

ANÁLISE DE CORRELAÇÕES PVBT PARA ROCHAS CARBONÁTICAS

João Paulo Leite

Universidade Federal Fluminense, Departamento de Engenharia Química de Petróleo – joao_leite@id.uff.br

RESUMO

Gráficos que indicam a quantidade de ácido no processo de acidificação (curvas PVBT) têm sido estudadas por diversos autores em diferentes condições incluindo temperatura, concentração ácida, tipo de rocha e tamanho de amostras rochosas. Desse modo, este trabalho apresenta uma revisão da literatura de vários experimentos PVBT para mostrar a influência de cada parâmetro no tratamento ácido em formações carbonáticas. Isso pode descrever com mais detalhes maneiras de determinar a heterogeneidade da rocha e seu efeito na técnica de acidificação. Estudos sobre como a heterogeneidade é definida e como obter a fração de fluxo (*flowing fraction*) sem realizar experimentos de laboratórios também estão incluídos neste artigo. São discutidos os métodos de geração de curvas com todos os dados PVBT's experimentais avaliados da literatura.

PALAVRAS CHAVE: acidificação, heterogeneidade, rochas carbonáticas.

1. INTRODUÇÃO

A acidificação é uma técnica de estimulação que necessita certa compreensão das características da rocha ao redor do poço. Com respeito a isso, estudar a influência de alguns parâmetros tais como a temperatura, a solução de ácido e a heterogeneidade rochosa no fluxo de fluido reagente vem a ser importante para entender a eficácia do processo durante o tratamento.

A acidificação é utilizada para remover danos próximos ao poço por dissolução de alguns minerais. O ácido, em concentração apropriada, é injetado na formação com pressão de injeção inferior à pressão de fratura da rocha [ECONOMIDES, 2013], reagindo com alguns elementos da rocha dissolvendo-os, criando canais (*wormholes*),

os quais melhoram o fluxo de hidrocarboneto para o interior do poço. Além da concentração do ácido, a velocidade de fluxo de injeção vem a ser importante, uma vez que existe uma velocidade de injeção ótima de ácido. De acordo com Fredd e Fogler [1999], a reação do ácido com o mineral é governada pelo transporte de ácido até a superfície de reação, pela própria reação química e pelo transporte de produtos para fora da superfície reacional, dando assim uma grande importância para o Número de Damköhler.

As curvas PVBT (*pore volume to breakthrough*), de acordo com Economides [2013], indicam o volume necessário de solução ácida para penetrar uma formação rochosa, ou uma amostra de laboratório, a uma determinada profundidade. Tal volume é relacionado com o volume poroso da rocha,

em porcentagem, e comparado com as taxas de injeção. Desse modo, tais curvas ajudam a identificar o volume ideal mínimo de ácido para que se tenha o melhor desempenho na estimulação. Etten et al. [2015] discutem experiências anteriores citando algumas obras importantes. As experiências em amostras de rochas mostram que, dependendo da rocha, tipo de ácido e taxa de injeção, diferentes configurações de *wormholes* são observadas [HOEFNER E FOGLER 1989 e FREDD E FOGLER, 1998].

Estudos sobre a eficiência dos *wormholes* mostram a relação entre a taxa de injeção ótima e os valores PVBT. Fredd e Fogler [1998], Buijse e Glasbergen [2005], Wang et al. [1993] estudaram diferentes taxas de injeção em experiências com amostras de rochas, que utilizam diferentes tipos e concentração de ácido, temperatura, e também amostras de diferentes tamanhos para avaliar a suas influências na velocidade intersticial e, conseqüentemente, na taxa de injeção.

Na literatura, Buijse e Glasbergen [2005] apresentam um modelo que tenta descrever a propagação do *wormhole* correlacionando os valores PVBT com a velocidade intersticial., posteriormente foi melhorado por Talbot e Gdanski [2008], que tentaram desenvolver uma curva gráfica para obter uma condição ideal para a

formação de *wormholes*. Tal modelo leva em consideração a heterogeneidade da rocha, representada por um parâmetro chamado fator de morfologia.

Bazin et al. [2001] mostram que, com o aumento da permeabilidade da rocha, a velocidade ótima intersticial e o valor PVBT também aumenta. Este estudo concorda com todos os experimentos realizados por Frick, Monstofizadeh e Economides [1994], mostrando que a permeabilidade tem influência semelhante à taxa de injeção.

A respeito da heterogeneidade da rocha, alguns estudos incidem sobre isso. Ziauddin e Bize [2007] prepararam um conjunto de experimentos com calcários mostrando como a heterogeneidade em rochas carbonáticas, especialmente heterogeneidade em escala de poros, influencia o processo de acidificação da rocha matriz. Além disso, Zakaria et al. [2015] conduziram experimentos com marcação de rochas a fim de estudar o fluxo de ácidos no carbonatos e correlacioná-lo de acordo com a estrutura porosa. Os autores utilizaram o parâmetro de fração de fluxo (f) - porção de estrutura de poros que contribui para o fluxo - para quantificar a heterogeneidade dos poros em rochas carbonáticas. Verificou-se que, com base na classes de poros dos carbonatos, o processo



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

de acidificação pode apresentar diferentes respostas.

