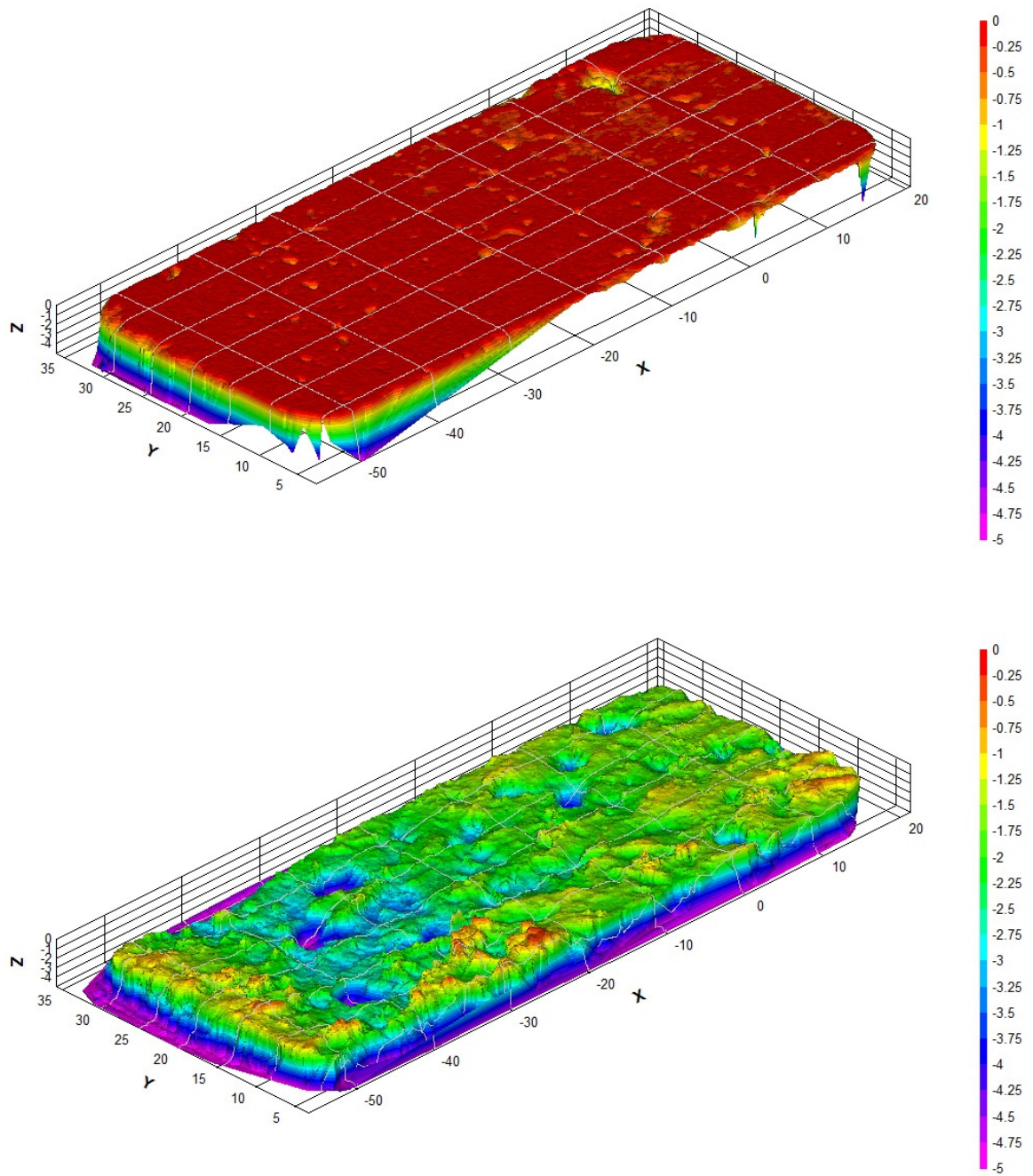


Figura 80 - Imagens da Face A do CP-15 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

l) CP-16 (rugoso)

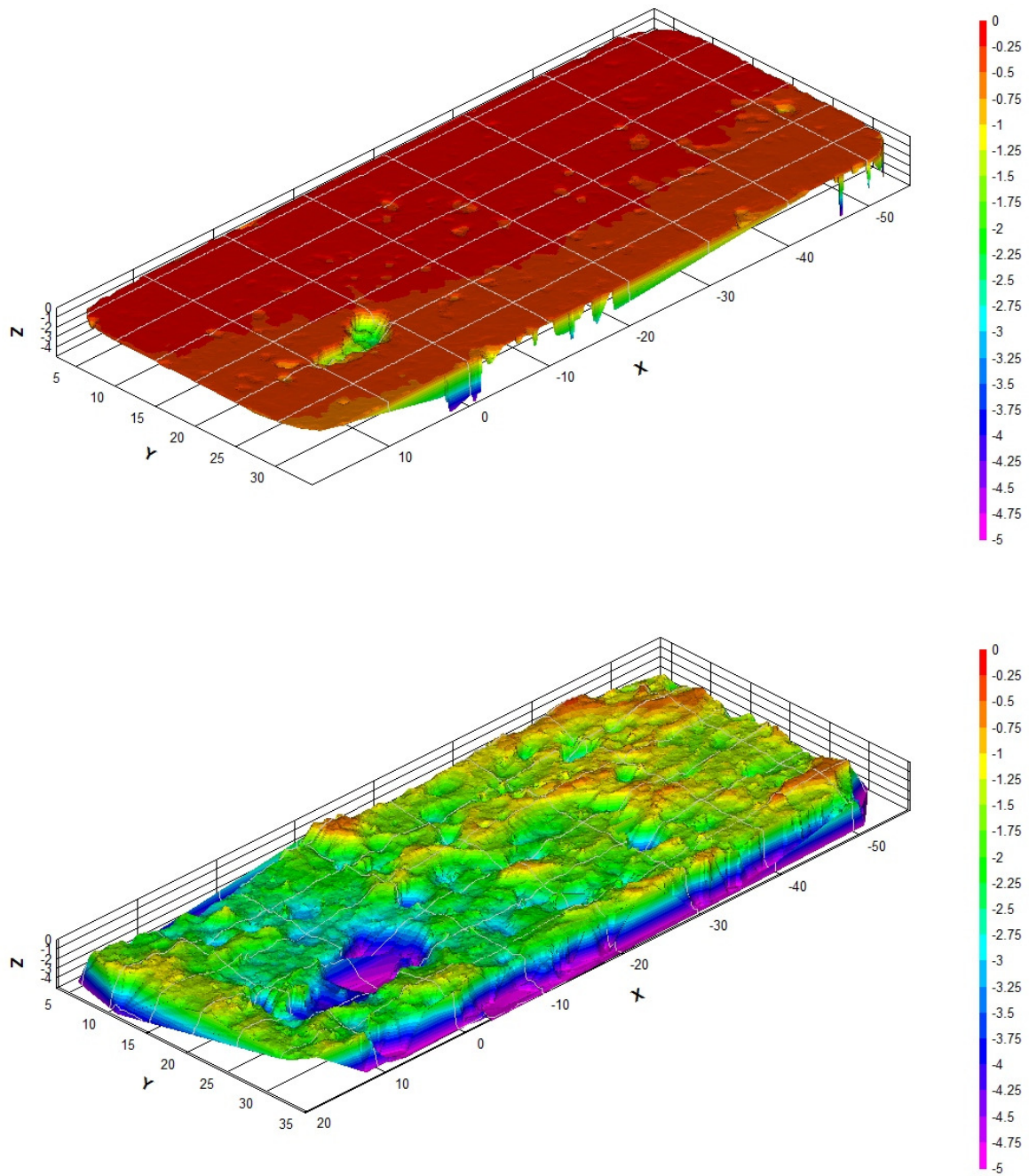


Figura 81 - Imagens da Face A do CP-16 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

m) CP-17 (rugoso)

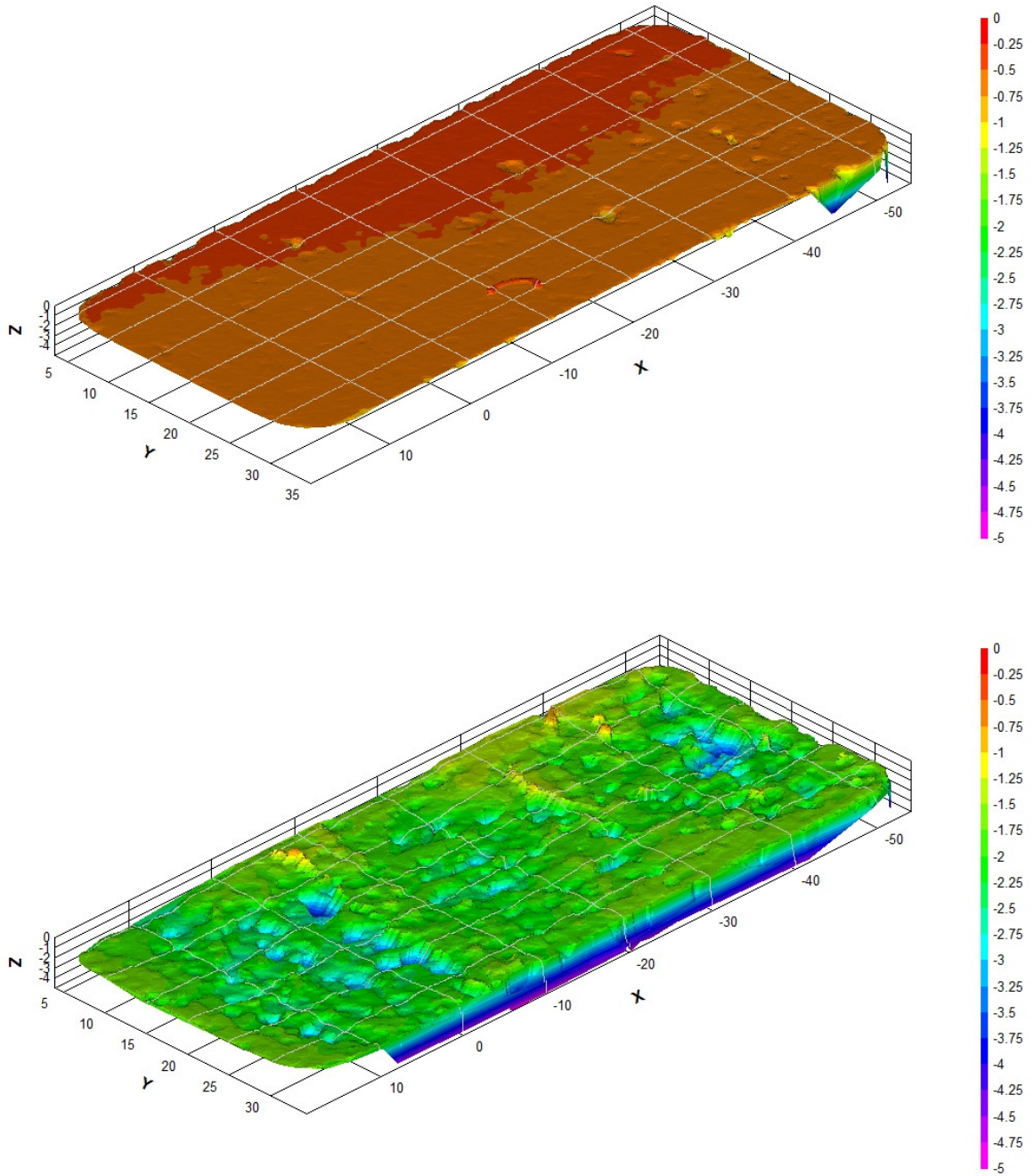


Figura 82 - Imagens da Face B do CP-17 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

n) CP-18 (rugoso)

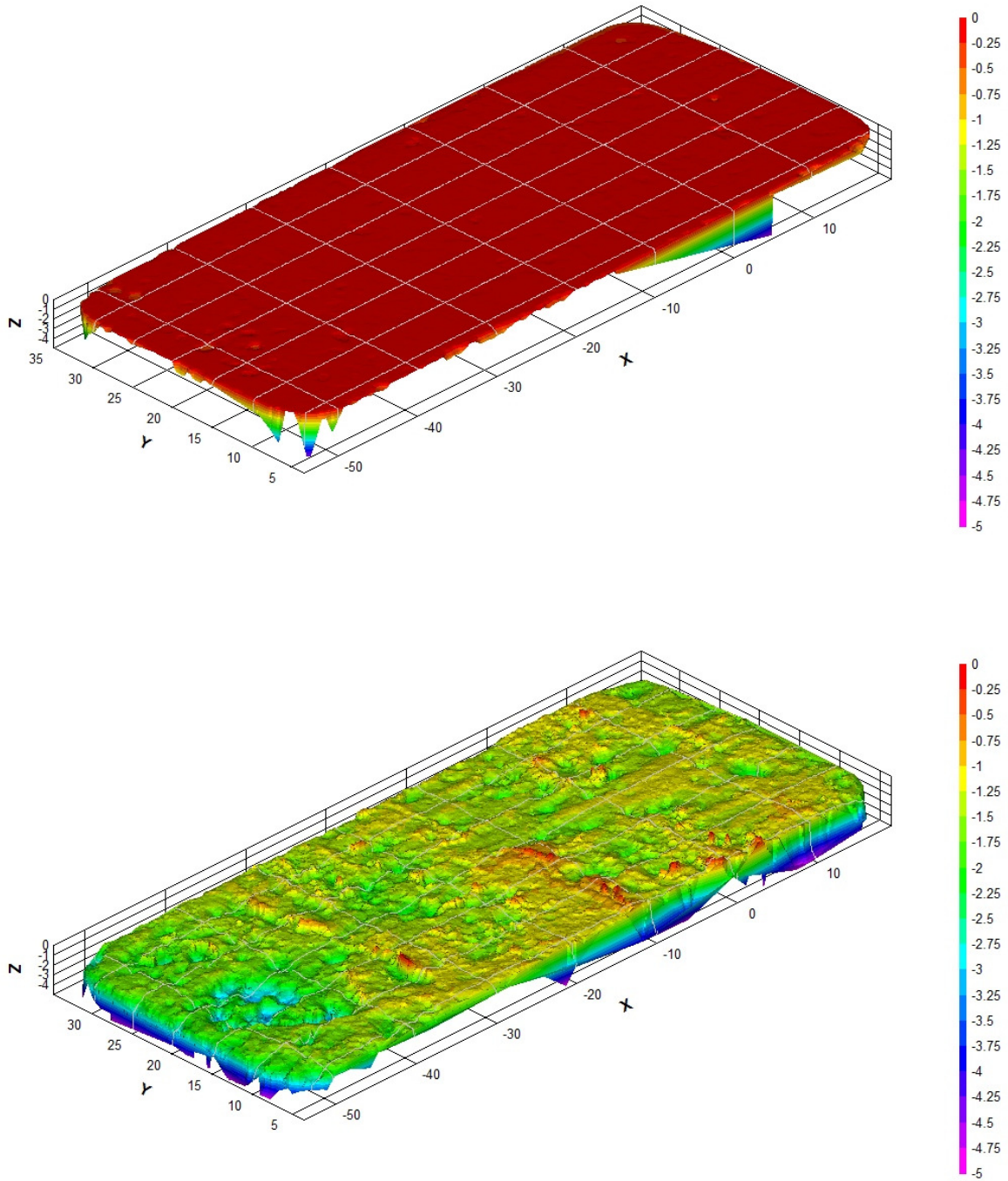


Figura 83 - Imagens da Face A do CP-18 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

o) CP-19 (rugoso)

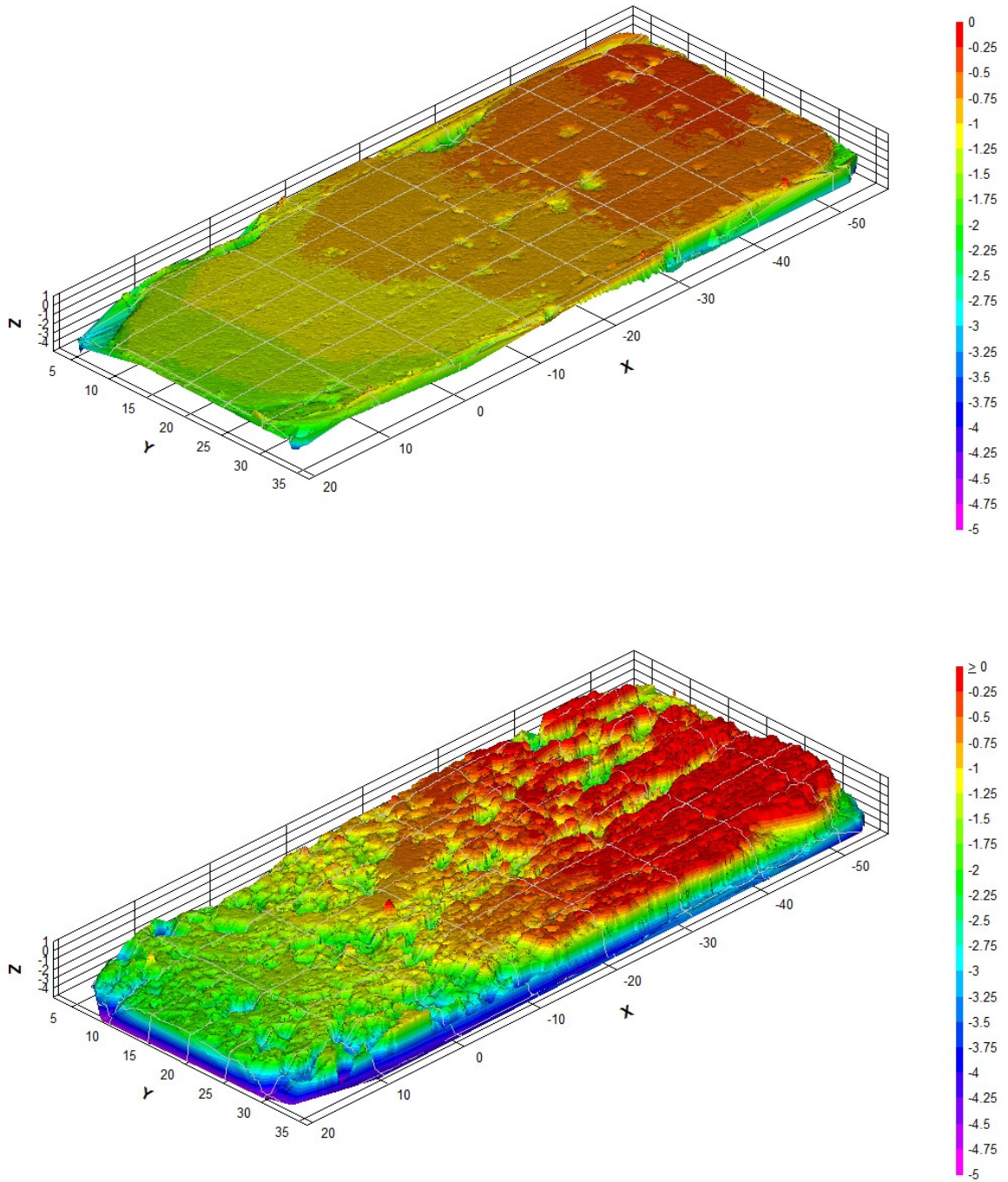


Figura 84 - Imagens da Face A do CP-19 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

p) CP-20 (rugoso)

