

Comparação e previsão da resistência à compressão uniaxial (UCS) de rochas areníticas turbidíticas das formações Santos, Bacia de Santos, Brasil e da formação Chicontepec, Bacia de Chicontepec, México

Claudia Martins Bhering Dominoni
COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, claudia.dominoni@poli.ufrj.br

Claudio Rabe
UFF, Rio de Janeiro, Brasil, claudiorabe@hotmail.com

Anna Laura Lopes da Silva Nunes
COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, alaura@coc.ufrj.br

Gilmara Alexandre Felipe da Silva
COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, E-mail gilalfel@gmail.com

Cleverson Guizan Silva
UFF, Rio de Janeiro, Brasil, cguizan@id.uff.br

RESUMO: A resistência à compressão uniaxial (UCS) é um dos parâmetros geomecânicos mais importantes para a predição da pressão de colapso em projetos de estabilidade de poços petrolíferos. Resultados das Interpretações sísmicas 3D na Bacia de Santos identificaram a presença de rochas vulcânicas intrusivas similares ao que se apresentaram na Bacia de Chicontepec no México, indicando similaridade de deposição turbidítica entre as bacias. Os problemas de instabilidade do poço identificados durante a perfuração na formação brasileira do pós-sal, como eventos de poços estreitos, excessos de cascalhos e aprisionamento de ferramentas de perfuração, podem ser mitigados através da construção de um modelo geomecânico. A pouca disponibilidade de dados de laboratório, medições in situ e perfis geofísicos, fazem com que esta tarefa seja desafiadora, e correlação entre bacias seja uma opção para construção dos primeiros modelos geomecânicos. O objetivo do presente estudo é o utilizar e desenvolver correlações semi-empíricas usando os perfis de densidade, acústica, e de porosidade e parâmetros elásticos (tanto de medições laboratoriais quanto de perfis) disponíveis na Bacia de Chicontepec e Santos para avaliar a representatividade da resistência à compressão uniaxial (UCS) na Bacia de Santos. Uma extensa campanha de laboratórios (ensaio ultrassônico, ensaio de resistência à tração brasileira e ensaios triaxiais) foi realizada na formação superior de turbidito de Chicontepec (formação C) para avaliar e calibrar as correlações geomecânicas propostas. Os resultados do modelo de resistência à compressão uniaxial na formação Santos, indicam valores médios de UCS em torno de 30 MPa, similares aos valores identificados na formação Chicontepec. Além disso, os valores médios de porosidade e de tempo de trânsito também convergem entre as formações. Dessa forma, é verificada certa semelhança no comportamento geomecânico dessas bacias, podendo essas serem análogas. Neste artigo será apresentada a metodologia proposta para desenvolver uma nova correlação para estimar UCS da formação Santos com base no tempo de transito.

PALAVRAS-CHAVE: Reservatório Arenítico Turbidítico, Formação Chicontepec, Formação Santos, Arenito, Resistência à Compressão Uniaxial.

1 INTRODUÇÃO

A maioria dos reservatórios de hidrocarbonetos ao redor do mundo são formados por turbiditos e, com isso, as indústrias petrolíferas tem incentivado grandes pesquisas buscando entender melhor o comportamento geomecânico desses sistemas durante a exploração e perfuração. Atualmente, uma especial atenção tem sido dada para esses sistemas de arenito turbidítico que estão presentes na Bacia de Chicontepec (México) e Bacia de Santos (Brasil) (Figura 1). A Bacia de Santos é essencialmente marítima e se estende desde o litoral sul do estado do Rio de Janeiro até o norte do estado de Santa Catarina, abrangendo uma área de cerca de 352 mil km² até a cota batimétrica de 3000 m. A Bacia Chicontepec (Formação Chicontepec) está localizada à nordeste da Cidade do México, cobrindo uma área de cerca de 3.800 km² nos estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo.



Figura 1. Localização das Bacias de Santos (Brasil) e Chicontepec (México).