2. METODOLOGIA

A heterogeneidade microscópica é uma característica estreitamente relacionada com o tamanho dos poros, suas formas e também com a localização de poros que permitem fluxo em diferentes permeabilidades [ROSMAN, 1976]. A fim de compreender a influência da heterogeneidade rochosa em carbonatos, Rosman et al. [1976], em uma experiência antiga, começaram a investigar o fluxo de fluidos em amostras. Usando calcário Texas e Canadá, o experimento consistiu na injeção de nitrogênio em uma amostra saturada de hélio.

Ao analisar o experimento, a influência de heterogeneidade da rocha pode ser notada na quantidade de hélio, em porcentagem, quando injetado um volume poroso de nitrogênio. Alta quantidade de hélio recuperado indica um certo grau de heterogeneidade, uma vez que mais hélio foi deslocado da amostra, apontando que apenas uma parte dela estava disponível para o escoamento do fluido, devido à diferença na distribuição dos poros.

Outros estudos foram propostos por Ziauddin et al. [2007] afim de investigar o

efeito da estrutura dos poros do carbonato nos padrões de dissolução obtido durante a injeção

de ácido. Eles, primeiro, categorizaram os tipos de rocha reservatório (RRT) de acordo com a distribuição espacial dos poros baseada na análise por microscópio, ressonância magnética e porosidade visível a partir da fotografias. As amostras de carbonatos foram selecionadas e classificadas em seis RRT's de acordo com as seguintes características:

- RRT1:** calcários granulares consolidados em que a porosidade dominante é intergranular e os poros são bem conectados (*Indiana Limestone I e II e Winterset Limestone*).
- RRT2:** calcário microgranular com porosidade intergranular e intragranular (*Austin Chalk*).
- RRT3:** calcários mal selecionados com uma textura predominantemente grosseira, mas com porosidade elevada em algumas regiões (*Jaune Monton Limestone*).
- RRT4:** grandes pedras calcárias com uma matriz cristalina compacta (*Savonnières I e II*).
- RRT5:** calcários com porosidade intercristalina (*Khuff Mudstone I*).

www.conepetro.com.br

br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

•**RRT6:** dolomitos com porosidade intercrystalina (*Khuff Mudstone II*).

Com base numa série de experiências laboratoriais, as estruturas porosa das amostras foram caracterizadas. A **Tabela 1** apresenta as porosidade, permeabilidades, densidade dos grãos e outros resultados de testes realizados.

Experimentos de acidificação a 150°F foram realizados com ácido clorídrico (HCl) a 15% e taxas de 0,5, 1, 2,5, e 6,75 cm³/min foram analisadas. A **Figura 1** mostra a curva de PVBT traçada como função da velocidade intersticial. Analisando os dados, para carbonatos granulares tais como *Austin Chalk* e *Indiana Limestone* (RRT1 e RRT2) mais ácido para preencher o volume poroso da rocha é necessário, se comparado com o calcário da classificação RRT4. Em calcários desse tipo, os poros são bem conectados. Consequentemente, acredita-se que o fluido flui através de uma menor fração do volume de poros nas amostras de calcário do tipo 4 do que em calcários de grãos bem conectados. A curva PVBT é, portanto, mais baixa em amostras da classificação RRT4.

Zakaria et al. [2015] elaboraram experimentos de acidificação usando HCl a fim de tentar caracterizar e quantificar a heterogeneidade de rochas carbonáticas.

Nesta tentativa, amostras de *Indiana Limestone*, *Edwards Yellow*, *Austin Chalk*, *Winterset Limestone*, *Pink Desert* e *Edwards White* foram analisadas. Em primeiro lugar, um experimento traçador foi realizado com fluido com 8% em peso de cloreto de potássio (KCl) para determinar como o meio poroso estava conectado.

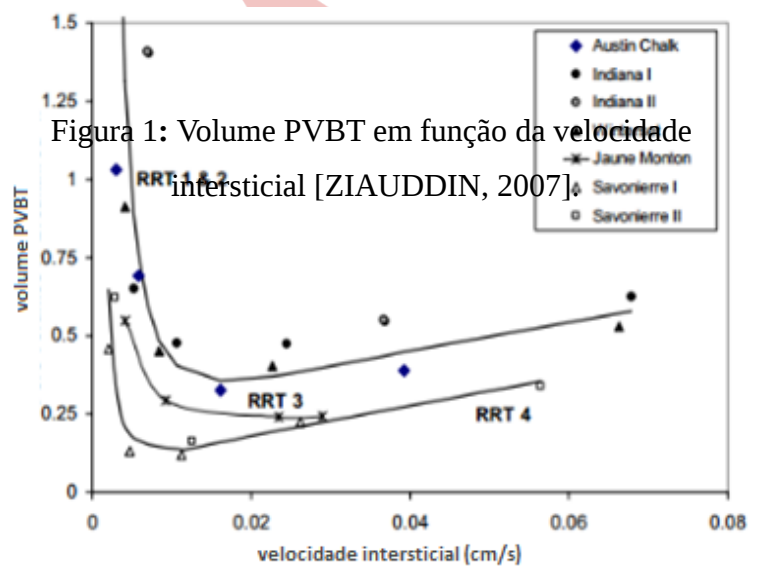


Figura 1: Volume PVBT em função da velocidade intersticial [ZIAUDDIN, 2007]