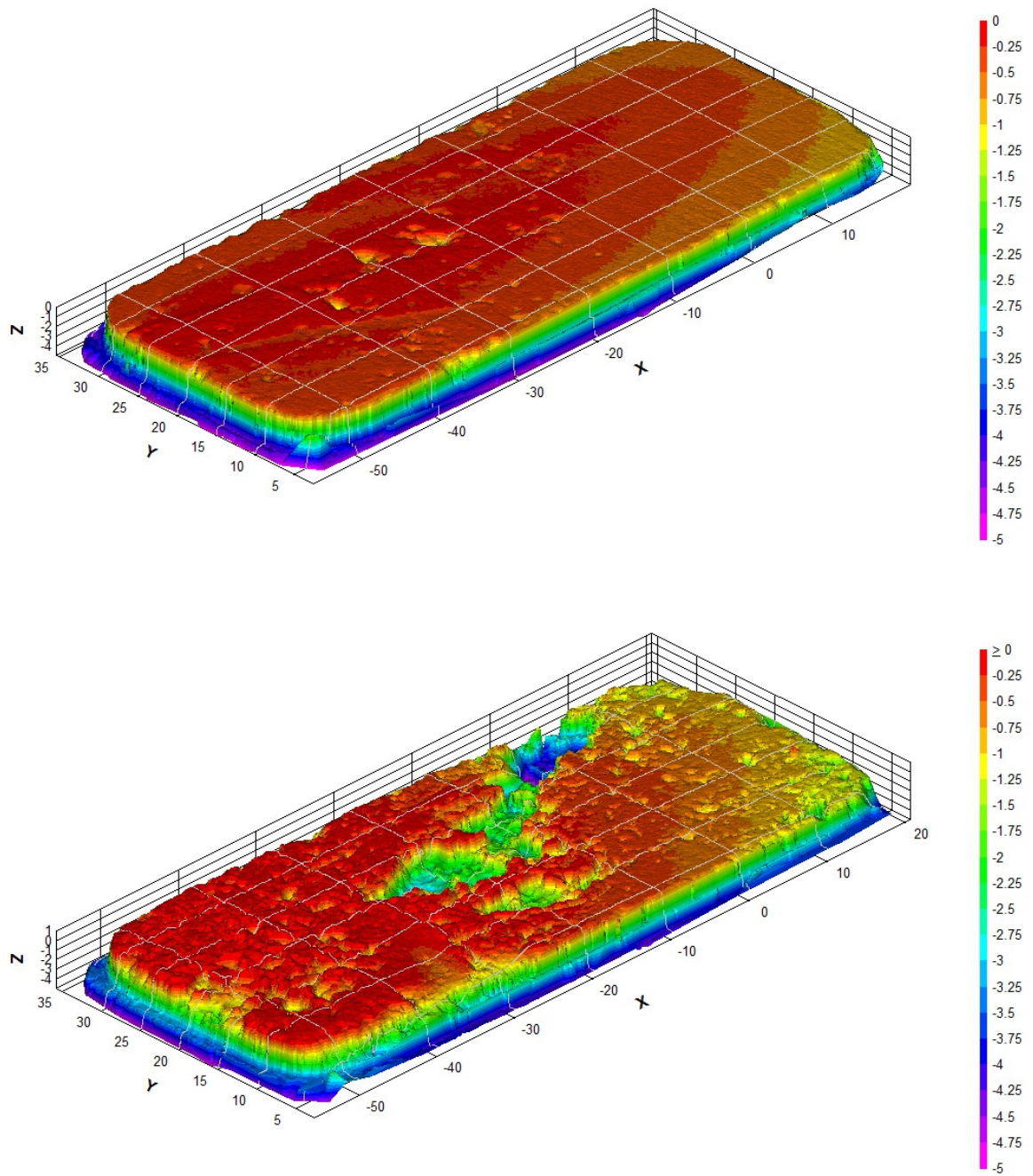


Figura 85 - Imagens da Face A do CP-20 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

q) CP-21 (rugoso)

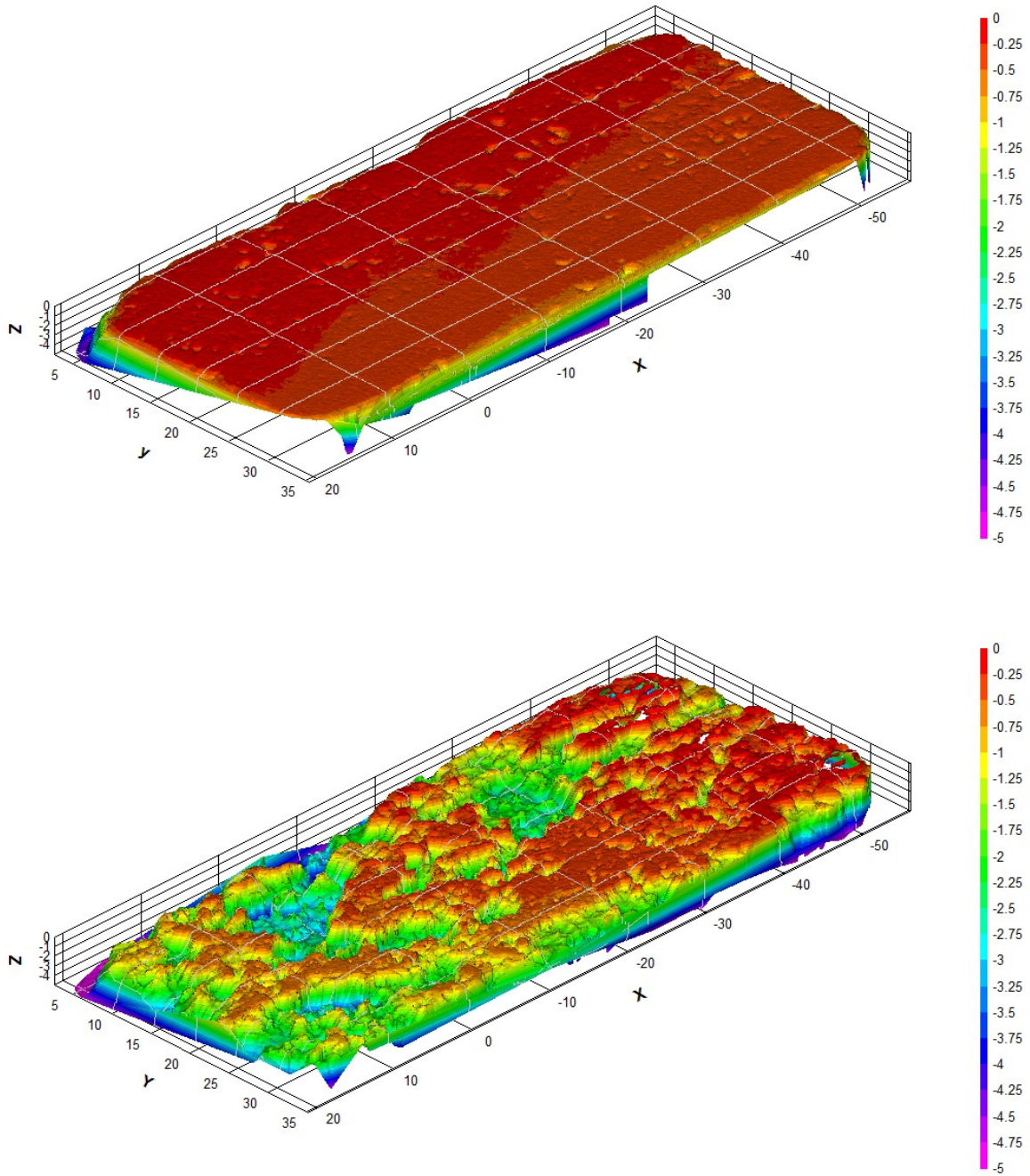


Figura 86 - Imagens da Face A do CP-21 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

r) CP-22 (rugoso)

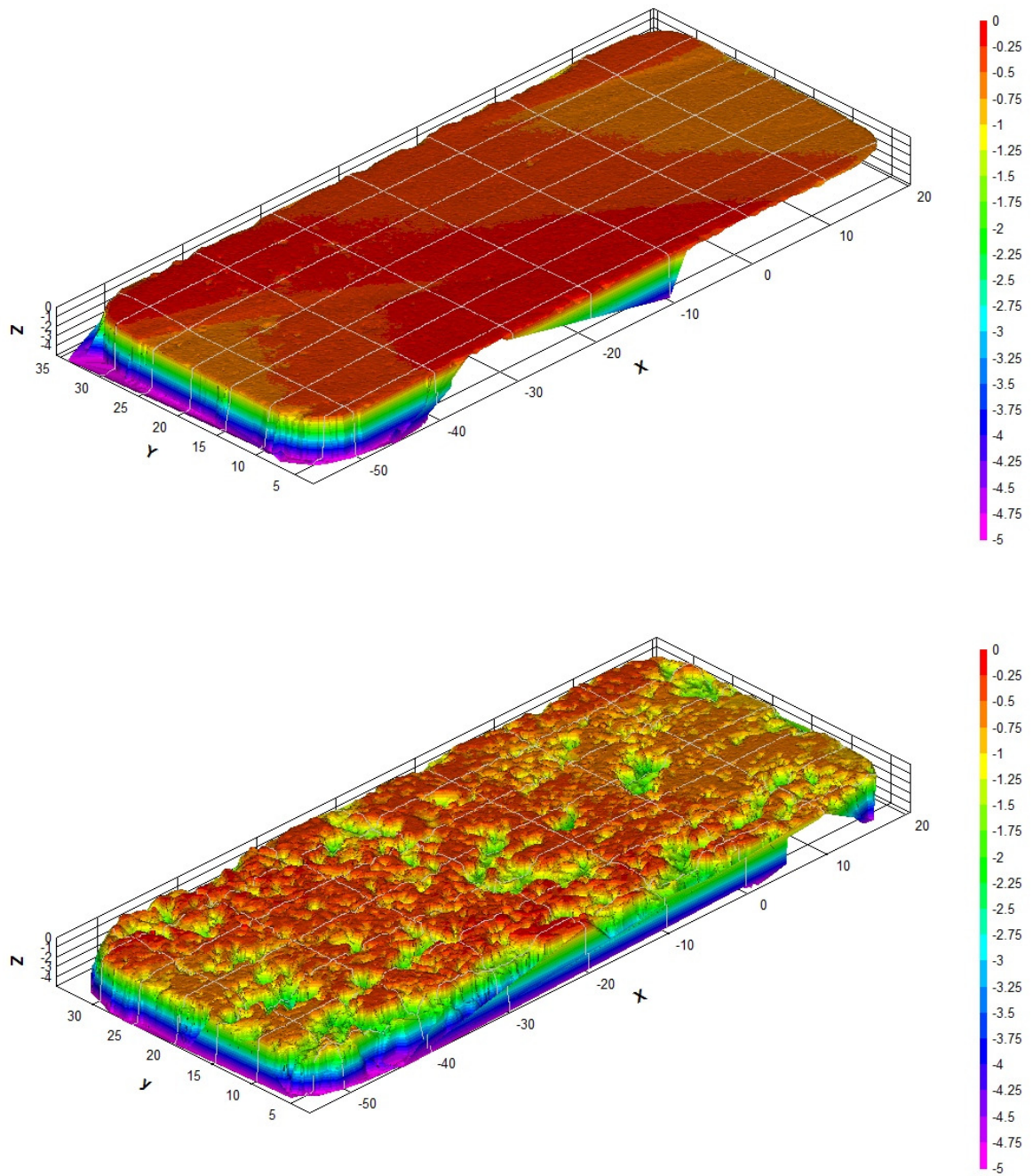


Figura 87 - Imagens da Face A do CP-22 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

s) CP-23 (rugoso)

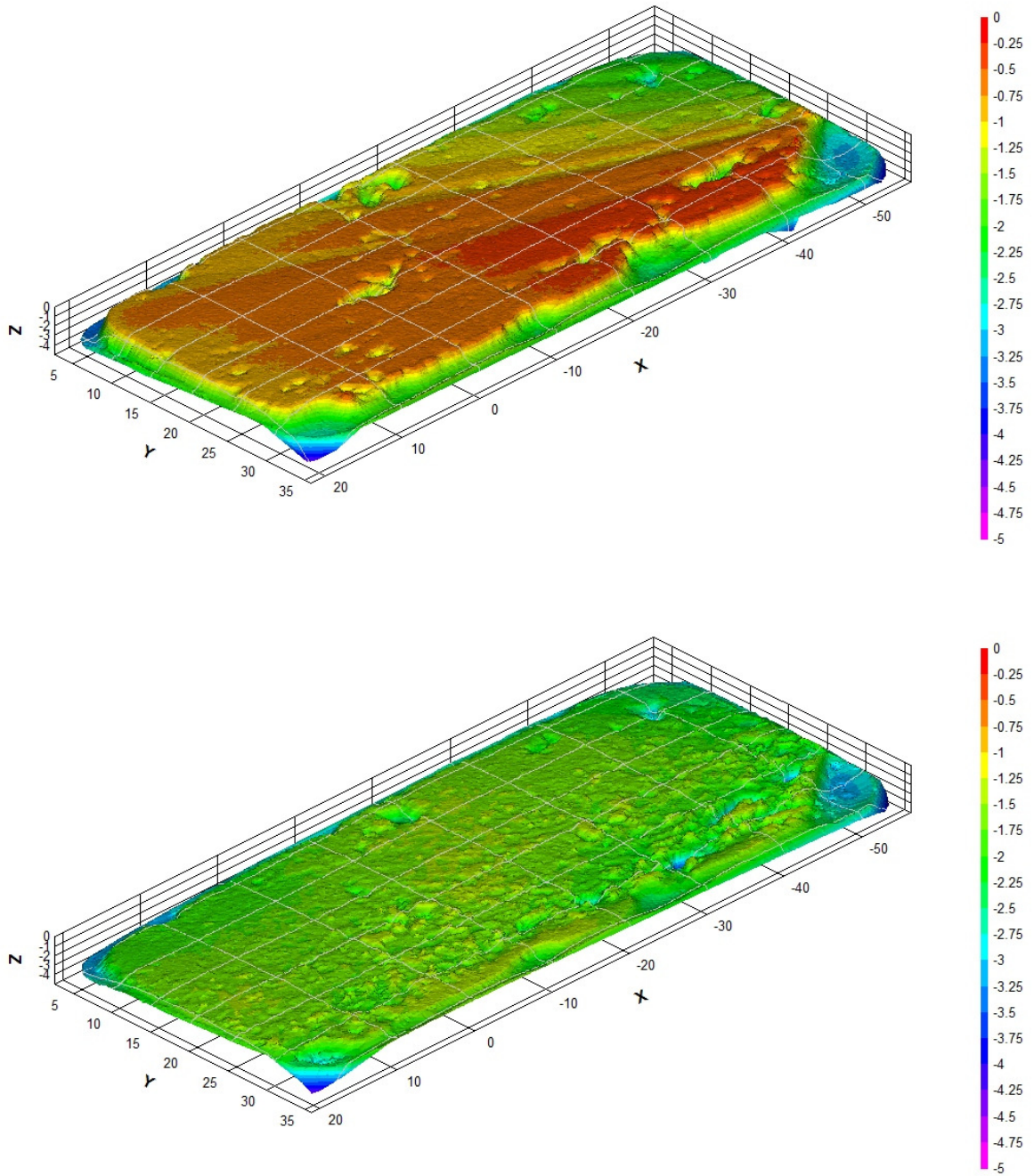


Figura 88 - Imagens da Face A do CP-23 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

t) CP-24 (rugoso)

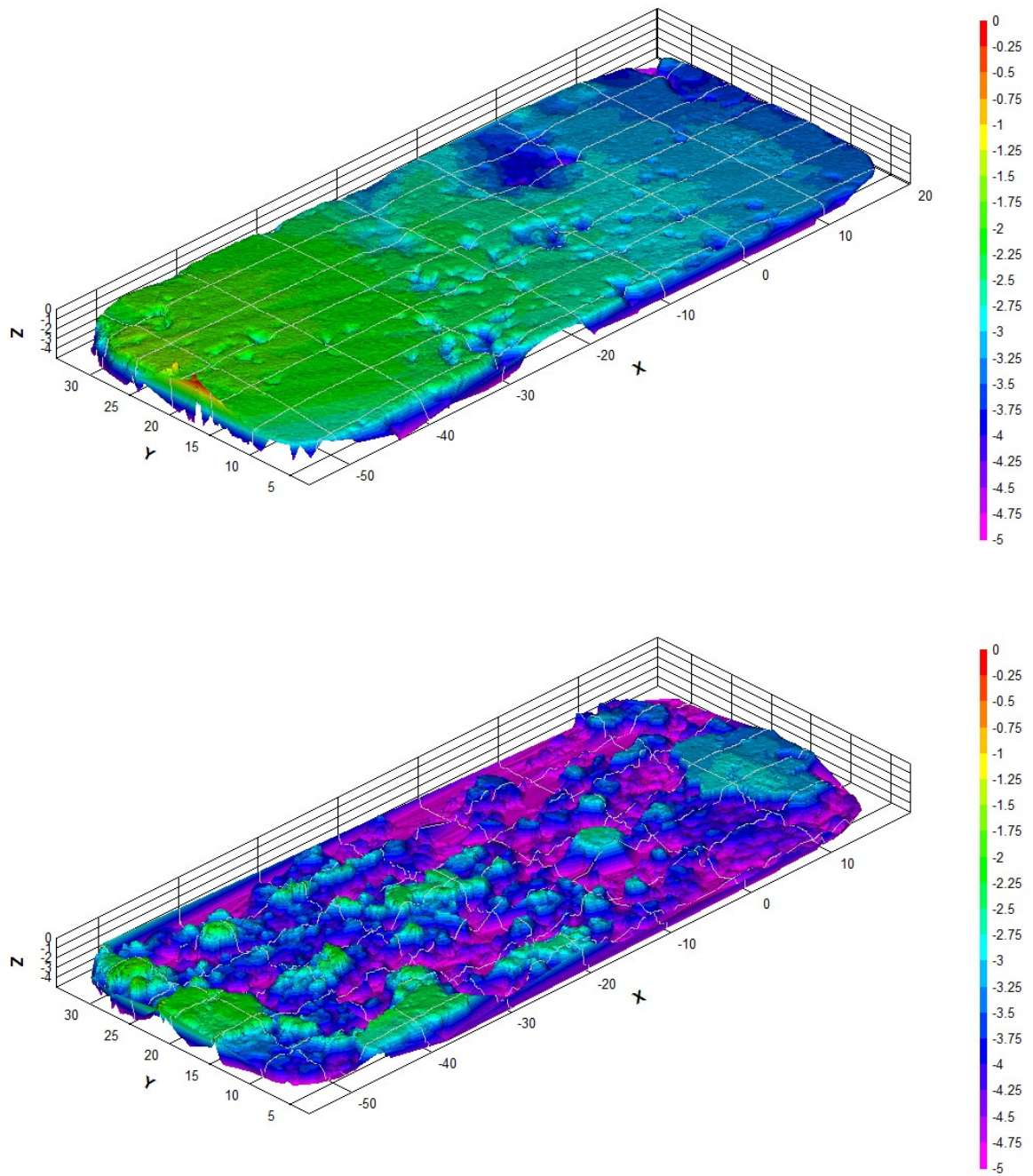


Figura 89 - Imagens da Face A do CP-24 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

u) CP-25 (rugoso)