A resistência à compressão uniaxial (UCS) é o parâmetro chave nos critérios de ruptura

adotados para avaliação da estabilidade ao longo do poço. A utilização de correlações de UCS é, frequentemente, a única maneira de estimar a resistência e de extrapolar por toda uma formação, devido à ausência ou pouca disponibilidade de amostras de rocha para os testes laboratoriais. As relações mais típicas determinam a resistência à compressão uniaxial com resultados do tempo de trânsito, do módulo de Young e da porosidade de análises de perfis geofísicos (Chang et al., 2006). A utilização de correlações empíricas de UCS costumam ser desenvolvidas para estimar a resistência em regiões específicas necessitando, portanto, de calibração, caso venham a ser utilizadas em outras áreas e, por isso, é importante sua validação com os resultados de ensaios mecânicos de laboratórios. Porém, na ausência de amostras para a calibração, utiliza-se uma correlação empírica com base nas propriedades físicas mensuráveis, sendo de extrema importância entender as características do modelo geológico e a sua faixa de aplicabilidade antes de utilizá-las.

Devido a recente exploração em águas profundas no Brasil, ainda há poucos estudos geomecânicos na Bacia de Santos. Em contrapartida, no México, a Bacia de Chicontepec é explorada desde muitos anos e apresenta muitas informações sobre instabilidade de poço e ineficiente fraturamento hidráulico. Por essa razão, o estudo no arenito turbidítico da Bacia Chicontepec é de grande interesse econômico, visto que ele pode ser considerado um análogo do pós-sal brasileiro, onde a presença de óleo e gás também tem sido identificada e, além disso, trata-se um prospecto geológico, de perfuração e completação com riscos operacionais.

Dessa forma, esta pesquisa propõe relações empíricas de resistência em função do tempo de trânsito e da porosidade para as Bacias de Chicontepec e Santos com base nas correlações presentes na literatura, avaliando os resultados com as medidas *in situ* e laboratório existentes,

para , então, comparar geomecanicamente essas duas bacias.

2 GEOLOGIA

A Bacia Chicontepec é formada por sedimentos turbidíticos submarinos derivados da Sierra Madre Oriental e é composta principalmente de alternância de folhelhos e arenitos em finas camadas (Rabe & Ortiz- Ramirez, 2010).

As rochas de reservatório são arenitos de granulação fina a média do Paleoceno (das formações Chicontepec Inferior e Chicontepec Médio) e do Eoceno Inferior (da Formação Chicontepec Superior) que representam cerca de 30% do preenchimento da bacia e que são provenientes de sistemas de depósitos turbidíticos cíclicos de leques submarinos. Eles apresentam uma alta variação em profundidade das características petrolíferas, tais como: porosidade, permeabilidade e cimentação. Esses arenitos possuem porosidade intergranular que pode variar de 5 a 19%, notando que as rochas são menos cimentadas e, conseqüentemente, mais porosas próximas à borda dos paleo-leitos (Cuevas, 1979; Silva, 2013).

Pena et al. (2009) realizaram um levantamento sísmico 3D na área Amatitlán, que compreende a parte norte da bacia, a oeste de Tuxpan e Veracruz, onde os resultados obtidos para os turbiditos do Paleoceno nas profundidades mais rasas não foram satisfatórios, devido à caótica natureza deposicional da região e à presença de rochas vulcânicas rasas.

A Bacia de Santos é uma bacia sedimentar de margem divergente localizada na plataforma continental brasileira, formada pela abertura do Atlântico Sul, que se iniciou no Cretáceo Inferior. Pereira & Macedo (1990) destacam que as principais reservas petrolíferas correspondem às acumulações descobertas em calcarenitos oolíticos da Formação Guarujá e em arenitos turbidíticos do Membro Ilhabela. Também indicam como reservatórios os arenitos costeiros/marinhos rasos da porção inferior da Formação Juréia; os arenitos continentais/marinhos da porção superior da Formação Juréia; os arenitos turbidíticos da

porção médio-inferior da Formação Santos (águas profundas); e os arenitos turbidíticos terciários da Formação Marambaia (águas profundas).

Os turbiditos das Formações Santos/Juréia ocorrem principalmente na porção central e norte da bacia e apresentam intervalos com porosidades superiores a 15% (calculadas de perfis de densidade), mesmo em profundidades maiores que 4.000 m (Chang et al., 2008).