Os autores definiram um fator chamado fração de fluxo (*f*) para medir a conectividade



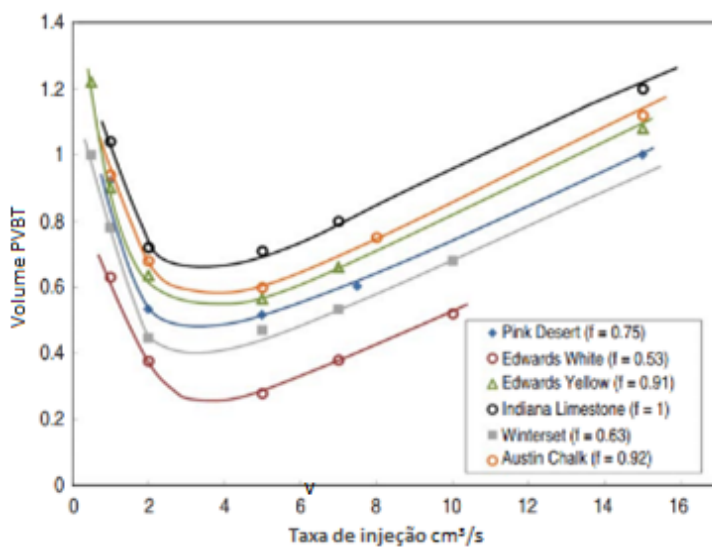
	RRT	Densidade do grão	Porosidade (%)	k (mD)	F.F.	m	Tamanho médio do grão	Potencial reservatório	Mineral presente nos poros	Tipo de argila
Winterset Limestone	1	2,69	15,9	16,55	33,94	1,971	0,1	bom	calcita	limpa
Indiana Limestone I	1	2,7	14,7	3,66	49,869	2,039	0,12	bom	calcita	limpa
Indiana Limestone II	1		11	80				bom	calcita	limpa
Austin Chalk	2	2,71	25,6	13,95	15,834	2,027	0,14	bom	calcita	limpa
Jaune Monton	3	2,72	19,3	8,03	53,04	2,414	0,3	bom	calcita	limpa
Savonnière I	4	2,72	35,5	4,21	45,986	3,697	0,045	bom	calcita	limpa
Savonnière II	4	2,72	26,6	41,59	68,768	3,195	0,05	bom	calcita	limpa
Khuff Mudstone I	5	2,85	26,2	0,2	12,242	1,87	0,008	pobre	dolomita	levemente argilosa
Khuff Mudstone II	6	2,87	18	0,38	24,446	1,864	0,08	pobre	calcita, dolomita	levemente argilosa

dos poros, uma vez que isso leva em consideração o tamanho dos poros, forma e configuração em diferentes tipos de rocha. A fração de fluxo foi definida como o volume injetado acumulado para se obter uma concentração de fluido marcador normalizada de 0,5 ($C/C_0 = 0,5$). Estes experimentos foram elaborados de acordo com os experimentos e explicação de Skauge et al. [2006].

De acordo com a **Figura 2**, as curvas PVBT, utilizando HCl a 15% em 150°F, foram representadas graficamente para cada tipo de carbonato estudado. Pode-se notar que o *wormhole* se propaga mais rapidamente em rochas que apresentam altas magnitudes de heterogeneidade em escala poros (valores de f). Quando o ácido flui no interior da amostra, ele entra em contato com uma grande porção

interna da rocha (porosidade intergranular) o que conduz ao consumo de mais ácido, e, então, gera uma curva PBVT mais alta. Quando o fluido entra em contato com uma porção menor da rocha (porosidade não é bem ligada), uma fração menor contribui para o fluxo, e, deste modo, existe um caminho preferencial para o escoamento de fluido devido à heterogeneidade.

Baseado no mesmo processo de



laboratório, os pesquisadores também propuseram um método para calcular a fração de fluxo usando análises de perfilagem. De acordo com eles, a fração de fluxo é uma maneira de determinar a heterogeneidade dos poros, e essa caracterização de heterogeneidade para casos de campo pode ser computada usando outro modo de perfilagem, como a ressonância magnética (NMR). Com base em perfis NMR tiradas Figura 2: Curvas PVBT e taxa de injeção para diferentes tipos de carbonatos [ZAKARIA, 2015].

dos experimentos, usando o tempo de relaxamento, T_2 , os escritores plotaram a correlação entre NMR T_2 e f para os tipos de rochas estudadas. A **Figura 3** apresenta a correlação e é importante notar que as frações de fluxo plotadas são as obtidas a partir da experiência marcadora utilizando KCl, sem nenhum polímero, adequado com acidificação utilizando HCl a 15% em 150°F.