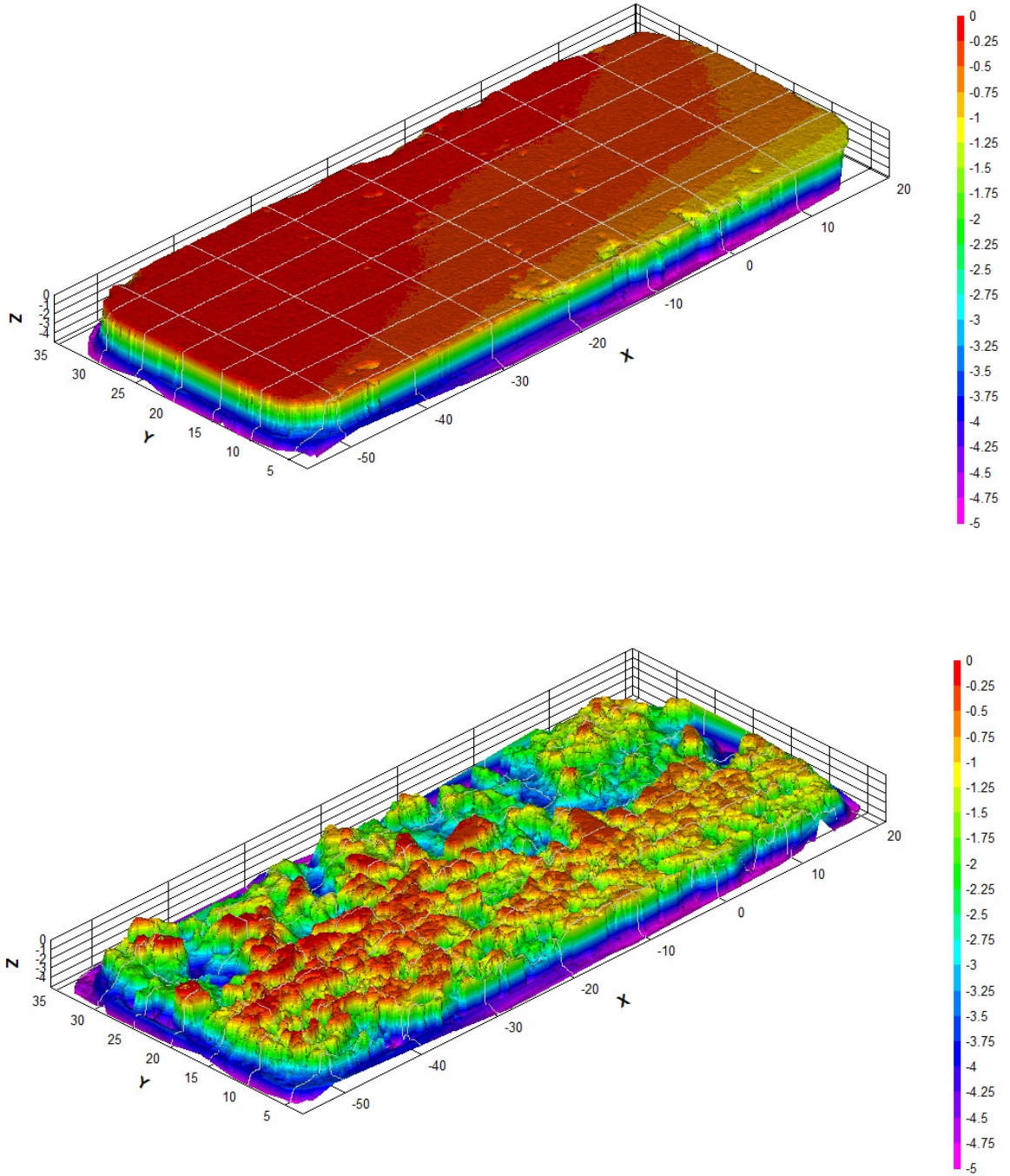


Figura 90 - Imagens da Face A do CP-25 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm.

v) CP-26 (rugoso)

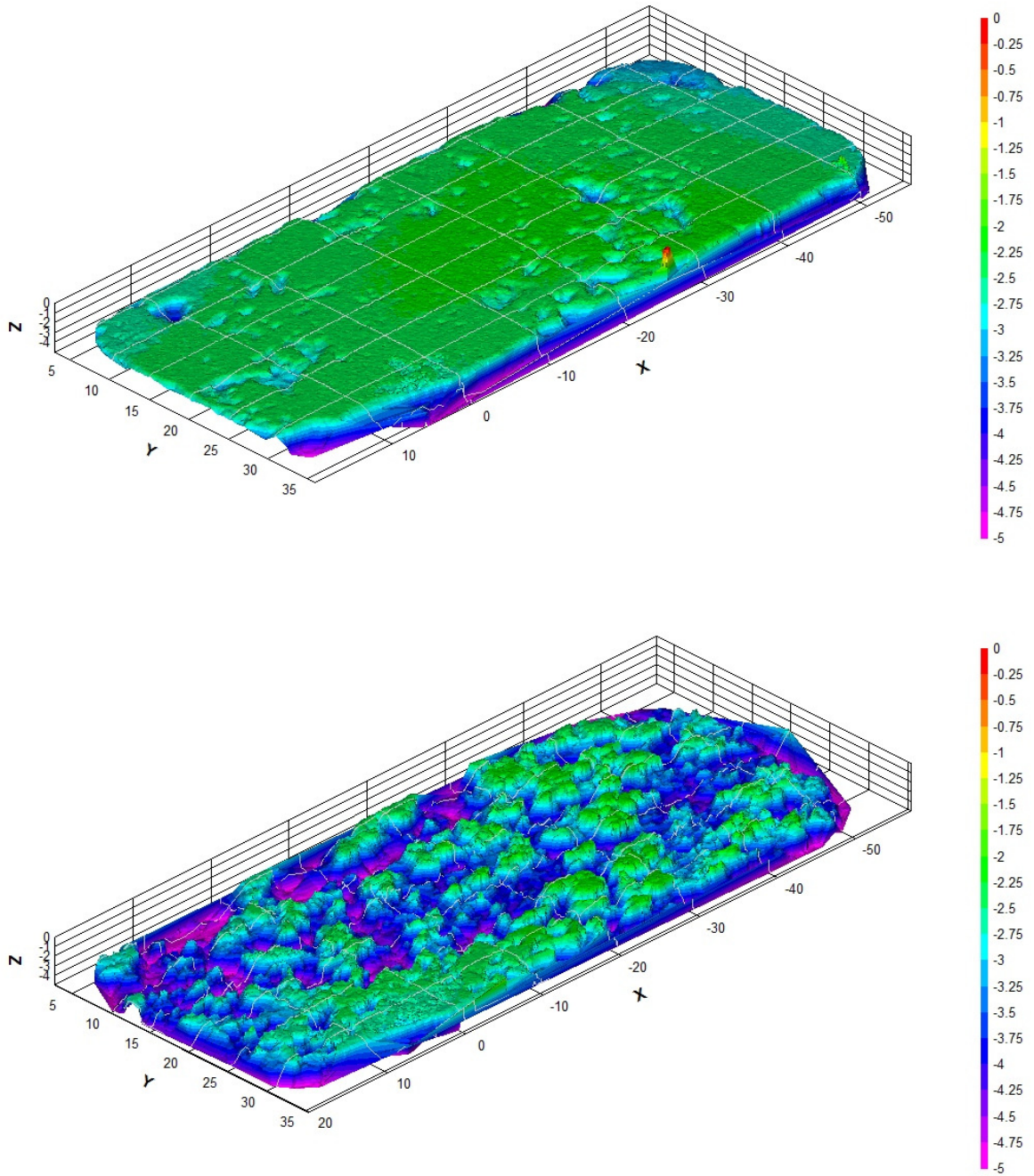


Figura 91 - Imagens da Face A do CP-26 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm.

w) CP-27 (rugoso)

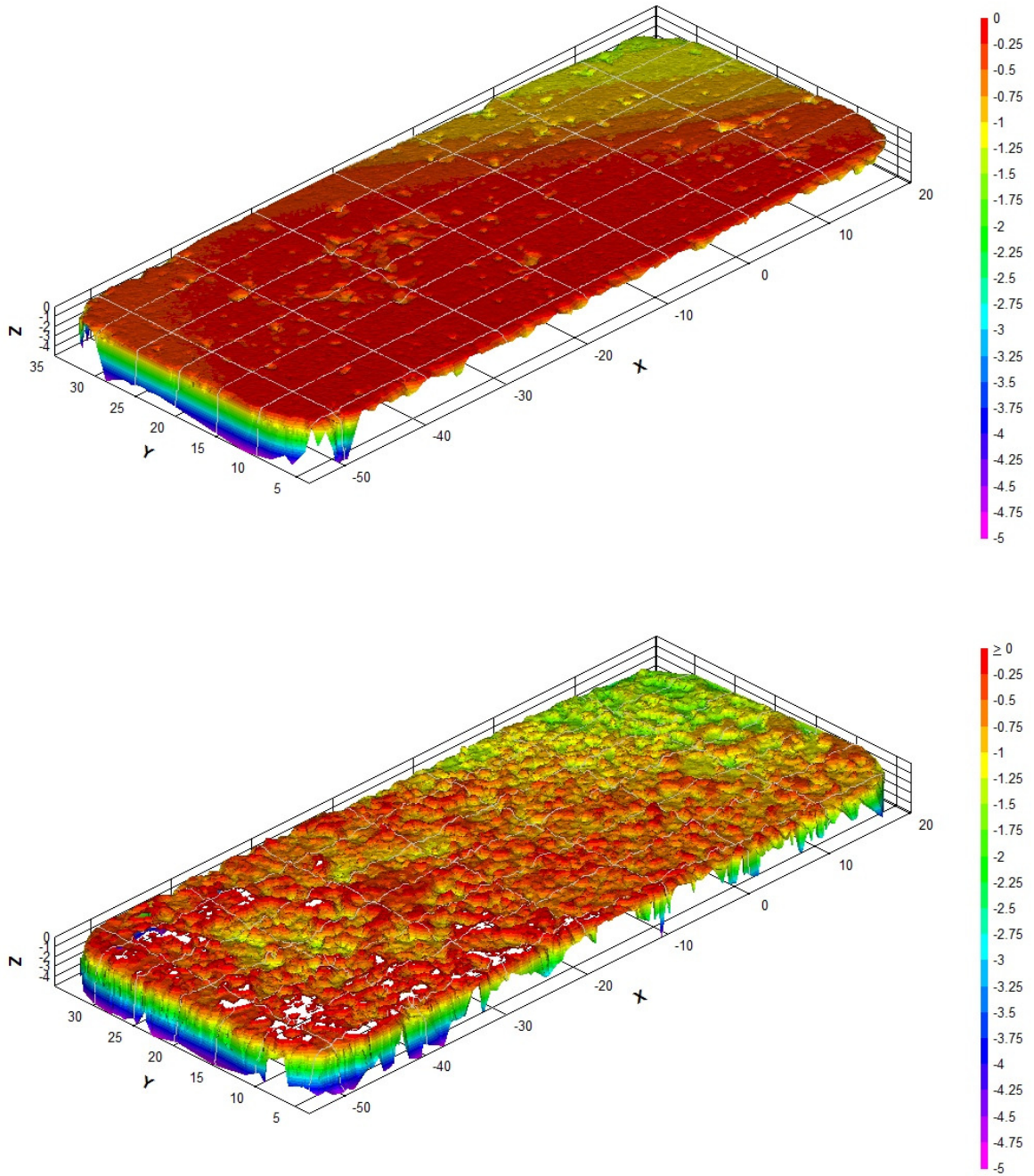


Figura 92 - Imagens da Face A do CP-27 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm.

x) CP-28 (rugoso)

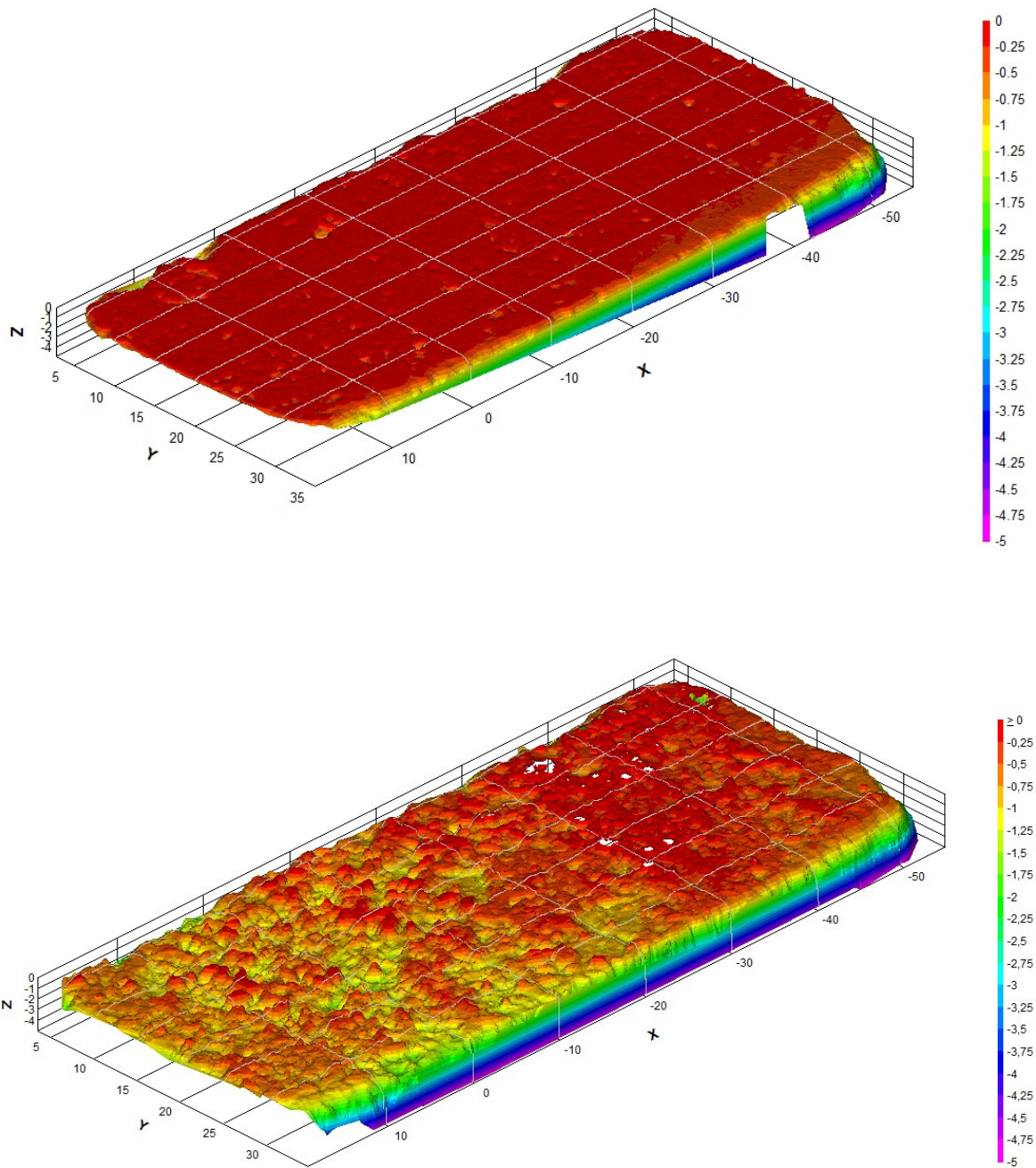


Figura 93 - Imagens da Face A do CP-28 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm.

y) CP-29 (rugoso)