Na parte norte da Bacia de Santos, junto ao Alto de Cabo Frio, ocorrem feições vulcânicas do Cretáceo Superior (notadamente na Bacia de Santos) e do Terciário (na direção da Bacia de Campos), formando cones vulcânicos e diversas fácies vulcanoclásticas (Mizusaki e Mohriak, 1992; Mohriak, 2003). Os modelos de acumulações da Bacia de Santos em arenitos turbidíticos são apresentados Magoon & Beaumont (1999), onde têm-se: o membro Ilhabela (arenitos turbidíticos do Neo-Turoniano – Eo-Santoniano), o Senoniano (turbiditos do Maastrichtiano – Campaniano) e a formação Marambaia (Arenitos Turbidíticos Terciários).

2 ESTUDO DE CASO

A operadora PEMEX, México, disponibilizou os dados dos campos *onshore* de Agua Fria e Corralillo da Formação Chicontepec, sendo fornecidos os ensaios de laboratórios mecânicos (triaxiais e brasileiro), as análises petrográficas, as informações da microscopia eletrônica de varredura (MEV) e os dados das perfilagens. Nas análises de perfilagem, foram considerados os dados de um poço do Campo de Agua Fria, no intervalo de profundidade correspondente a 1.004 m até 1.900 m, onde foram detectadas camadas e lentes de arenito ao longo dessa profundidade.

Os dados utilizados para as análises das propriedades geomecânicas da Bacia de Santos foram avaliados através de informações de relatórios e de perfilagem de poços fornecidos pela ANP (Agência Nacional do Petróleo). A perfilagem escolhida se situa a 180 km da costa, no Campo de Merluza com 130 m de lâmina d'água. O intervalo da perfilagem do poço da Bacia de Santos limita-se a 1.377 até 4.452 m

de profundidade, atravessando diversas formações, como as formações: Marambaia, Santos, Itajaí e parcialmente Guarujá. Nesse estudo, evidenciou-se apenas os resultados da perfilagem da Formação Santos (de 1.850m até 4.280m), visto que essa é a formação predominante na bacia e, portanto, nas análises do reservatório em geral.

2.1 Mineralogia

O exame de MEV da Bacia de Chicontepec revela que os grãos detríticos são compostos de quartzo, plagioclásio feldspático, feldspato potássico, grãos de calcário, fragmentos líticos, além de fósseis e microfósseis e traços de glauconita. Os grãos detríticos são geralmente sub angulares e angulares indicando um transporte curto antes da deposição, também evidenciado pela presença de fragmentos líticos (Silva, 2015; Dominoni, 2015).

A análise petrográfica de amostras de um poço da Bacia de Santos mostram as características de um arenito com grãos finos e médios e com fragmentos de areia grossa, os grãos são subangulares e a composição dos detritos identificados são: quartzo, feldspato e lítico. A fração lítica apresenta fragmentos básicos vulcânicos rochosos e fragmentos de rochas sedimentares metamórficas e raras. A cimentação comum é de calcita e de clorita. Esta associação de rocha é compatível com a composição do subsolo Pré-Cambriano e o vulcanismo básico na Bacia de Santos.

2.2 Porosidade

Na Bacia de Chicontepec, o valor médio encontrado para a porosidade dos arenitos ($30 < GR < 60$) através da perfilagem foi de 13% (Figura 2). Esse resultado é semelhante ao valor médio de 14,2% obtido nos ensaios de laboratório por Silva (2013).

O perfil de porosidade da Bacia de Santos foi elaborado com base nos ensaios de porosidade realizado em diversas profundidades nas amostras do poço e está apresentado na Figura 2, onde obteve-se uma porosidade média de 18,2% do perfil e 16,0% na formação Santos.