O perfil de ressonância magnética é útil para obter algumas propriedades da rocha como porosidade, permeabilidade e saturação de água [ASQUITH E KRYGOWSKI, 2004]. Além disso, as medições de NMR podem ajudar a descrever a distribuição dos poros das rochas e, conseqüentemente, ajudar a quantificar a heterogeneidade rocha em escala porosa. Neste sentido, este trabalho se concentra em como determinar a heterogeneidade usando também tempo de relaxamento T_2 da perfilagem com NMR. Todos os dados PVBT provenientes das obras analisadas são reunidos posteriormente com o objetivo de mostrar como diferentes parâmetros podem influenciar o resultado final da operação de acidificação.

Este artigo tenta correlacionar duas obras publicadas, que foram os experimentos propostos por Zakaria et al. [2015], que contém as descrições sobre fração de fluxo, e também as experiências propostas por



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Ziauddin et al. [2007], que descrevem os diferentes tipos de rocha reservatório (RRT). A este respeito, uma vez que o primeiro estudo afirma que é possível calcular a fração de fluxo usando perfilagem com ressonância magnética, dados da segunda obra foram analisados para serem correlacionados de acordo com a equação da Figura 3. Foi assumido que, como a fração de fluxo pode ser calculada a partir de testes de NMR, esse valor também poderia ser calculado com base nos dados obtidos a partir de Ziauddin. et al.

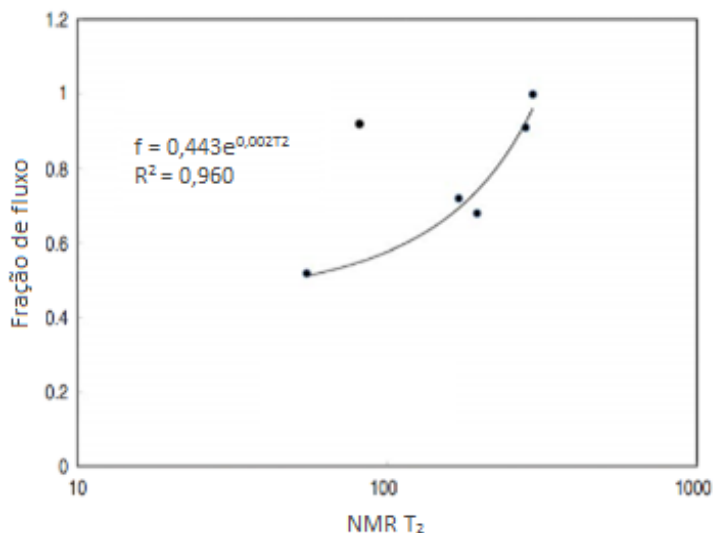


Figura 3: Correlação entre NMR T₂ e fração de fluxo para as rochas estudadas [ZAKARIA, 2015].

[2007], já que ambas as experiências foram realizadas nas mesmas condições, que era uma solução ácida de HCl a 15% em peso a 150° F. Além disso, foi levado em consideração três amostras que foram usadas em ambos os experimentos (*Indiana Limestone*, *Austin Chalk* e *Winterset Limestone*), o que ajudou a análise.

Dados foram coletados de acordo com a **Tabela 2**. Os experimentos foram realizados em amostras diferentes, mas incluíram os mesmos tipo de amostras de rochas (*Indiana Limestone*, *Winterset*, e *Austin Chalk*), que Zakaria et al. [2015] utilizaram para o teste de traçador com 8% em peso de KCl e ácido 15% em peso de HCl. Deste modo, a correlação proposta na Figura 3 foi utilizada para as amostras de modo a obter os tempos de relaxamento T₂ e compará-los com o trabalho de Ziauddin et al. [2007]. Com base nos valores de frações fluxo de Zakaria et al. [2015], a **Tabela 3** apresenta os tempos obtidas para as amostras de acordo com a correlação. Verificando os valores dos tempos de relaxamento (T₂), obtidos a partir da correlação (Tabela 4), pode-se notar que estes valores não estão relacionados com os valores apresentados na Tabela 3. Os tempos de relaxamento usados para obter a fração de fluxo da rocha não são os valores de corte de T₂ nem os registros médios de valores de T₂ a partir de testes NMR.

www.conepetro.com.br

br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

Notando que os valores de T_2 não foram relacionados e comparáveis, um estudo dessa distribuição foi levada consideração. Sendo

assim, uma análise dos experimentos de Zakaria et al. [2015] foi feita de modo a conhecer exatamente os valores de T_2 que foram considerados para calcular as frações de

fluxo. Cada resultado do tempo apresentado foi obtido usando *Get Data Digitizer*, um programa para se obter os pontos de um gráfico qualquer. Os valores de tempo apontados pelo NMR foram pegos da análise