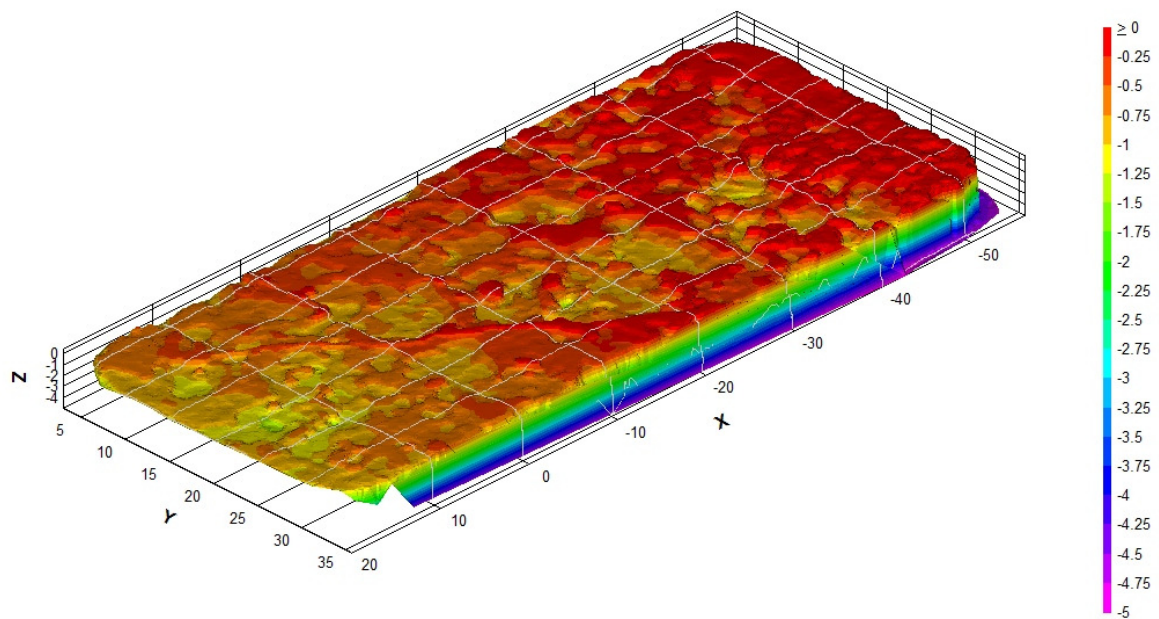
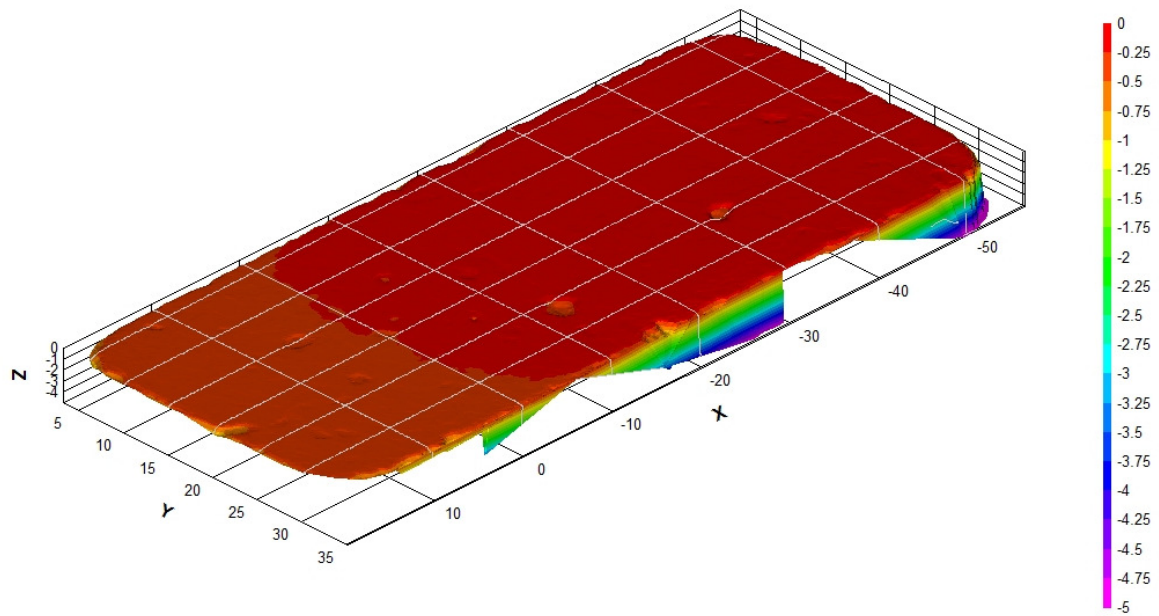


Figura 94 - Imagens da Face A do CP-29 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm.

z) CP-30 (rugoso)

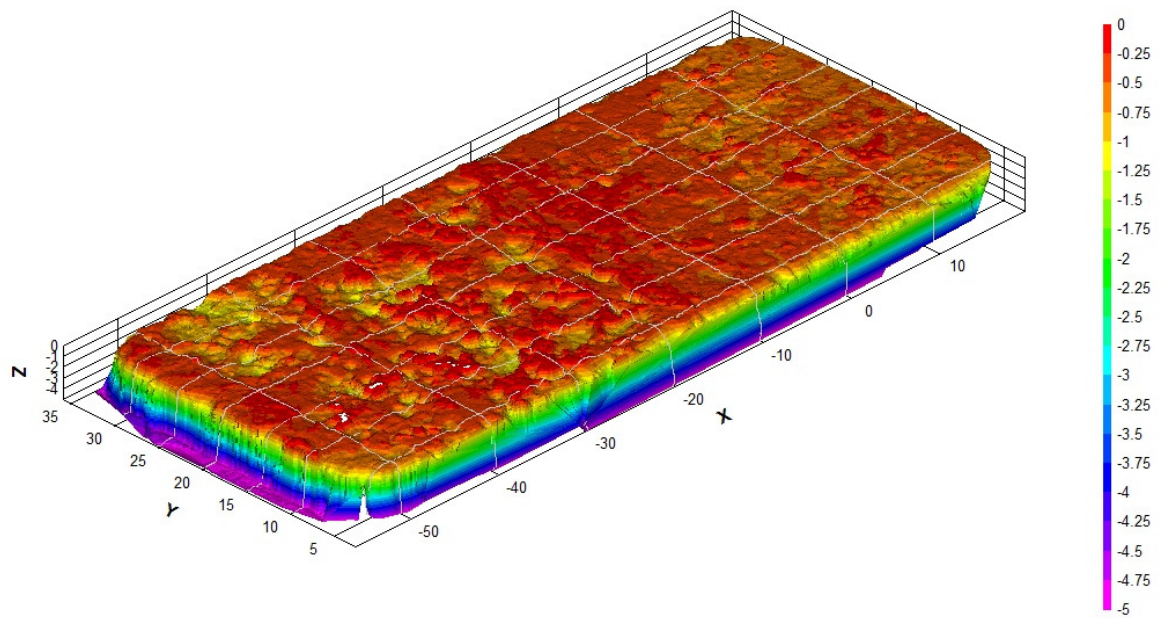
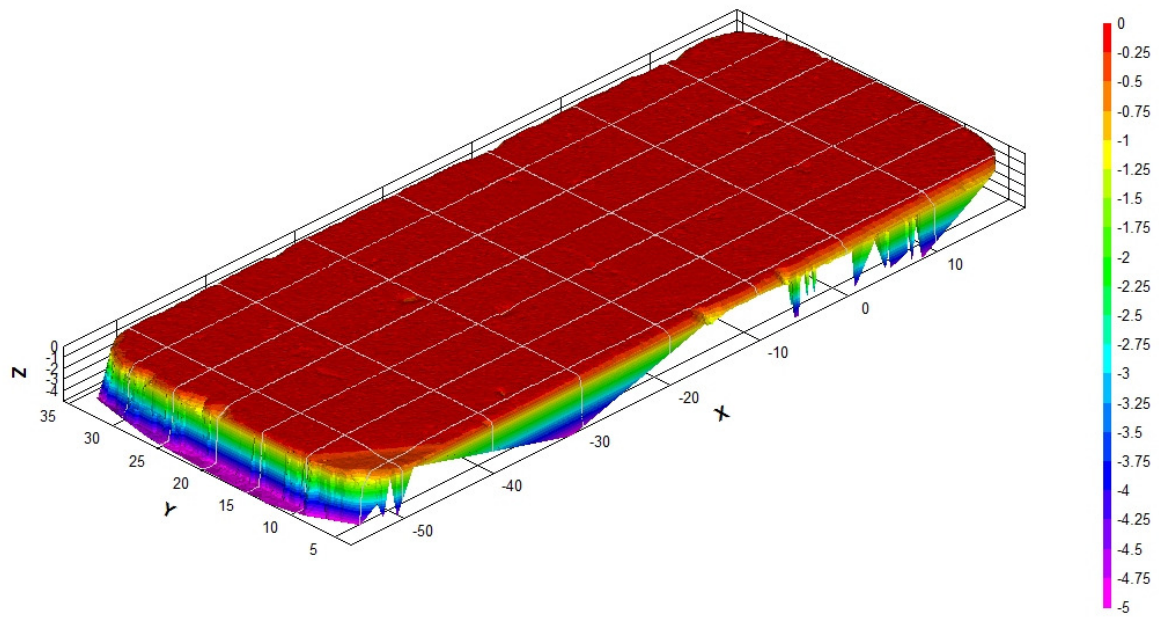


Figura 95 - Imagens da Face A do CP-30 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm.

aa) CP-31 (canais)

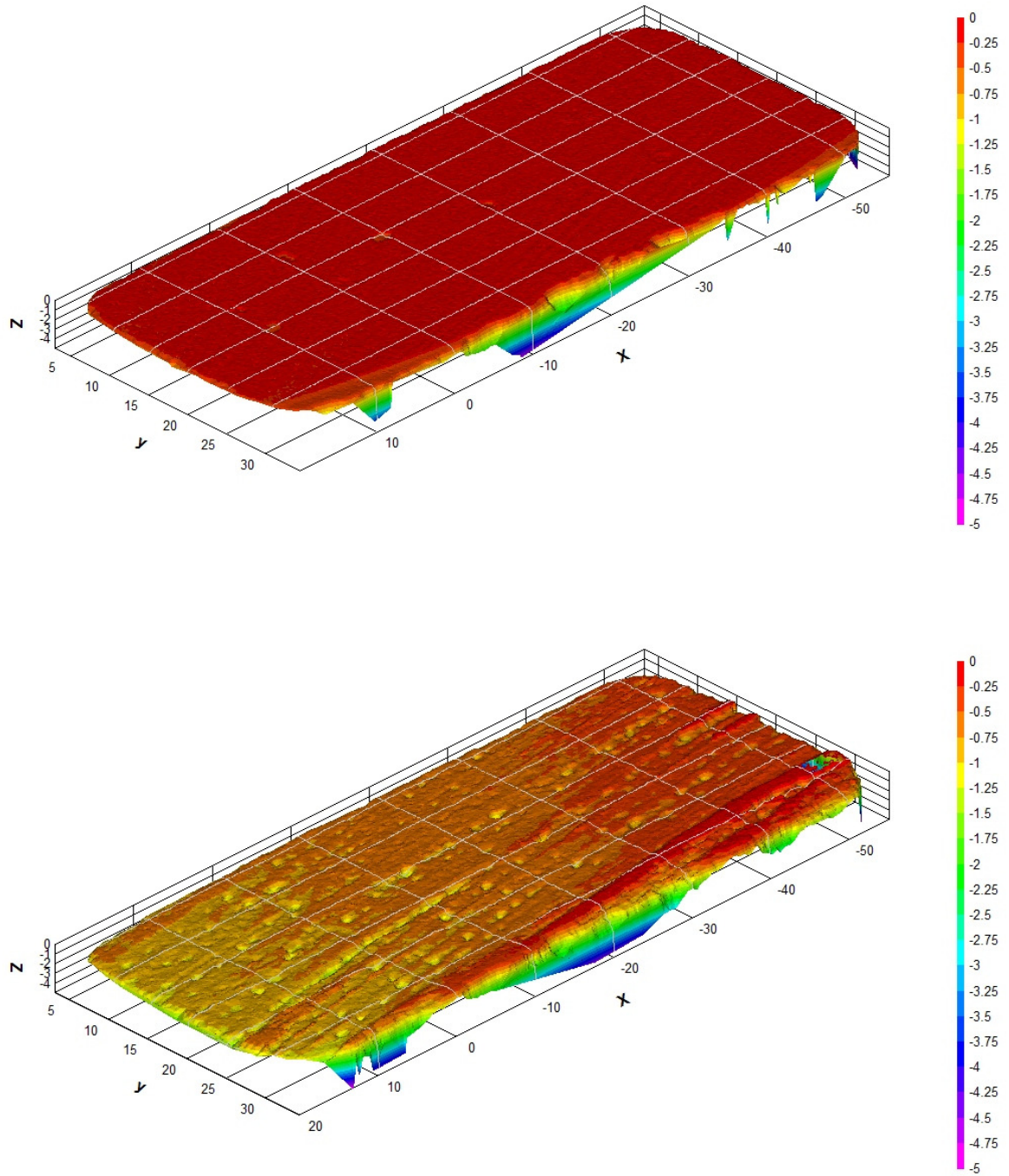


Figura 96 - Imagens da Face A do CP-31 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm.

bb) CP-32 (canais)

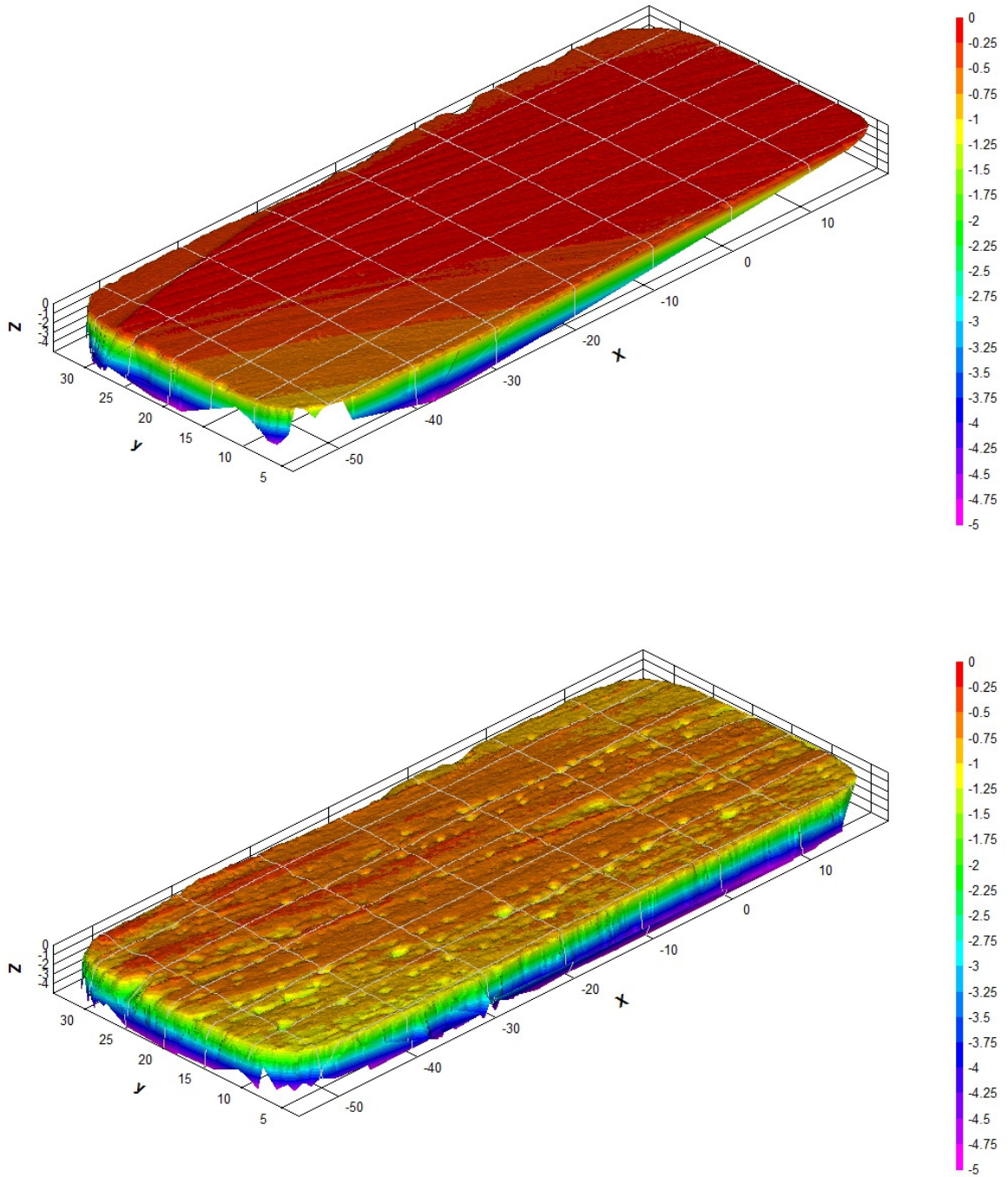


Figura 97 - Imagens da Face A do CP-32 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm.

cc) CP-33 (canais)

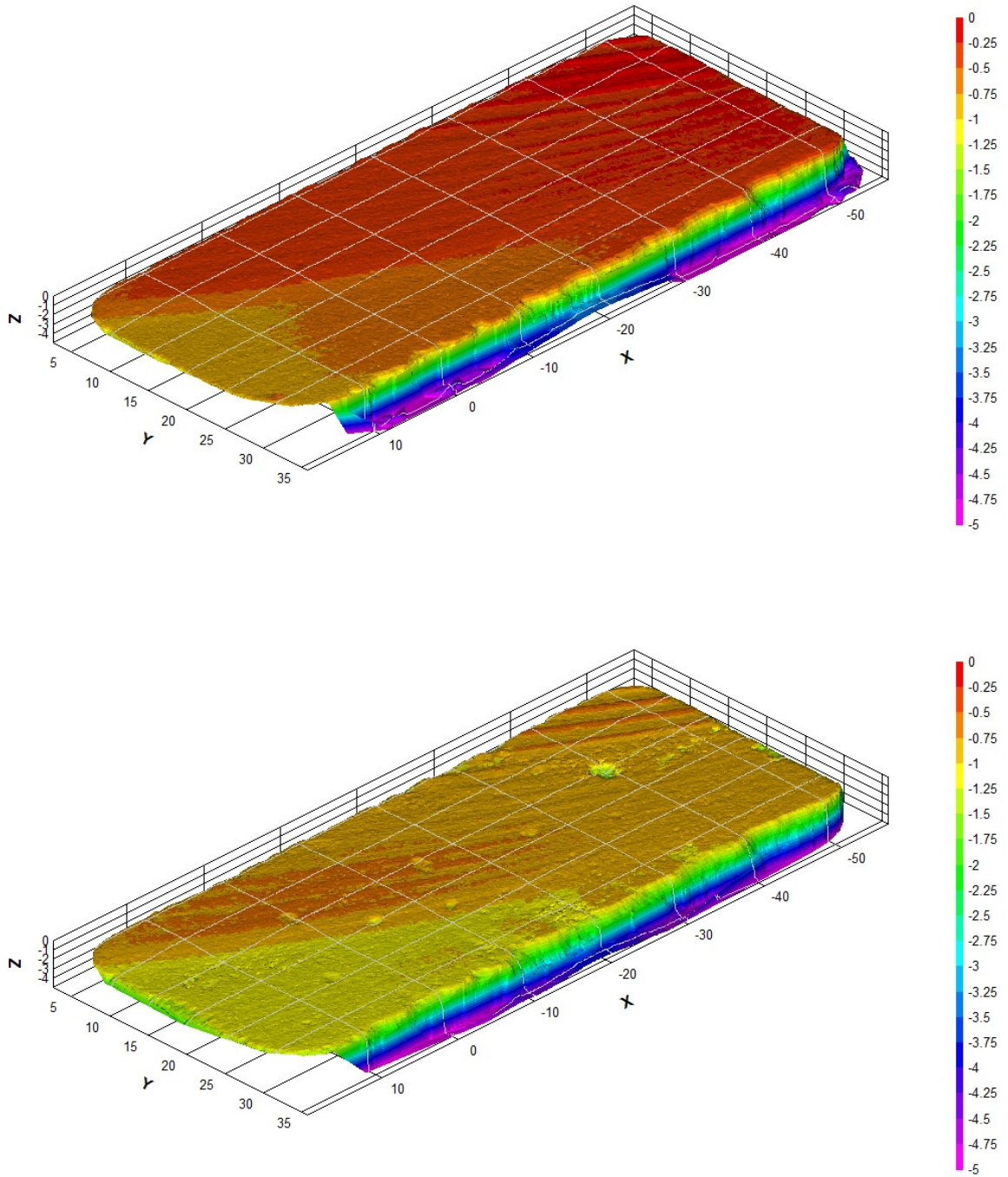


Figura 98 - Imagens da Face A do CP-33 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm.