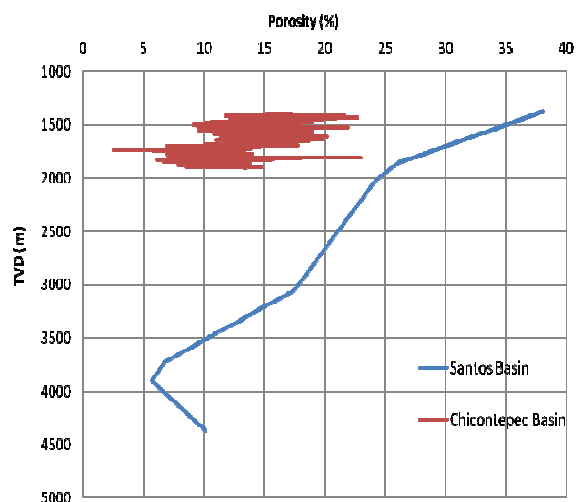


Figura 2. Localização das Bacias de Santos (Brasil) e Chicontepec (México) (Dominoni, 2015).

De acordo com os valores médios de porosidade obtidos pela perfilagem e pelas análises petrográfica, petrofísica e de MEV (Microscopia Eletrônica de Varredura), pode-se observar que a porosidade média da Formação C é relativamente próxima à da Formação Santos, mostrando a mesma tendência, principalmente, no intervalo de 2.700m à 3.700m de profundidade, cuja diferença encontrada no valor da porosidade das formações C e Santos foi de 3% (Dominoni, 2015).

2.3 Tempo de trânsito

O tempo de trânsito compressional é utilizado para estimativa da porosidade, das propriedades de compressibilidade, da resistência mecânica, das constantes elásticas; para a detecção de famílias de fraturas naturais; e como apoio à sísmica para elaboração do sismograma sintético.

Na Bacia de Chicontepec, o valor médio do tempo de trânsito obtido pela perfilagem da formação C foi de 82,52 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (Figura 3).

A partir dos dados de perfilagem da Bacia de Santos, determinou-se que o tempo de trânsito médio ao longo de todo o perfil foi de 87,66 $\mu\text{s}/\text{ft}$ e de 82,07 $\mu\text{s}/\text{ft}$ na formação Santos (Figura 4).

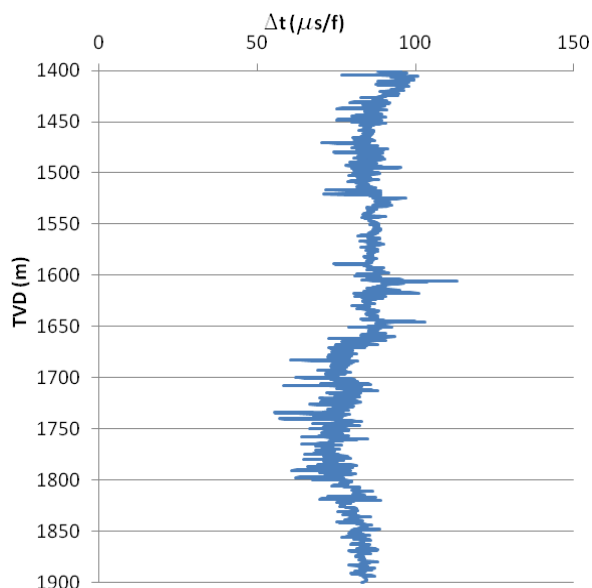


Figura 3. Tempo de trânsito vs. Profundidade na Bacia de Chicontepec (Dominoni, 2015).

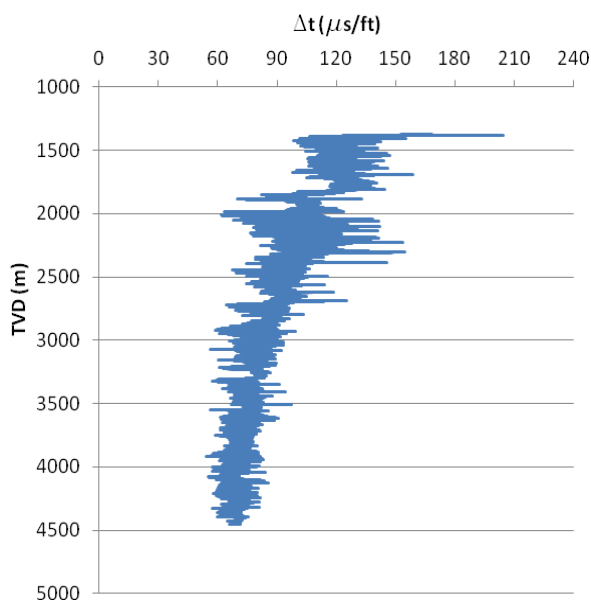


Figura 4. Tempo de trânsito vs. Profundidade na Bacia de Santos (Dominoni, 2015).