Tabela 2: Valores do teste de ressonância magnética [ZIAUDDIN, 2007]. feita para encontrar os valores das frações de fluxo. Além disso, os valores de T_2 experimentais correspondentes a frações

Tipo de rocha	f	$T_2 = (1/0,002) \cdot \ln(f/0,443)$
Indiana Limestone	1	407,093
Austin Chalk	0,82	307,867
Winterset	0,58	134,729

processo, lembrando que as frações de fluxo para *Indiana Limestone*, *Austin Chalk* e *Winterset* são, respectivamente, 1, 0,82 e 0,58. Os valores foram identificados de acordo com a análise a fim de saber exatamente quais valores de T_2 devem ser tomadas para obter os valores de f de acordo com o modelo proposto. No entanto, qualquer conclusão concisa não pode ser afirmada sobre opção de T_2 , já que um melhor entendimento sobre NMR é necessário para entender melhor como escolher o tempo de relaxamento correto e, em seguida, calcular o parâmetro de heterogeneidade.

Tipo de Rocha	Porosidade (NMR) u.p.	BVF 25 psi Amostra centrifugada a 25 psi	UVF 25 psi Amostra centrifugada a 25 psi	Corte T2 (segundos)	BVF 100 psi Amostra centrifugada a 25 psi	UVF 100 psi Amostra centrifugada a 100 psi	Corte T2 (segundos)	Média logarítmica de T2 (sec.) com amostra saturada	Média logarítmica de T2 (sec.) a 25 psi	Média logarítmica de T2 (sec.) a 100 psi
Winterset Limestone	15,61	9,57	6,04	0,2820	6,27	9,34	0,1058	0,1537	0,0590	0,0363
Indiana Limestone I	13,97	9,88	4,09	0,3823	6,10	7,87	0,1279	0,1663	0,0643	0,0395
Austin Chalk	24,13	16,04	8,09	0,0741	8,28	15,85	0,0291	0,0482	0,0257	0,0148
Jaune Monton	17,76	7,70	10,06	0,0369	3,98	13,78	0,0120	0,0353	0,0152	0,0116
Savonnière I	33,17	16,69	16,48	0,3998	9,36	23,81	0,0919	0,2626	0,1276	0,0944
Savonnière II	Table 2, T_2 calculado a partir da correlação entre NMR e f	24,38	12,19	0,0120	5,67	15,95	0,0120	0,6675	0,2833	0,2161
Khuff Mudstone I	26,81	26,31	0,50	0,0073	22,58	4,23	0,0040	0,0017	0,0017	0,0017
Khuff Mudstone II	17,30	16,37	0,93	0,0104	11,95	5,35	0,0042	0,025	0,0024	0,0019

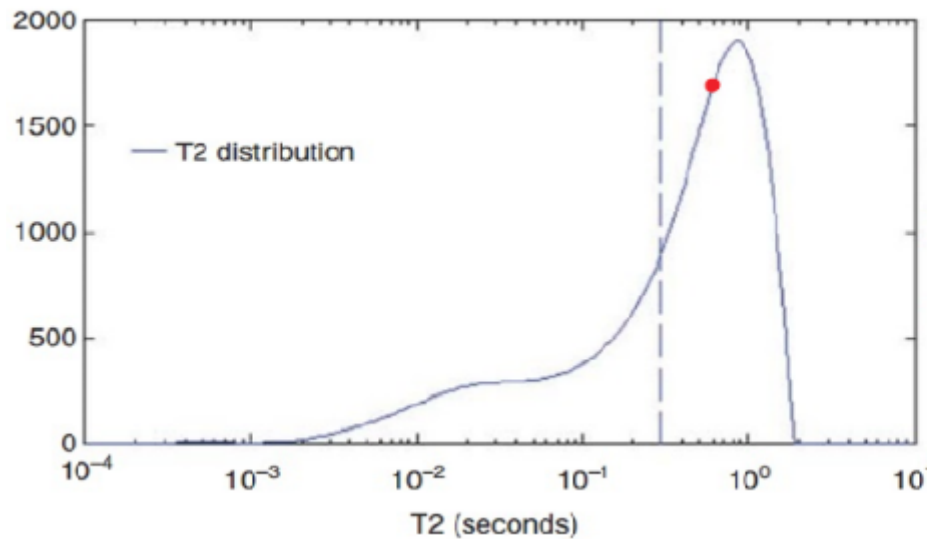
foram identificados, marcados e interpretados.