dd) CP-34 (canais)

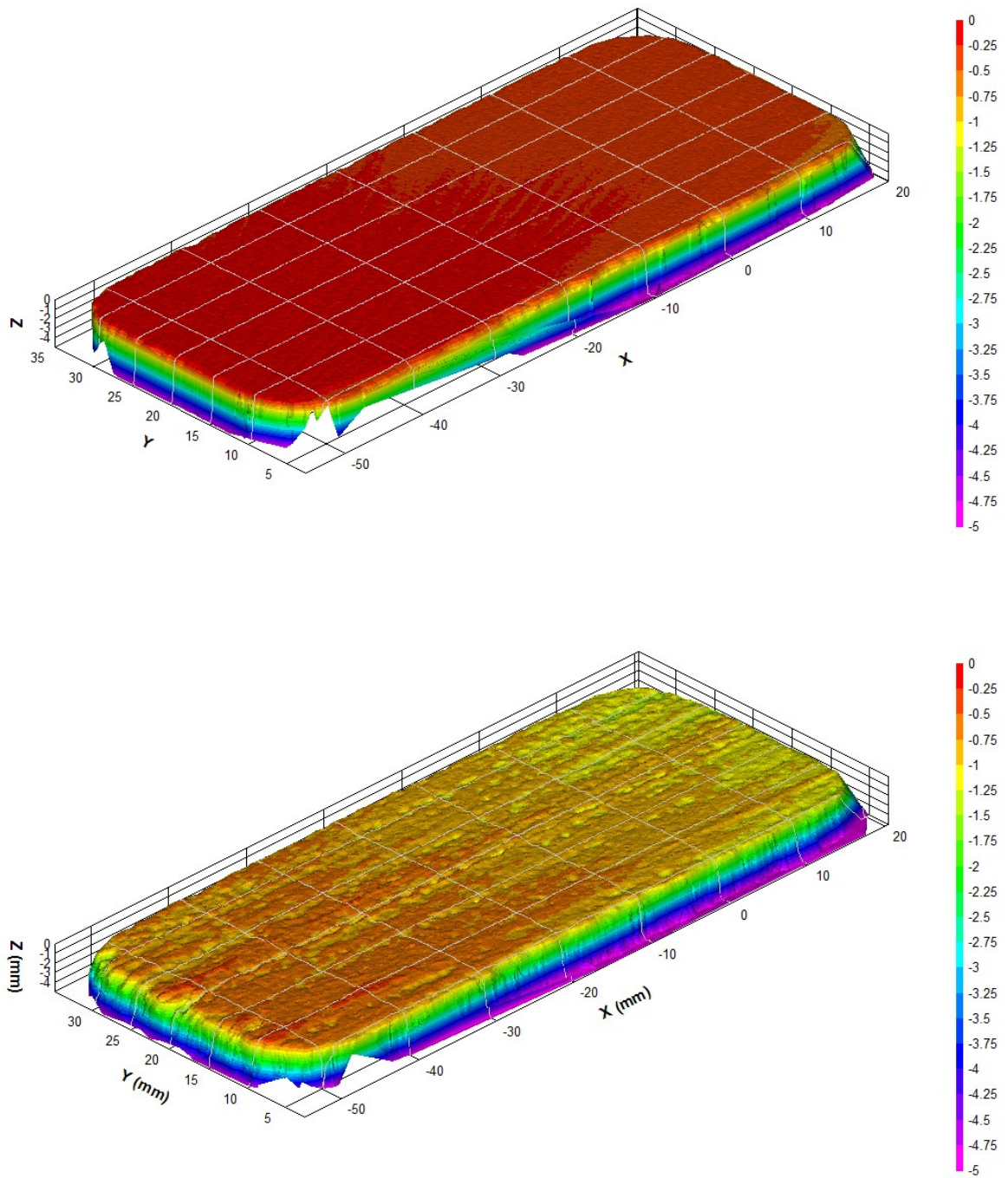


Figura 99 - Imagens da Face A do CP-34 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm.

ee) CP-35 (canais)

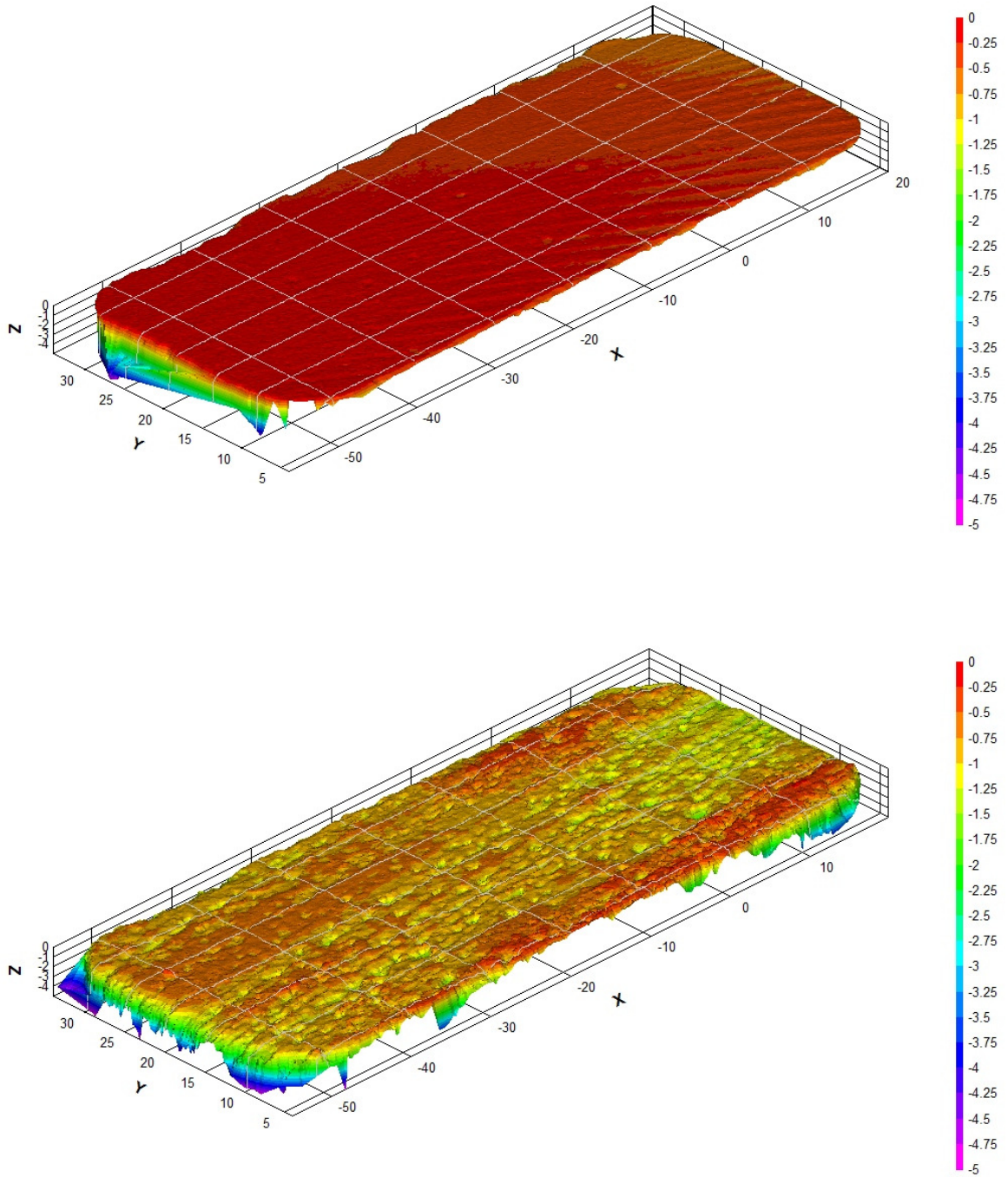


Figura 100 - Imagens da Face A do CP-34 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm.

ff) CP-36 (canais)

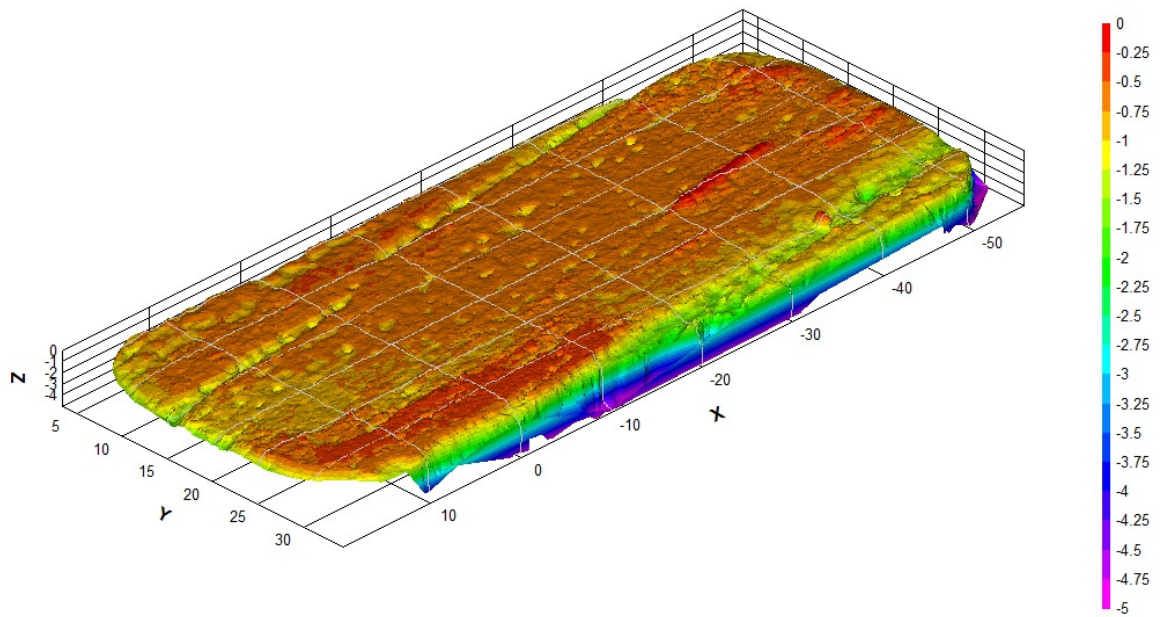
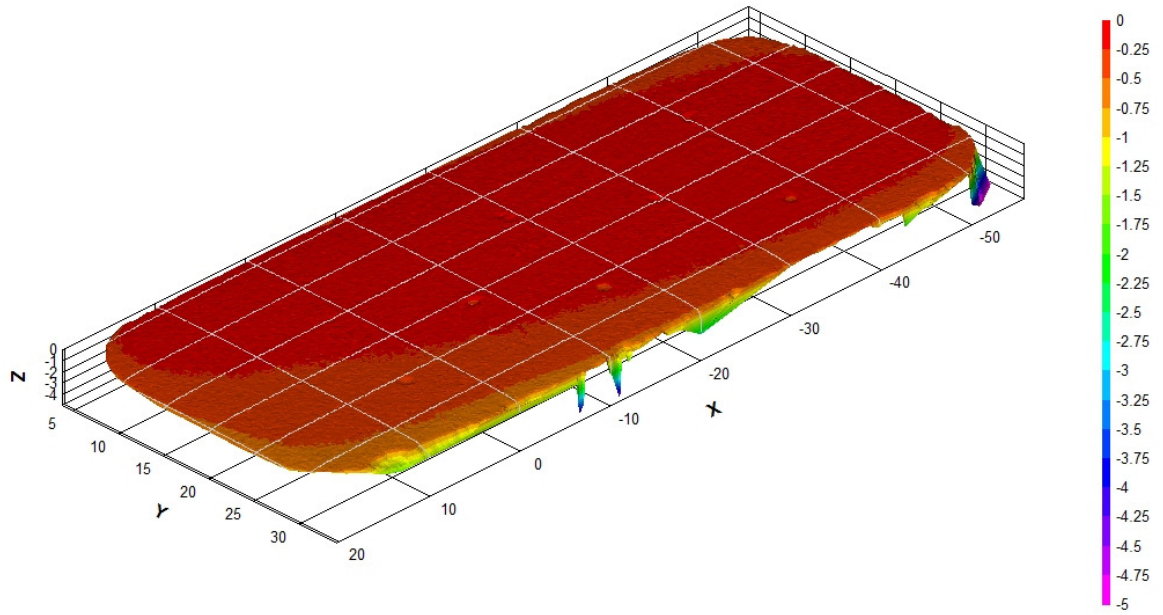


Figura 101 - Imagens da Face A do CP-36 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm.

gg) CP-37 (quebrado por tração)

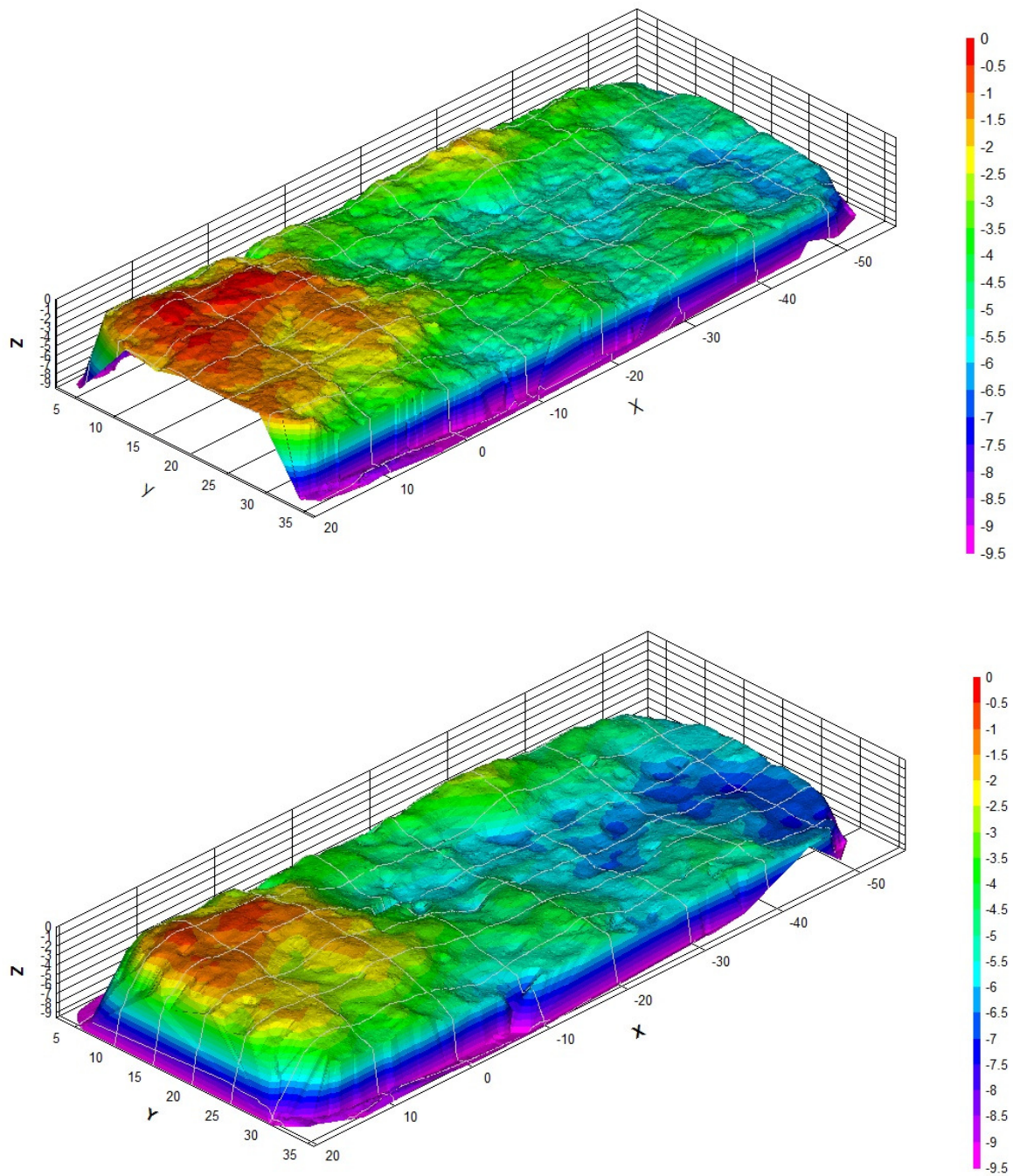


Figura 102 - Imagens da Face A do CP-37 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

hh) CP-38 (quebrado por tração)

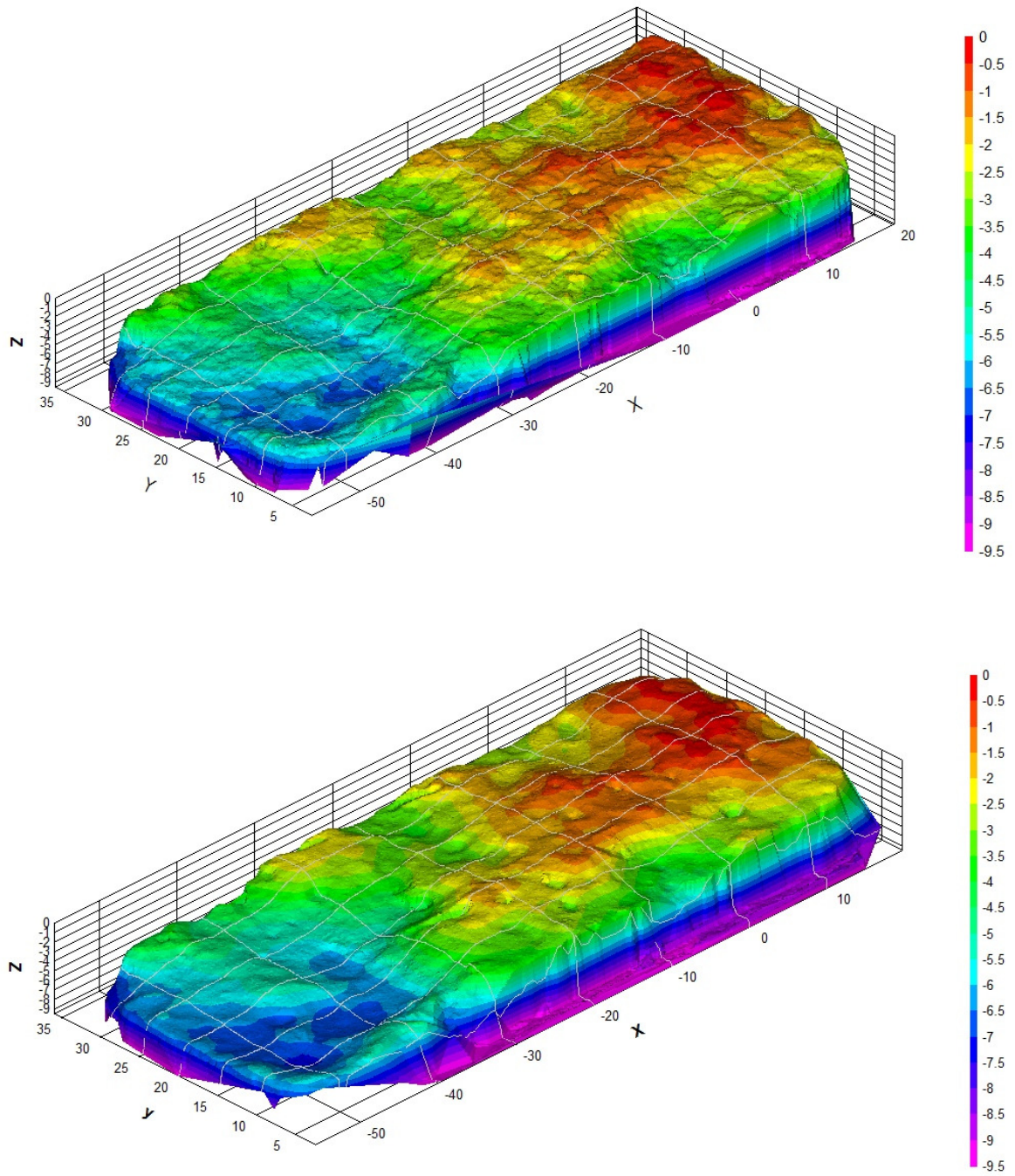


Figura 103 - Imagens da Face A do CP-38 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

ii) CP-39 (quebrado por tração)