Assim como observado na porosidade, a mesma tendência de comportamento ocorre entre as duas bacias, principalmente no intervalo de 2.700m à 3.700m da Formação Santos. Isto pode indicar a possibilidade das duas formações serem constituídas do mesmo tipo de material (matriz).

3 ANALISE DOS RESULTADOS

A seguir estão apresentadas as análises do estudo.

3.1 Parâmetros de Resistência

Através do critério de Mohr-Coulomb, obteve-se a envoltória de resistência considerando o resultado dos ensaios triaxiais e dos ensaios brasileiros em de arenitos cinza com grãos de quartzo e feldspato, matriz de argila calcária e com forte alteração pela presença de hidrocarbonetos na Bacia de Chicontepec. Os ensaios brasileiro foram realizados em cinco amostras cilíndricas com uma razão entre comprimento e diâmetro igual a 2. Os ensaios triaxiais foram realizados em três amostras extraídas de um memo poço na formação C, nas quais aplicou-se uma tensão confinante de 8,27 MPa.

Os resultados dos ensaios laboratoriais indicam valores de: coesão igual a 7,98 MPa e de ângulo de atrito igual à 39,37°. O ensaio brasileiro determinou uma resistência à tração de -2,71 MPa (Dominoni, 2015).

3.2 Resistência à Compressão Uniaxial (UCS)

Neste trabalho, determinou-se uma correlação mais realista e conservativa em função do tempo de trânsito para representar a resistência do arenito da Bacia de Chicontepec com base nos resultados mecânicos de laboratório e utilizando a correlação da Costa do Golfo do México reportada por Chang et al. (2006). Outras relações empíricas também foram avaliadas (McNally, 1987; Bradford *et al.*, 1998; da empresa Baker Hughes (GMI-Jizba-E) e a equação de Silva, 2013). Porém essas equações forneceram valores de resistência para o maciço rochoso superiores ao definido pelos ensaios de laboratório, cuja resistência à compressão uniaxial determinada a partir da envoltória de resistência foi igual a 33,7 MPa.

Devido à ausência de ensaios de laboratório na Bacia de Santos, as análises referentes à resistência à compressão uniaxial consideraram as seguintes relações empíricas propostas na literatura (Tabela 1): McNally (1987), Bradford *et al.* (1998), da Costa do Golfo do México reportada por Chang et al. (2006). Além disso, também foram consideradas as equações da empresa Baker Hughes (GMI-Jizba-E) e a equação proposta por Silva (2013) e Dominoni

(2015).

Tabela 1. Correlações empíricas existentes e propostas para determinar UCS.

UCS (MPa)	Região de origem	Referência
$1,4138 \cdot 10^7 \Delta t^{-3}$	Costa do Golfo	CHANG et al. (2006)
$1200 \exp (-0,036 \Delta t)$	Austrália	MCNALLY (1987)
$2,28 + 4,1089 E_e$	Diversificada	BRADFORD et al. (1998)
$25,29 \exp (4,14 \cdot 10^{-7} E_e)$	Não especificada	GMI-Jizba-E - Baker Hughes
$859,37 \exp (-0,031 \Delta t)$	Bacia de Chicontepec	SILVA (2013)
$549,88 \exp (-0,037 \Delta t)$	Bacia de Chicontepec	DOMINONI (2015)

E_e - Módulo de Young estático (GPa); Δt - Tempo de trânsito da onda ($\mu s/ft$).

As comparações entre as bacias de Santos e Chicontepec e entre as formações C e Santos através do tempo de trânsito vs. as correlações de UCS, apresentadas na Tabela 1, estão apresentadas nas Figuras 5 e 6, respectivamente. As mesmas comparações foram feitas considerando a porosidade (Figura 7 e 8).