A **Figura 4** mostra a forma como foi o



3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

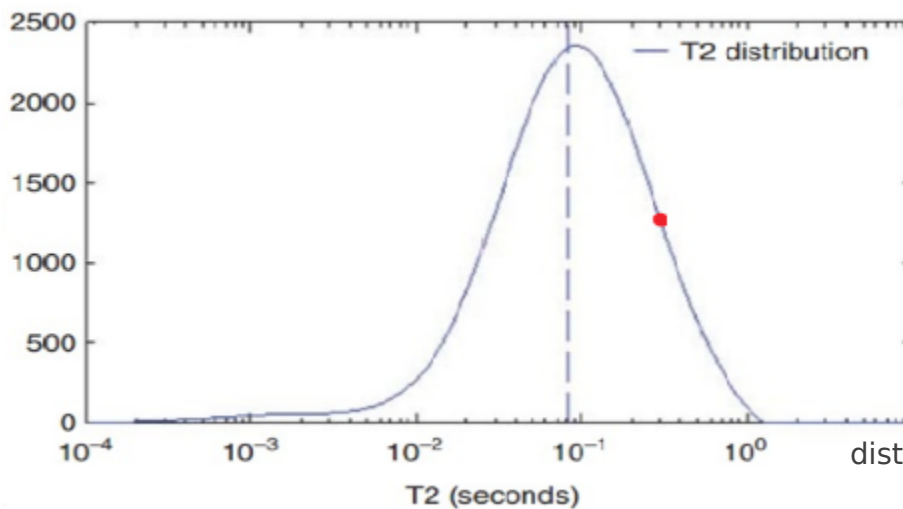
distribuição T₂



T ₂	f
0.002775	0.45
0.003156	0.45
0.021269	0.46
0.026926	0.47
0.031286	0.47
0.09746	0.54
0.113241	0.56
0.123381	0.57
0.137342	
0.152882	
0.166572	
0.345283	0.88
0.368221	0.93
0.384353	0.96
0.392682	0.97
0.418768	1.02
0.437115	1.06
0.476255	1.15

T₂ (segundos)

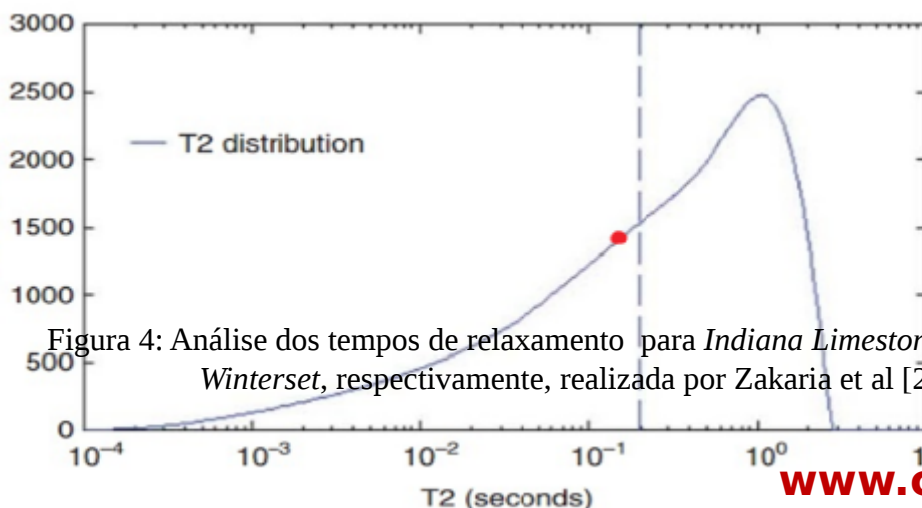
distribuição T₂



T ₂	f
0.001645	0.44
0.00188	0.44
0.002296	0.45
0.002805	0.45
0.003426	0.45
0.022658	0.46
0.023687	0.46
0.143341	0.59
0.153224	
0.183041	
0.195662	
0.312039	0.83
0.326222	0.85
0.34105	0.88
0.356553	0.90
0.384353	0.95
0.437115	1.00
0.476255	1.08

T₂ (segundos)

distribuição T₂



T ₂	f
0.00174	0.44
0.002161	0.44
0.002625	0.45
0.00326	0.45
0.041	0.48
0.045685	0.49
0.052019	0.49
0.057964	0.50
0.134803	
0.150208	
0.167373	
0.221751	0.69
0.247091	0.73
0.281351	0.78
0.320361	0.84
0.354773	0.92
0.41357	1.02

T₂ (segundos)

Figura 4: Análise dos tempos de relaxamento para Indiana Limestone, Austin Chalk e Winterset, respectivamente, realizada por Zakaria et al [2015].

Diferentes experiências com diferentes parâmetros levam a resultados diferentes. Dados obtidos de trabalhos publicados anteriormente foram se reunido em uma tabela com o objetivo de mostrar como diferentes parâmetros podem influenciar o resultado final das operações de acidificação. A seguinte **Tabela 4** mostra alguns trabalhos

publicados citados neste trabalho, incluindo todas as diferentes condições em que os experimentos foram realizados. As divisões levaram em conta especialmente a classificação dos seis tipos de rochas reservatório (RRT) propostas por Ziauddin et al. [2007]. As fontes são citas na Bibliografia.