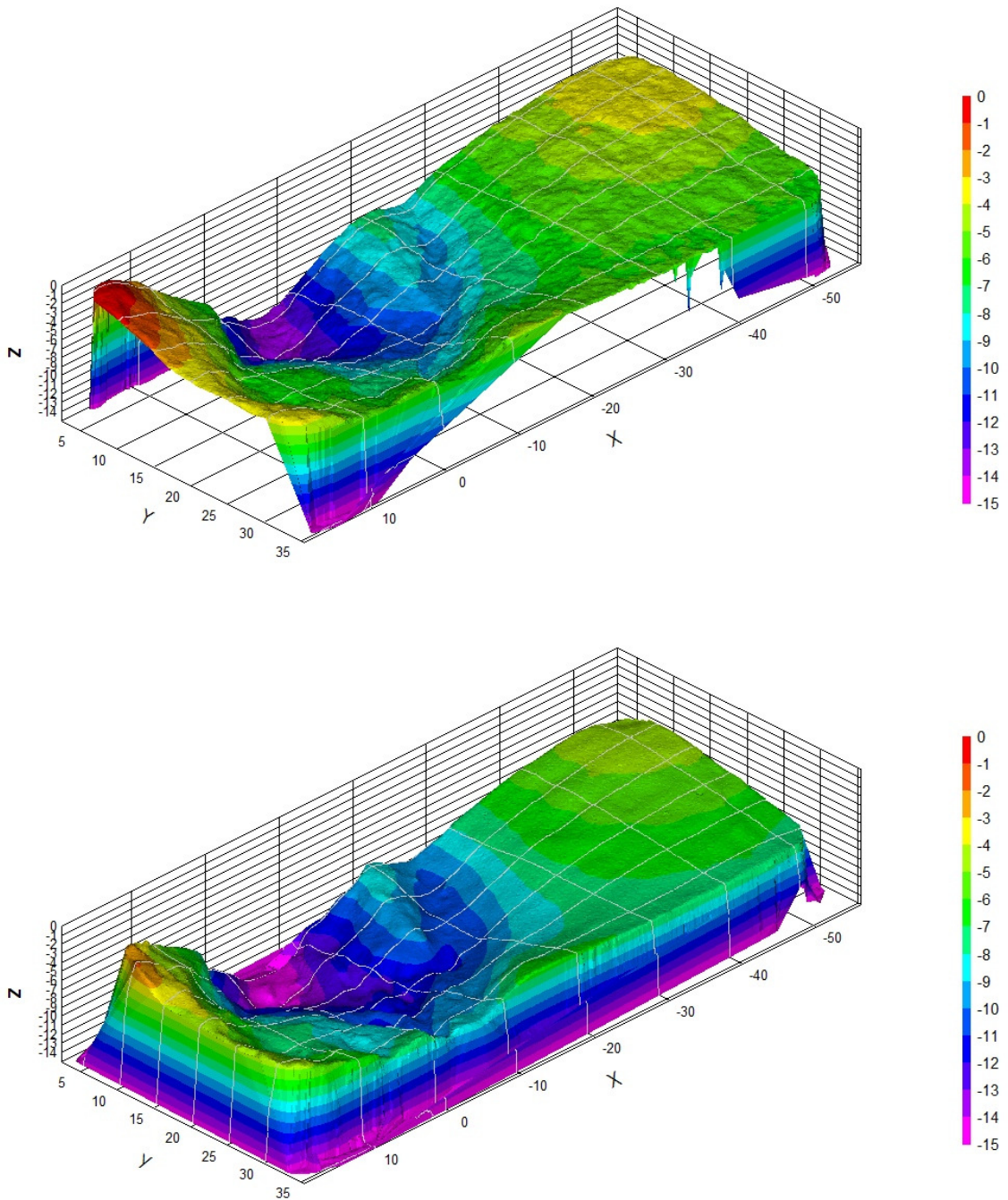


Figura 104 - Imagens da Face A do CP-39 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

jj) CP-40 (quebrado por tração)

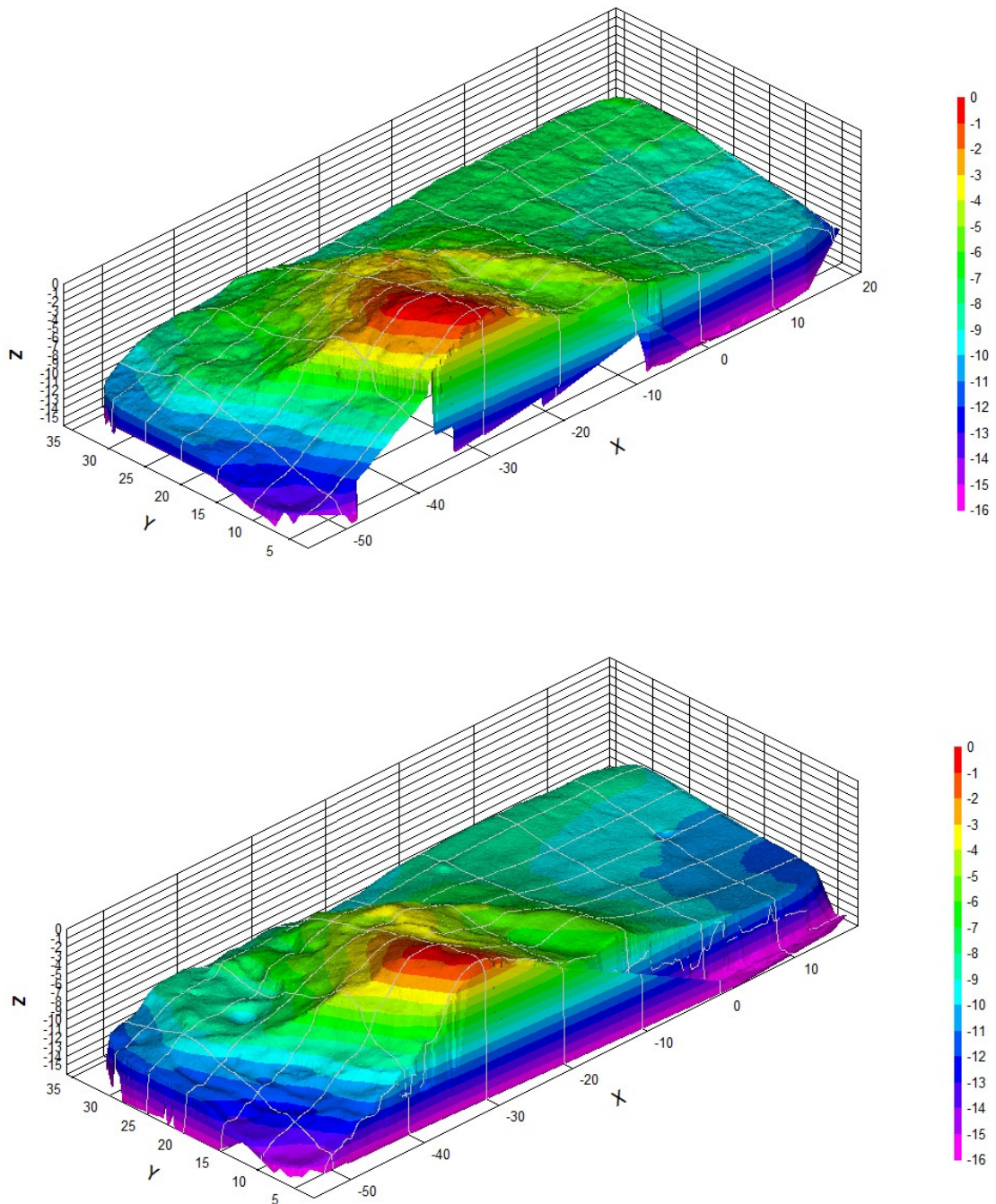


Figura 105 - Imagens da Face A do CP-40 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

kk) CP-41(canais)

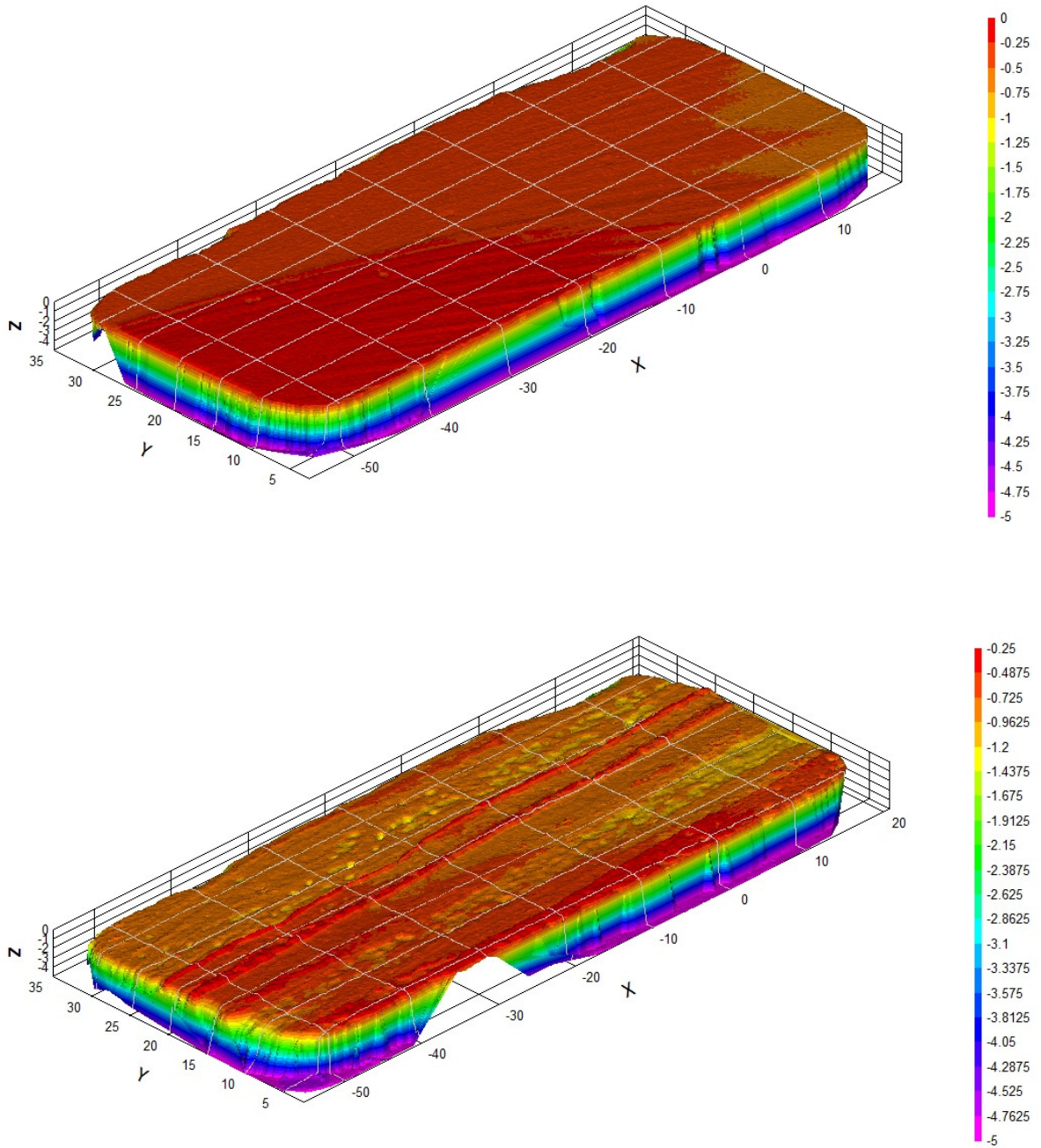


Figura 106 - Imagens da Face A do CP-41 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

II) CP-42 (canais)

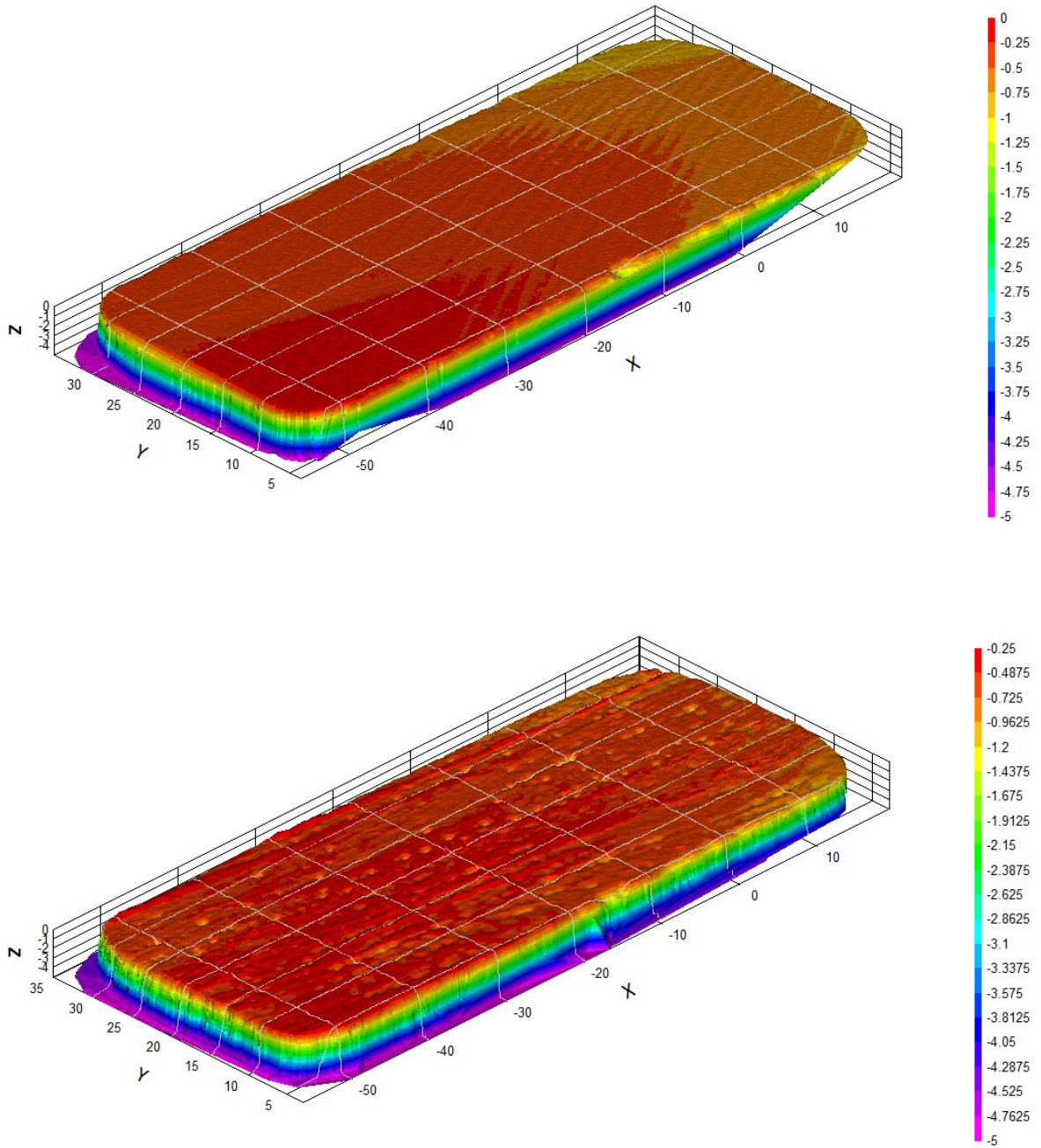


Figura 107 - Imagens da Face A do CP-42 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

mm) CP-43 (uniforme)