Através desses gráficos (Figura 6- Figura 8) é possível observar que a aplicação das equações de Chang et al. (2006) e a equação proposta por Dominoni (2015) em Chicontepec e Santos fornecem valores mais baixos para UCS e seguem a mesma tendência de comportamento.

O uso da equação proposta para a Bacia de Santos forneceu valores de UCS muito próximos aos valores da Bacia de Chicontepec (Tabela 2). Da mesma forma, os valores também são semelhantes para o intervalo de 2.700m até 3.700m de profundidade da Formação Santos. Isto pode ser observado na Tabela 2, onde as médias obtidas para a Formação Santos e para toda a Bacia de Santos são próximas à média de Chicontepec.

Estes aspectos reforçam a premissa de semelhança em termos de resistência das duas bacias, Chicontepec e Santos; e das formações C e Santos. Nesta condição a equação proposta por Dominoni (2015) pode ser também a mais

representativa para a Bacia de Santos.

Tabela 2. Correlação proposta para determinar UCS.

		UCS (MPa)		
		Bacia de Chicontepec	Bacia de Santos	
DOMINONI (2015)	Correlação		Geral	Formação Santos
	Mínimo	8,36	0,29	3,32
	Máximo	70,43	73,61	73,61
	Média	26,77	27,38	30,96
	Desvio Padrão	7,05	16,99	15,62

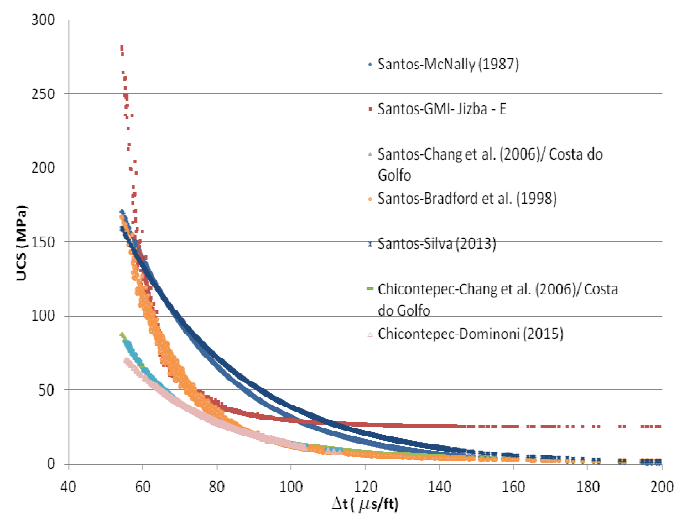


Figura 5. Comparação entre a Bacia de Santos e a Bacia de Chicontepec através do tempo de trânsito vs. UCS (Dominoni, 2015).

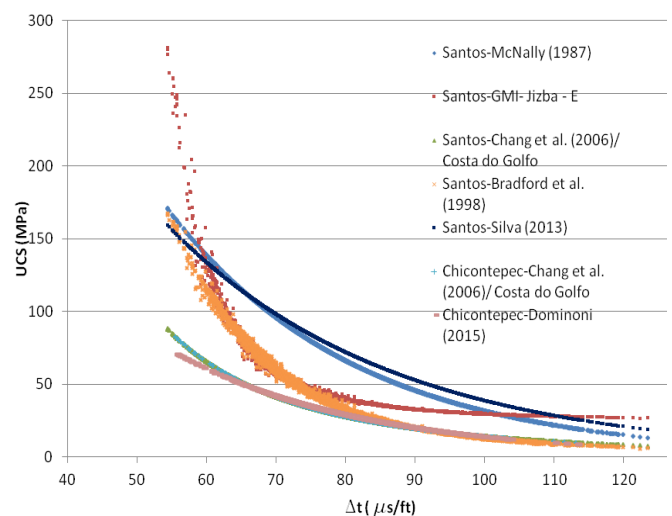


Figura 6. Comparação entre a Formação Santos (Bacia de Santos) e a Formação C (Bacia de Chicontepec) através do tempo de trânsito vs. UCS (Dominoni, 2015).