Tabela 4: Diferentes parâmetros usados em estudos de PVBT de publicações anteriores.

Publicação	Solução ácida	Temperatura (°F)	Dimensão da amostra DxL (pol.)	RRT	Ano
SPE174084	15 wt% HCl ⁽¹⁾	150	1,5x6	6	2015
SPE174314	15 wt% HCl	70	1,5x8	4	2015
IECR5441904202	Ácido emulsificado	150	1,5x6	6	2015
SPE142564	VES ⁽²⁾ – ácido base	77	1,5x20	1	2014
	15 wt% HCl				
SPE163288	15 wt% HCl emulsificado	230	1,5x6	2	2014
IPTC17285	15 wt% HCl	150	1,5x24	1	2014
SPE164380	0,6M APCA ⁽³⁾ pH 2	125	1x4	3	2013
	0,25M APCA pH 2	350	1,5x6		
			2x10		
SPE134265	15 wt% HCl	150	1x6	1	2012
	28 wt% HCl	150	1x6		
	15 wt% HCl	200	1x6		
	28 wt% HCl	200	1x6		
	28 wt% HCl	150	4x20		
SPE144159	15 wt% HCl	130	Não especificado	3	2011
	15 wt% HCl				
	7,5 wt% HCl				
	Ácido emulsificado				
	13,5 wt% HCl + 11 wt% HAc ⁽⁴⁾				
SPE132286	20 wt% GLDA ⁽⁵⁾ pH 3	180	1,5x6	3	2010
	20 wt% GLDA pH 1,7	250	1,5x10		
SPE115143	15 wt% HCl (4,4 N)	77	4x20	2	2008
SPE1046270	15 wt% HCl	150	1,5x6	6	2007
SPE 66566	0,7 wt% HCl	68	2x2	2	2001
	7 wt% HCl				
	3,5 wt% HCl	122	2x8		
	15 wt% HCl				



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

	17,5 wt% HCl	176	2x16		
SPE56995	0,25M CDTA ⁽⁶⁾ pH 4,4	70	1,5x4	1	1999
	0,25M DTPA ⁽⁷⁾ pH 3,3				
	0,25M DTPA pH 12,5	122			
	0,5M EDTA ⁽⁸⁾ pH 4				
	0,25M EDTA pH 8-13	176			
	0,5M HAc pH 2,5				
0,5M HCl					
SPE26578	0,5 wt% HCl (0,147 N)	70	1x5	2	1993
	3,4 wt% HCl (1 N)	122	1x6		
	15 wt% HCl (4,4 N)	167			

⁽¹⁾ácido hidrolórico; ⁽²⁾surfactante viscoelático; ⁽³⁾ácido aminopolicarboxílico; ⁽⁴⁾ácido acético; ⁽⁵⁾ácido diacético glutâmico; ⁽⁶⁾ácido 1,2-diaminoettraaceticociclohexano; ⁽⁷⁾ácido dietilenotriaminopentaacético; ⁽⁸⁾ácido etilenodiaminotetraacético.

4. CONCLUSÕES

No que diz respeito aos estudos envolvendo definições NMR, qualquer conclusão concisa não poderia ser afirmada sobre opção de T_2 , uma vez que uma melhor conhecimento sobre o assunto é necessário para entender como escolher o tempo de relaxamento correto. Os gráficos obtidos a partir dos artigos publicados mostram curvas que provavelmente indicam o valor exato valor de T_2 usado para traçar o gráfico na Figura 3. Os pontos vermelhos mostrados na Figura 4 mostram os valores de tempo obtidos utilizando a correlação entre T_2 e f . A diferença entre eles é representada pelo erro $R^2 = 0,960$, quando se tenta ajustar os pontos, e esta é a razão pela qual eles não coincidem.

A tentativa de tentar obter o tempo exato dos gráficos que mostram a distribuição não foi bem sucedida. As razões para isso é que os

documentos não continham explicação suficiente sobre o estudo experimental e/ou a

explicação para a escolha da correta não foi encontrada na literatura. Isso contribui para o cálculo da fração de fluxo.

De acordo com Zakaria et al. [2014], a heterogeneidade pode ser quantificada utilizando a poção do espaço de poros que contribui para o fluxo, definida como fração de fluxo e a análise deste trabalho permite concluir que ela influencia o fluxo de fluido em rochas carbonáticas. Adicionalmente, pode-se afirmar que, a maior a heterogeneidade calculada pela fração de fluxo, menor é o volume de ácido utilizado na acidificação. Alguns parâmetros tem influência sobre essa correlação, uma vez percebe-se que o valor da fração de fluxo depende do tipo de rocha.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALGHAMDI, A.; MAHMOUD, M.; WANG, G.; HILL, A.; NASRELDIN, H. *Acid Diversion by Use of Viscoelastic Surfactants: The Effect of Flow Rate and Initial Permeability Contrast*. Paper SPE 142564, 2014.

ASQUISH, D.; KRYGOWSKI, D. *Basic Well Logging Analysis*. The American Association of Petroleum Geologists, 2004.

BAZIN, B. *From Matrix Acidizing to Acid Fracturing: A Laboratory Evaluation of Acid/Rock Interactions*. Paper SPE 66566, 2001.

BUIJSE, M.; GLASBERGEN, G. *A Semi Empirical Model to Calculate Wormhole Growth in Carbonate Acidizing*. Paper SPE 96892, 2005.

DOMELEN, M.; TALIB, N.; GLASBERGEN, G. *Return to Basics and Planning Opens the Possibility to Acid Stimulate a Difficult Chalk Formation*. Paper SPE 144159, 2011.

ECONOMIDES, M, J.; HILL, A. D.; EHLIG-ECONOMIDES, C. *Petroleum Production System*. Upper Saddle River, 2013.

ETTEN, J.; ZHU, D.; HILL, A. *The Combined Effect of Permeability and Pore*

Structure on Carbonate Matrix Acidizing. Paper SPE 174314, 2015.

FREDD, C.; FOGLER, H. *Alternative Stimulation Fluids and Their Impact of Carbonate Acidizing*, SPE Journal, v. 3, p. 34-41, 1998.

FREDD, C.; FOGLER, H. *Optimum Conditions for Wormhole Formation in Carbonates Porous Media: Influence of Transport and Reaction*. SPE Journal, v. 4, p. 196-205. Paper SPE 56995, 1999.

FRICK, T.; MONSTOFIZADEH, B.; ECONOMIDES, M. *Analysis of Radial Core Experiments of Hydrochloric Acid Interaction with Limestones*. Paper SPE 27402, 1994.

FURUI, K.; BURTON, R.; BURKHEAD, D.; ABDELMALEK, N.; HILL, A. *A Comprehensive Model of High-Rate Matrix-Acid Stimulation for Long Horizontal Wells in Carbonate Reservoirs: Part I – Scaling Up Core-Level Acid Wormholing to Field Treatments*. Paper SPE 134265, 2011.

HOEFNER, M.; FOGLER, H. *Fluid-Velocity and Reaction-Rate Effects During Carbonate Acidizing: Application of Network Model*. SPE Production Engineering, v. 4, p. 56-62, 1989.

IZGEC, O.; KEYS, R.; ZHU, D.; HILL, A. *An Integrated Theoretical and Experimental Study on the Effects of Multiscale Heterogeneities in Matrix Acidizing of Carbonates*. Paper SPE 115143, 2008.

MAHMOUD, M.; NASRELDIN A.; DE WOLF, C.; LEPAGE, J. *Stimulation of Carbonate Reservoirs Using GLDA (Chelating Agent) Solutions*. Paper SPE 132286, 2010.

QIU, X.; DYER, S.; ALDOSSRAY, A.; KHAN, S.; SULTAN, A. *Revisiting Reaction Kinetics and Wormholing Phenomena During Carbonate Acidizing*. Paper IPTC 17285, 2014.

REYES, E.; SMITH, A.; BEUTERBAUGH, A. *Carbonate Stimulation with Biodegradable Chelating Agent Having Broad Unique Spectrum (pH, Temperature, Concentration) Activity*. Paper SPE 164380, 2013.

ROSMAN, A.; SIMON, R. *Flow Heterogeneity on Reservoir Rocks*. Paper SPE 102118/5631-PA, 1976.

SKAUGE, A.; VIK, B.; POURMOHAMMADI, S.; SPILDO, K. *Dispersion Measurements Used in Special*

Core Analysis of Carbonates. Paper SCA 2006-14, 2006.

TALBOT, M.; GDANSKI, R. *Beyond the Damkohler Number: A New Interpretation of Carbonate Wormholing*. Paper SPE 113042, 2008.

WANG, Y.; HILL, A.; SCHECHTER, R. *The Optimum Injection Rate for Matrix Acidizing of Carbonate Formation*. Paper SPE 26578, 1993.

ZAKARIA, A.; NASRELDIN, H.; ZIAUDDIN, M. *Flow of Emulsified Acid in Carbonate Rocks*. Industrial & Engineering Chemistry Research, v. 1, p. 4190-4202. Paper IECR 5441904202, 2014.

ZAKARIA, A.; NASRELDIN, H.; ZIAUDDIN, M. *Predicting the Performance of Acid Stimulation Treatment in Carbonate Reservoirs with Nondestructive Tracer Test*. Paper SPE 174084, 2015.

ZAKARIA, A.; SAYED, M.; NASRELDIN, H. *New Insights into the Propagation of Emulsified Acids in Vuggy Dolomitic Rocks*. Paper SPE 163288, 2014.

ZIAUDDIN, M.; BIZE, E. *The Effect of Pore-Scale Heterogeneities on Carbonates Stimulation Treatments*. Paper SPE 1046270, 2007.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO



[www.conepetro.com.](http://www.conepetro.com.br)

br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br