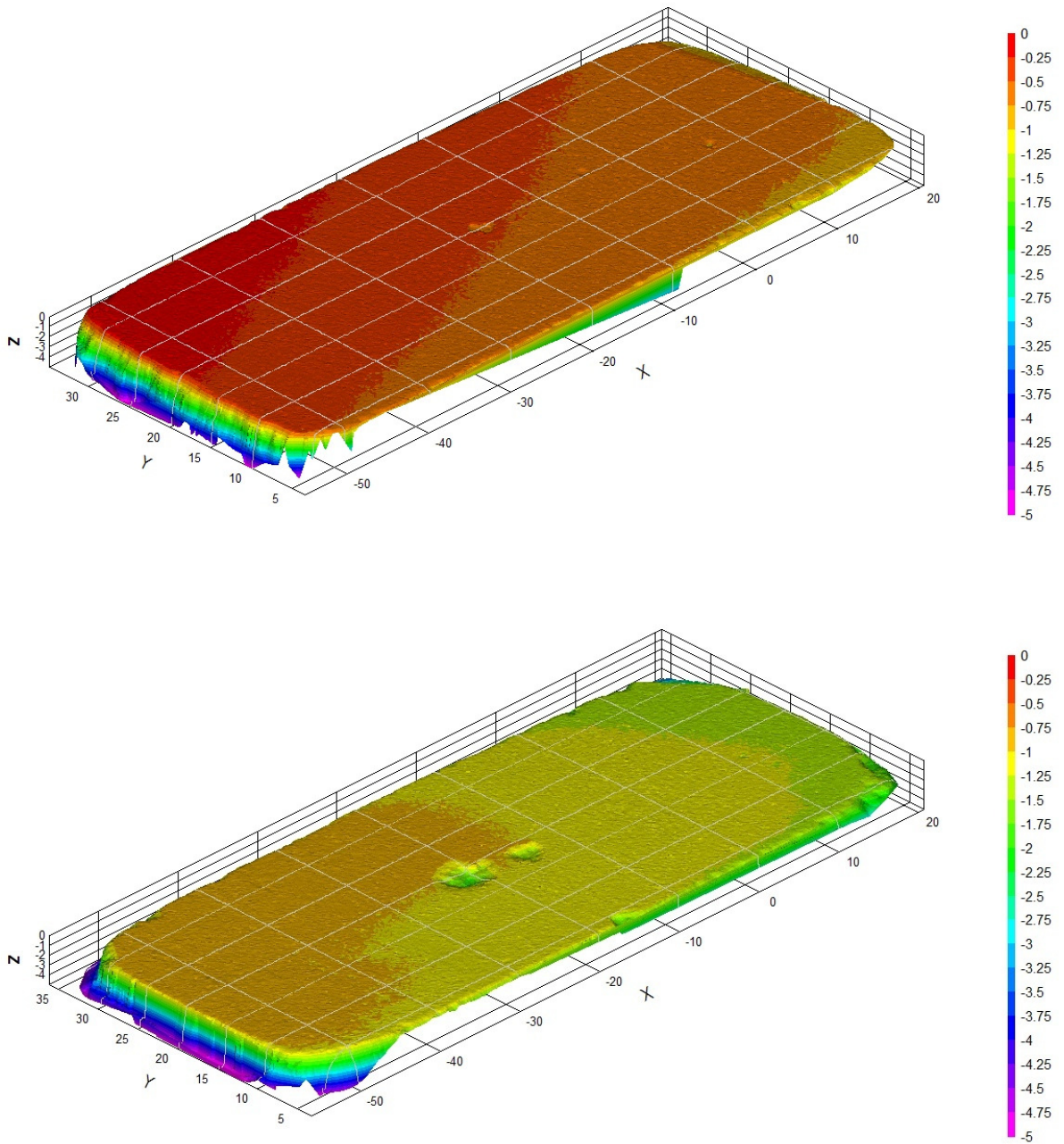


Figura 108 - Imagens da Face A do CP-43 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

nn) CP-44 (uniforme)

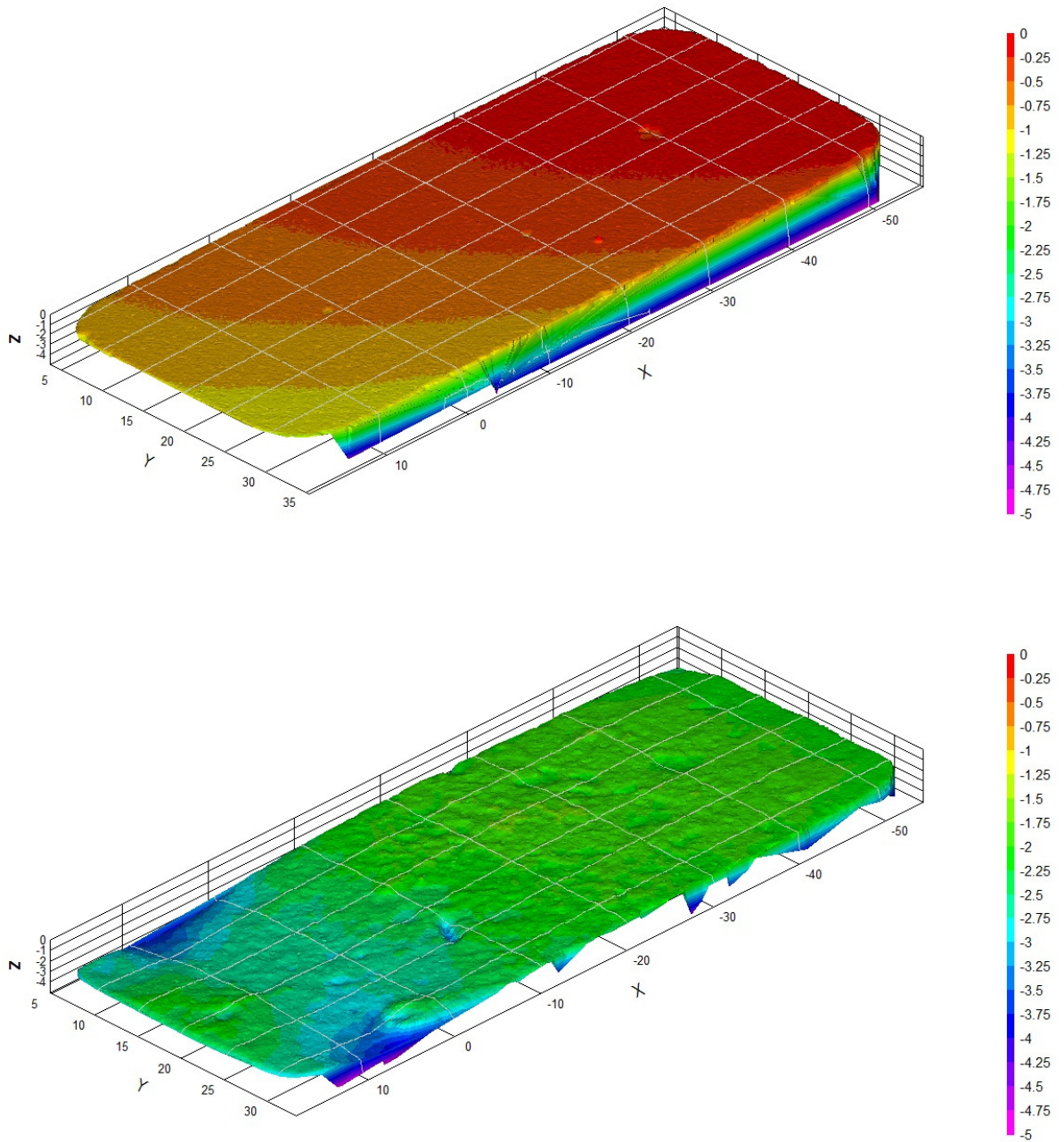


Figura 109 – Imagens da Face A do CP-44 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

oo) CP-47 (uniforme)

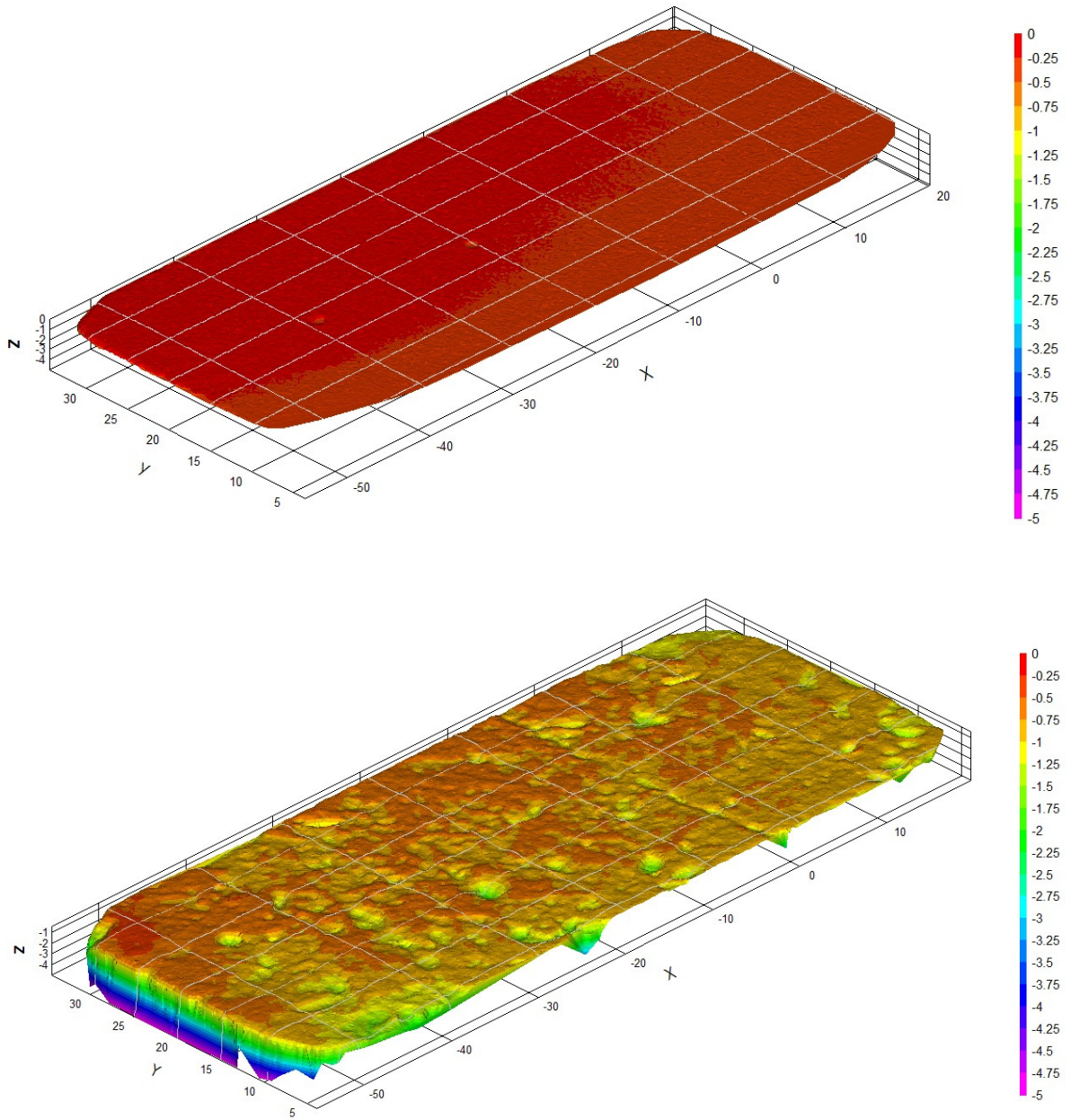


Figura 110 – Imagens da Face A do CP-47 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

pp) CP-48 (uniforme)

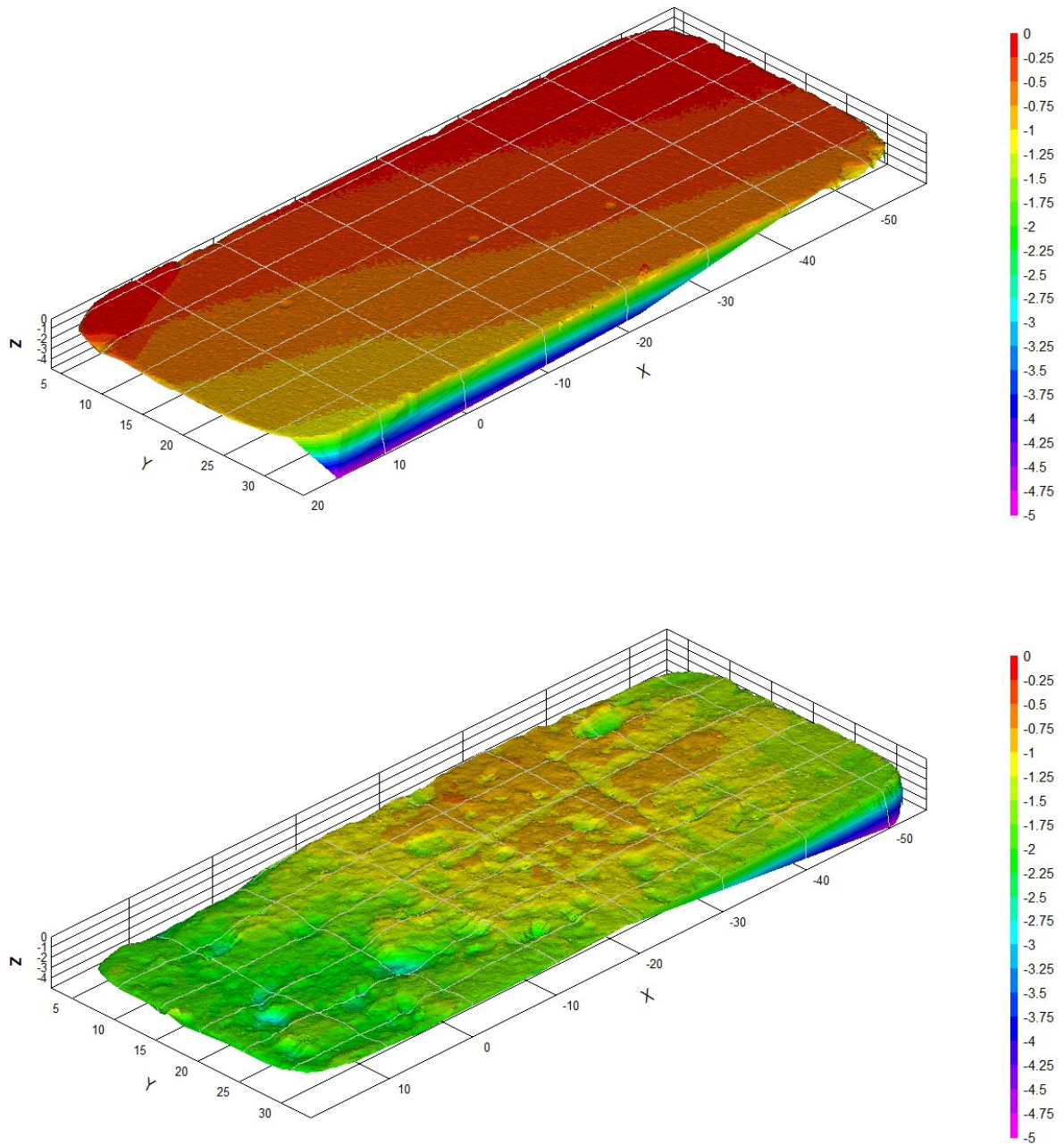


Figura 111 - Imagens da Face A do CP-48 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

qq) CP-49 (canais)

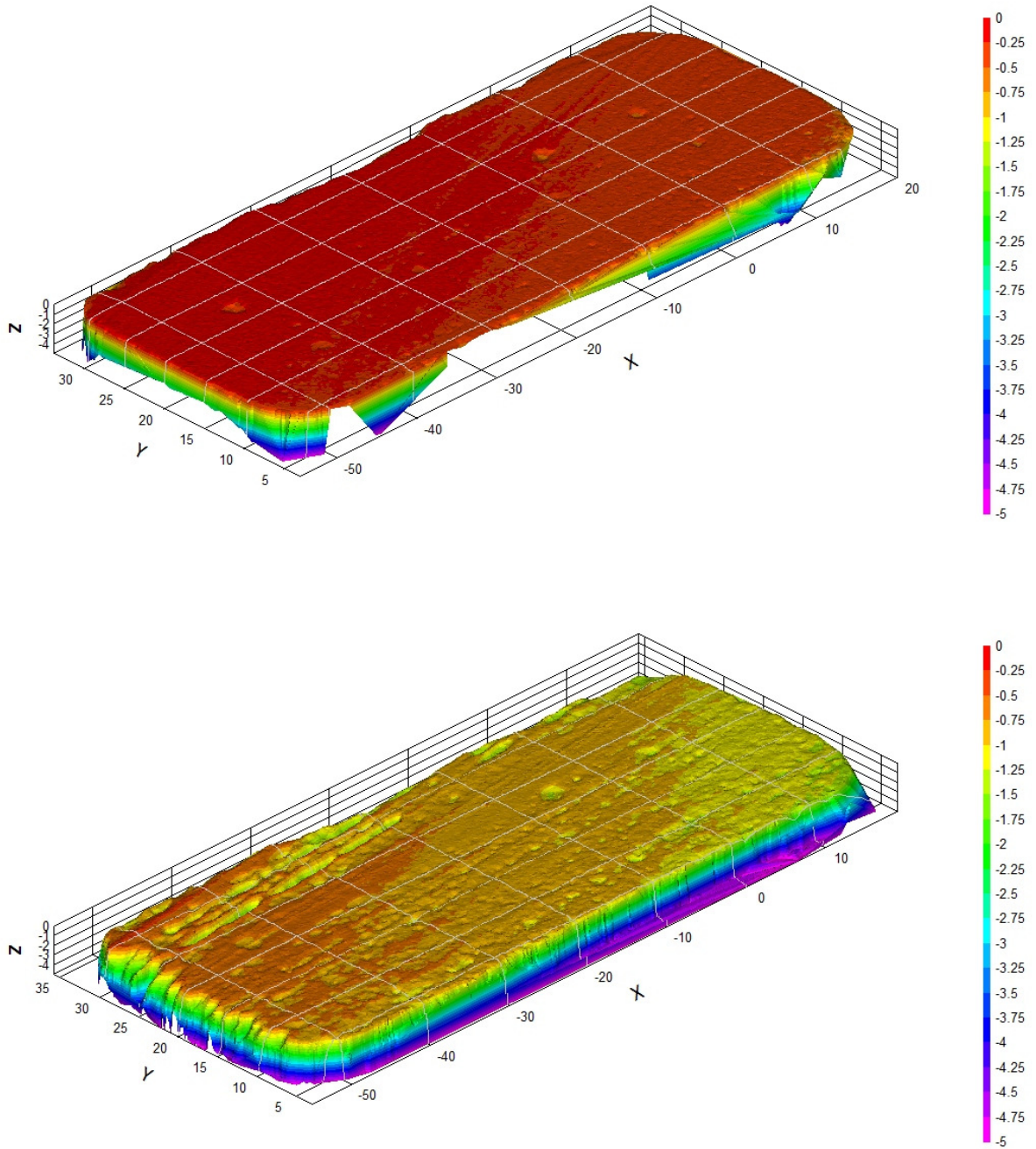


Figura 112 - Imagens da Face A do CP-49 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

rr) CP-50 (canais)

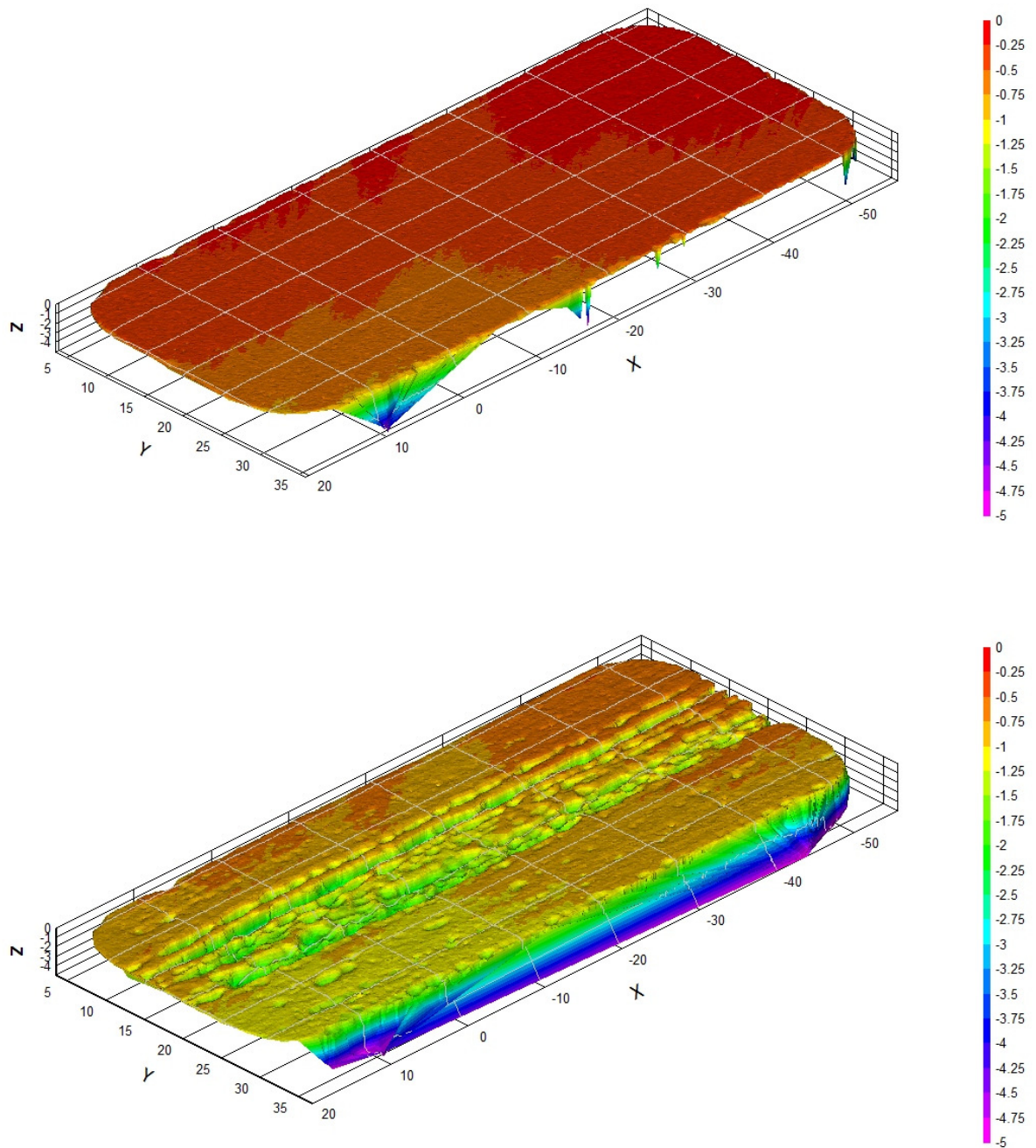


Figura 113 - Imagens da Face A do CP-50 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

ss) CP-53 (canais)

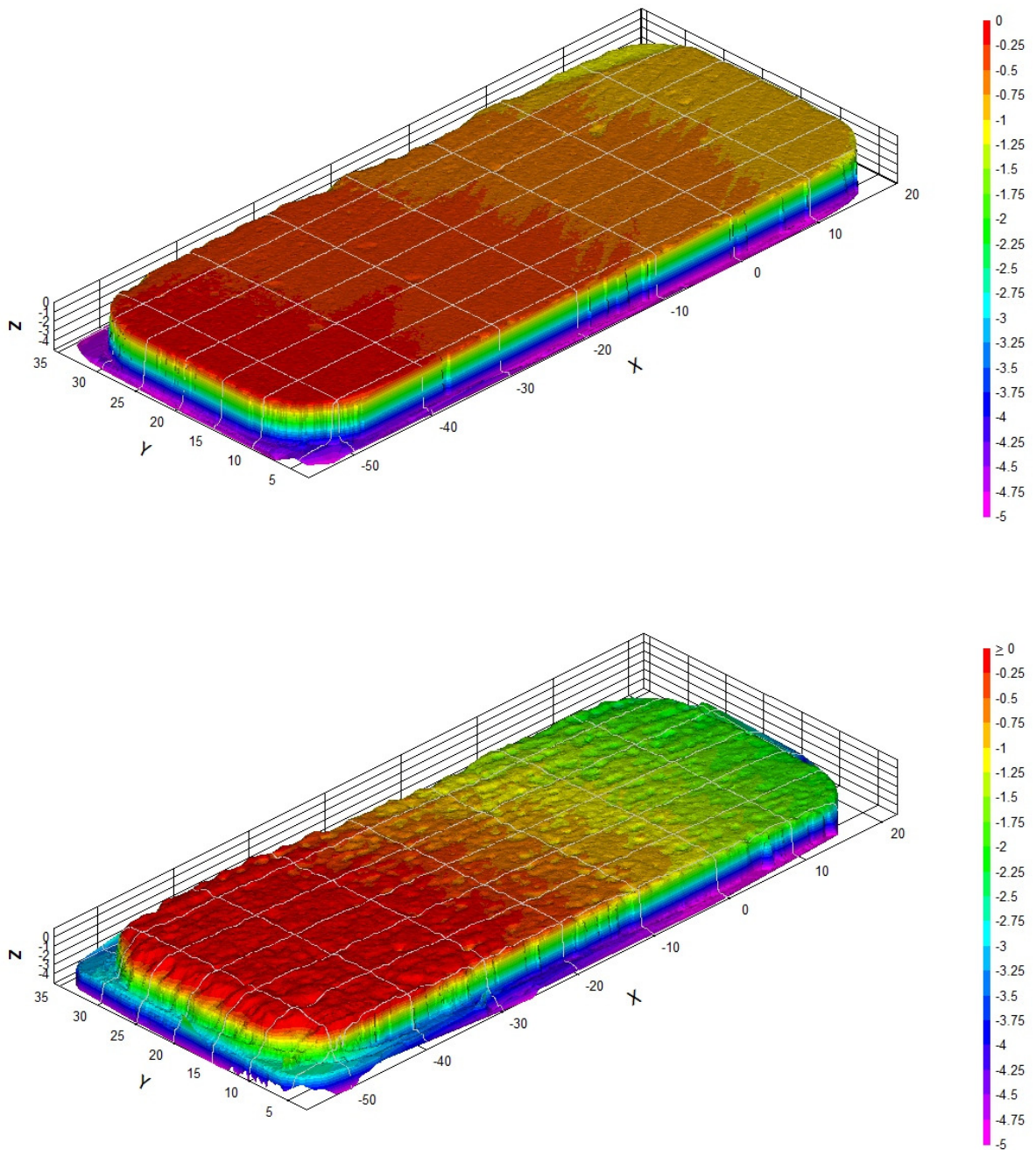


Figura 114 - Imagens da Face A do CP-53 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

tt) CP-54 (canais)

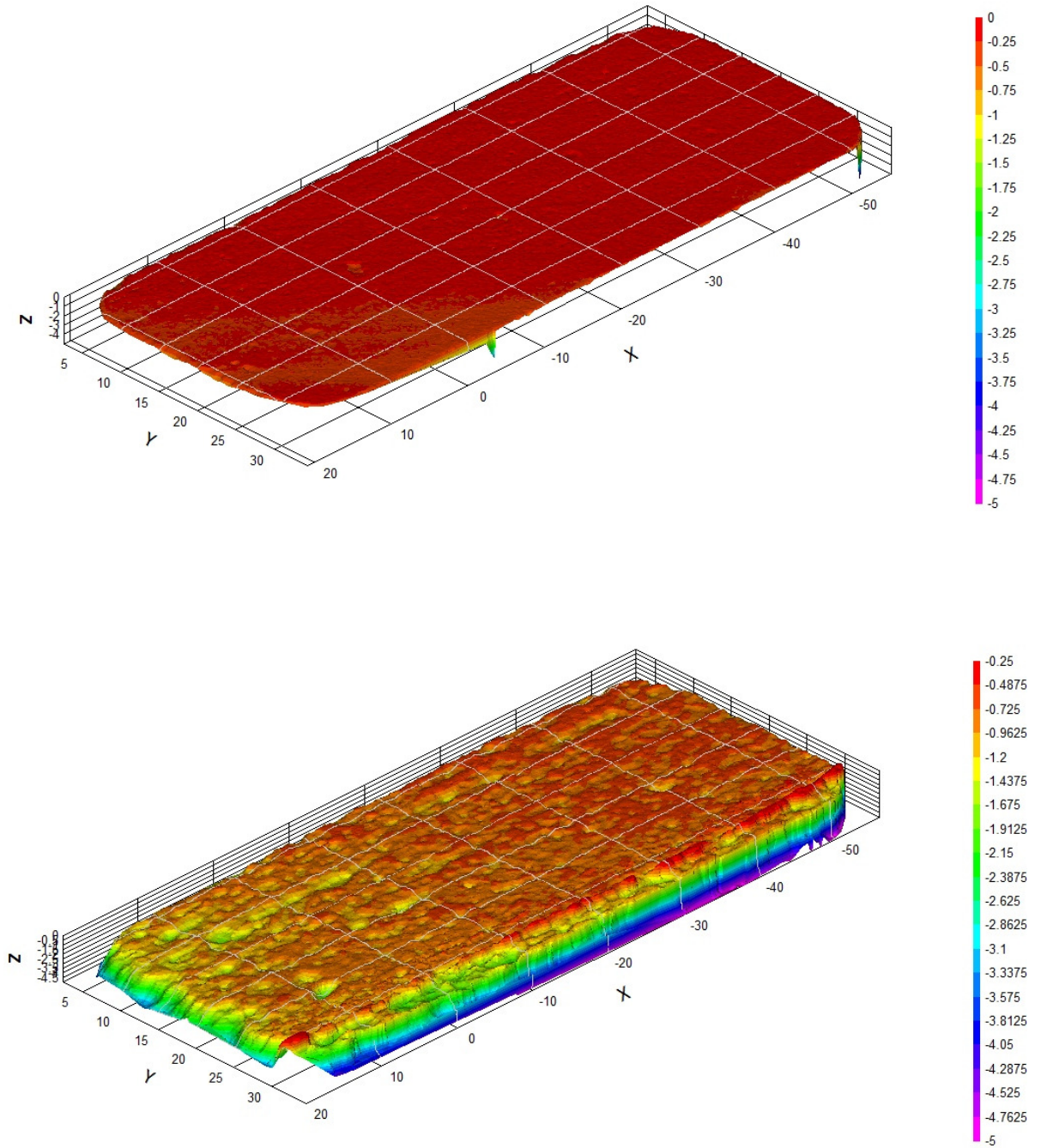


Figura 115 - Imagens da Face A do CP-54 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

uu) CP-55 (quebrado por tração)

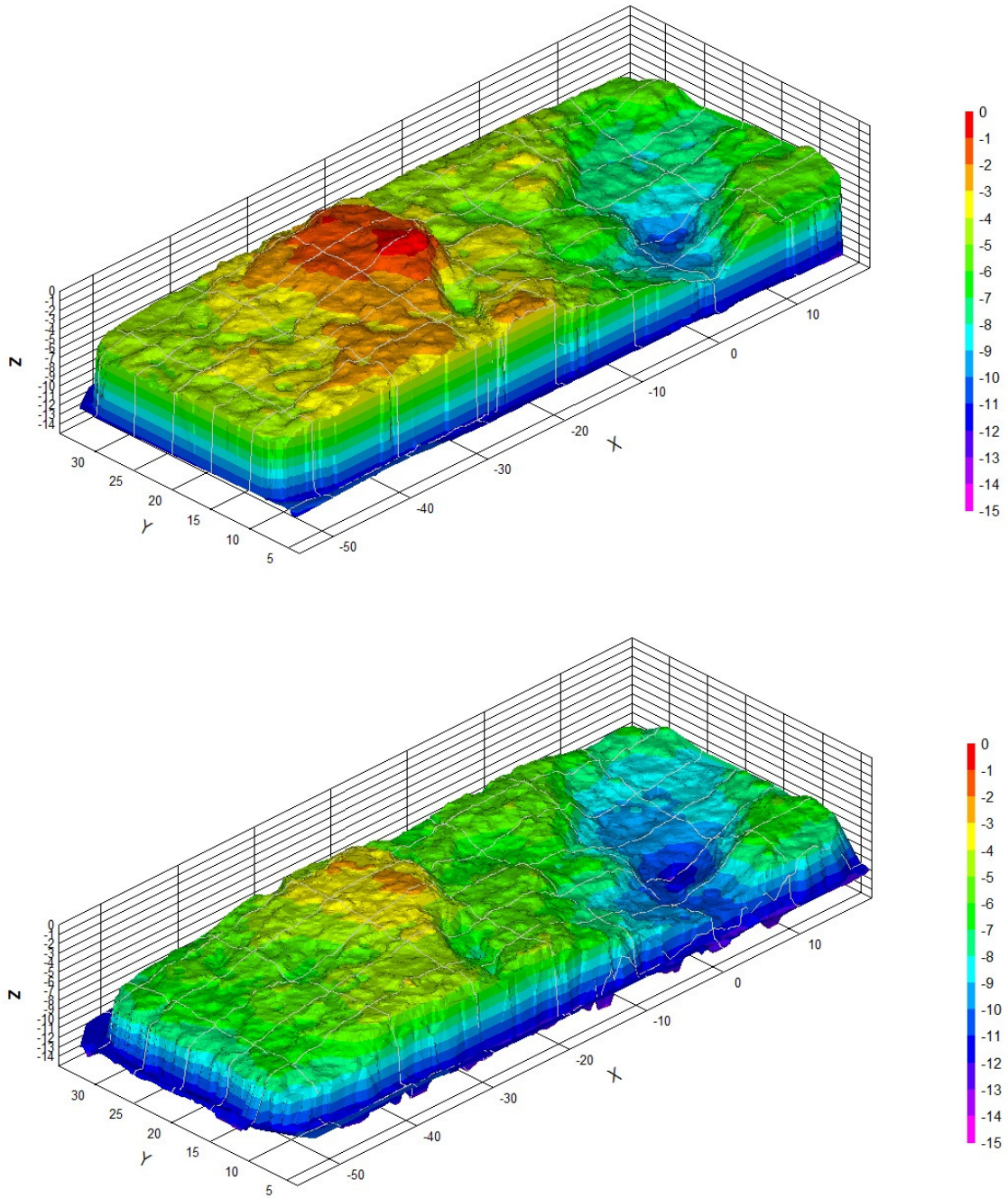


Figura 116 - Imagens da Face A do CP-55 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm

vv) CP-56 (quebrado por tração)

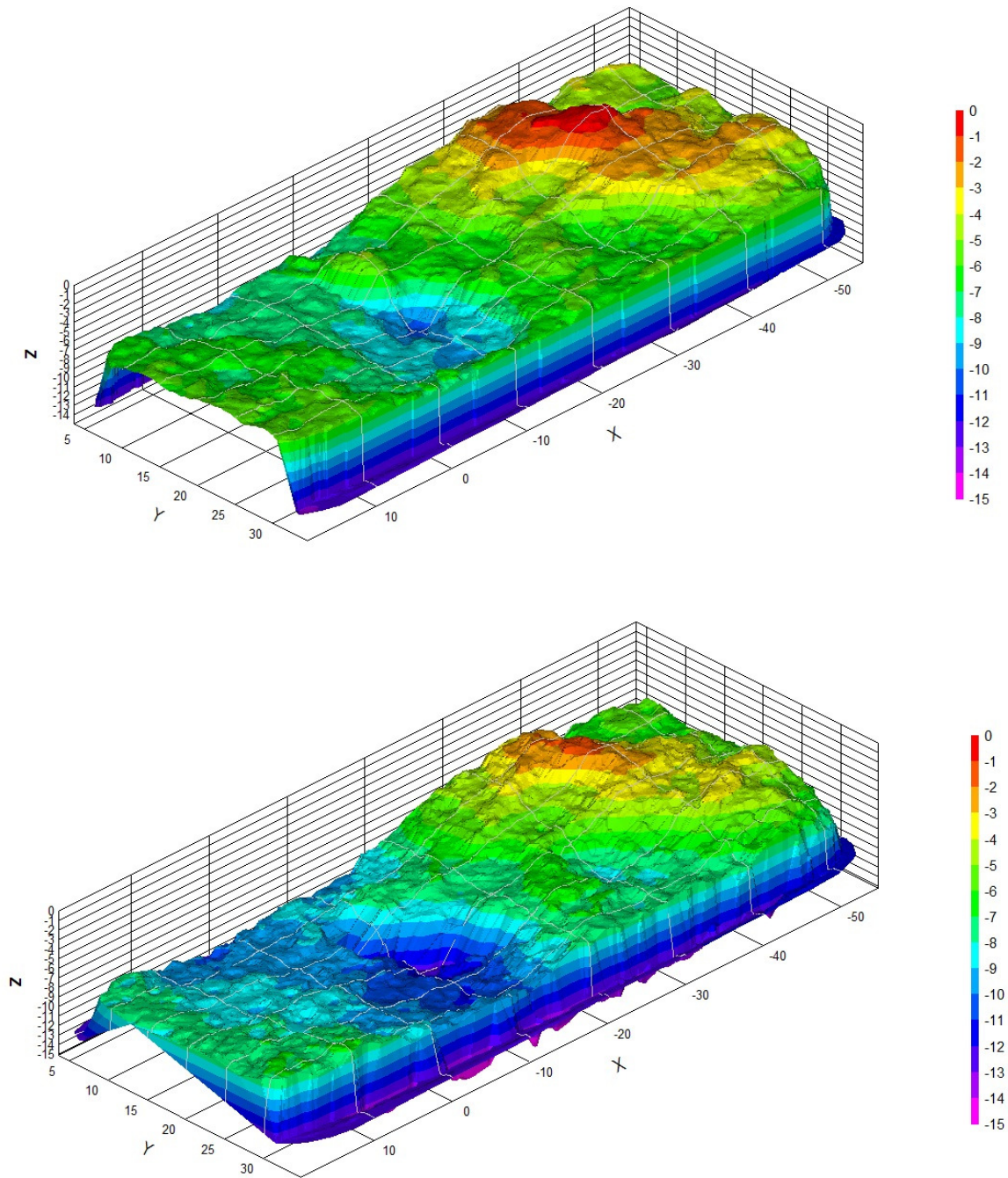


Figura 117 - Imagens da Face A do CP-56 antes e depois do ácido. Fluxo de baixo para cima. Medidas em mm