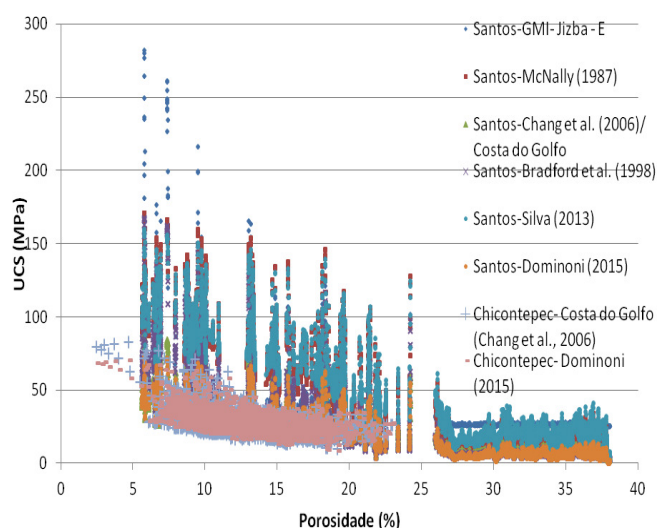


Figura 7. Comparação entre a Bacia de Santos e a Bacia de Chicontepec através da porosidade vs. UCS (Dominoni, 2015).

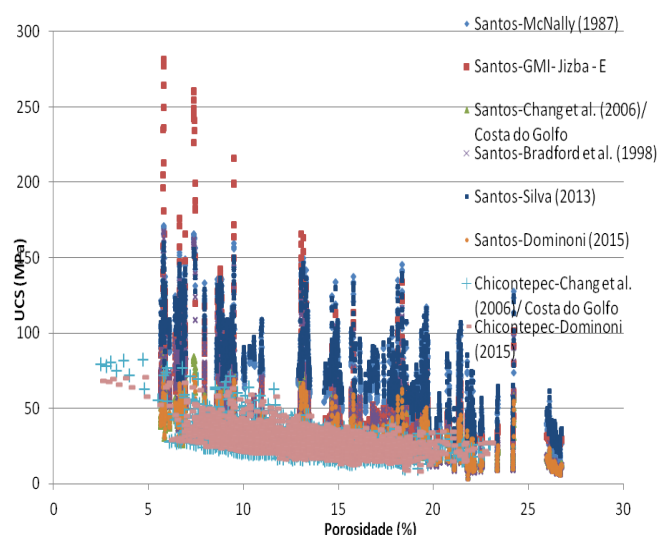


Figura 8. Comparação entre a Formação Santos (Bacia de Santos) e a Formação C (Bacia de Chicontepec) através da porosidade vs. UCS.

4 CONCLUSÃO

Os reservatórios da Bacia de Chicontepec e da Bacia de Santos são formados por arenitos turbidíticos com presença de material vulcânico e apresentam no seu arcabouço quartzo, feldspato e fragmentos líticos.

Dentre as correlações analisadas da resistência à compressão (McNally, Bradford, GMI-Jizba-E, Chang et al. e Silva), a correlação apresentada por Chang et al. (2006) para a Costa do Golfo do México apresentou resultados mais consistentes com o do ensaio de laboratório para a Bacia de Chicontepec. De

modo que uma expressão mais representativa do comportamento de resistência do material dessa bacia foi desenvolvida com o objetivo de facilitar a exploração de outros poços em regiões próximas a essa bacia. A correlação proposta por Dominoni (2015) para essa bacia em função do tempo de trânsito fornece um valor médio de UCS de 26,77 MPa (Tabela 2).

Para a Bacia de Santos foram aplicadas as mesmas correlações para calcular a resistência à compressão uniaxial da rocha do reservatório, porém não foi possível validá-las, visto que não foram disponibilizados ensaios de laboratório para a pesquisa.

A Formação Santos representa 81% de toda a perfilagem do reservatório de arenito, sendo a formação predominante nas análises da Bacia de Santos.

As seguintes observações quanto à comparação dos reservatórios das Bacias de Santos e de Chicontepec:

- i. No intervalo de 2.700m a 3.700m de profundidade, ou seja, no intervalo representado pela Formação Santos, a porosidade e o tempo de trânsito tiveram boa concordância com os valores encontrados para a Formação C. De modo que ambos apresentaram porosidade, de forma geral, decrescente com a profundidade; e o tempo de trânsito na faixa de 55 à 100 μ s/ft;
- ii. A porosidade média na Bacia de Chicontepec é 13% e na Bacia de Santos é 18,2%;
- iii. O maciço rochoso das bacias apresenta resistência crescente com a profundidade;
- iv. Os valores médios de resistência à compressão uniaxial, utilizando a relação proposta nessa pesquisa, apresentam ótima convergência entre as Formações Santos e Chicontepec. Desta forma, se adotada ou comprovada à analogia entre essas bacias, essa equação pode ser empregada.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a PEMEX e

a ANP por fornecer os dados necessários para a realização dessa pesquisa e a permissão para publicar este artigo.

Além disso, gostaríamos de agradecer a CAPES e a CNPq pela bolsa de estudo.

REFERÊNCIAS

- Bradford, I.D.R., Fuller, J., Thompson, P.J., Walsgrove, T.R., 1998. Benefits of assessing the solids production risk in a North Sea reservoir using elastoplastic modeling. *SPE/ISRM Eurock*, Trondheim, Norway, p. 261-269.
- Chang, H.K., Assine, M.L., Corrêa, F.S., et al. (2008). Sistemas Petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geociências*, Vol. 38 (2), p.29-46.
- Chang, C., Zoback, M. D., Khaksar, A. (2006). Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *J. Pet. Sec an Eng.*, Vol. 51,p . 223-237.
- Cuevas, S.F. (1979). Exploración Petrolera en Sedimentos Terrígenos, *Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana*, IMP, México.
- Dominoni, C. M. D. (2015). *Características geomecânicas dos arenitos turbidíticos das bacias petrolíferas de Chicontepec – México e Santos – Brasil*, Dissertação de Mestrado, Programa de Engenharia civil- Geotecnia, COPPE/ UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 252 p.
- Magoon, L.B. & Beaumont, E.A. (1999). Petroleum Systems.In: Beaumont E.A. & Foster N.H. (ed.) *Exploring for oil and gas traps*, AAPG, Treatise of Petroleum Geology,3.1-3.34.
- McNally, G.H. (1987). Estimation of coal measures rock strength using sonic and neutron logs. *Geoexploration*, Vol. 24, p. 381-395.
- Mizusaki, A.M.P., Mohriak, W.U. (1992). Sequências vulcanosedimentares na região da plataforma continental de Cabo Frio, RJ. In: *SBG, Congresso Brasileiro de Geologia*, 37, São Paulo, SP, Resumos Expandidos, 2, p.468-469.
- Mohriak,W.U. (2003). Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira in: *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil*, L. A. Bizzi, C. Schobbenhaus, R. M. Vidotti e J. H Gonçalves (Eds) CPRM, Brasil, São Paulo , Capítulo III, p. 87–165.
- Pena, V., Chávez- Perez, S., Vázquez- Garcia, M., et al. (2009). *Impact f shallow volcanics on seismic data quality in Chicontepec Basin*, Mexico, SEG Annual Meeting, October, Houston, Texas, USA.
- Pereira, M.J. & Macedo, J.M. (1990). A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. *Boletim Geociências da Petrobrás*, 4:3-11.
- Rabe, C., Ortiz-Ramirez, J. (2010). *Hydraulic fracture optimization for high deviated wells in na thin turbidites sandstone formation in Soledad Field, Chicontepec Basin, Mexico*, ARMA, 44th US Rock Mec. Symp. And 5th US Canada Rock Mec. Symp., Salt Lake City, UT, USA.
- Silva, G., Rabe, C., Nunes, A.L., Garcia, J.R.E., Prasad, U. (2015). Development of a new correlation based on grain size distribution to estimate sandstone reservoir uniaxial compressive strength. *ISRM Congress 2015*, Montreal, Canada, p. 237
- Silva, G.A.F (2013). *Correlações dinâmico- estáticas de resistência de arenitos do reservatório de Chicontepec- México*, Dissertação de Mestrado, Programa de Engenharia civil- Geotecnia, COPPE/ UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro,