

Aspectos controladores do potencial selante de falhas: exemplo do Campo de Pilar, Bacia de Sergipe-Alagoas, Brasil

Controlling aspects of the sealing potential of faults: example of Pilar Field, Sergipe-Alagoas Basin, Brazil

Cláudio Borba | Luís Augusto Mascarenhas Aguiar | Walter Becker Maciel
Marcelo Soares de Almeida | Dorval Carvalho Dias Filho | Rogério Schiffer de Souza

resumo

O Campo de Pilar, localizado na Bacia de Sergipe-Alagoas, é um exemplo de acumulação de petróleo controlada por falhas, e foi escolhido para a realização de um estudo sobre o impacto das estruturas deformacionais nas reservas e produção de reservatórios de petróleo. O principal objetivo desse estudo foi definir quais são os fatores mais impactantes na quantificação do potencial selante das falhas que afetam os reservatórios siliciclásticos do campo. Os aspectos considerados foram: (1) história geológica; (2) a geometria das falhas; (3) a composição das litologias envolvidas na deformação e (4) o campo de tensões atual. Como resultado, foi obtido um modelo tridimensional dos planos de falha, mapas de potencial selante da principal falha controladora das acumulações com base no *Shale Gouge Ratio* (SGR) - razão de *gouge* - e a calibração desses mapas com dados de pressão. O estudo indicou que o conteúdo de argila das litologias envolvidas, a profundidade máxima de soterramento e o campo de tensões atual são os fatores que exercem maior influência nas propriedades selantes da falha objeto deste estudo. A geo-

metria da zona de falha e a história geológica da área também são fatores importantes.

(originais recebidos em 10.03.2004)

Palavras-chave: Campo de Pilar | falha selante | análise estrutural | campo de tensões

abstract

The Pilar Field, situated in the Sergipe-Alagoas Basin, is a good example of a fault-controlled oil and gas accumulation, and it is the objective of this paper to describe the factors that that impact on the quantification of the sealing potential of siliciclastic reservoirs of the Pilar Field with reference to geological history, fault geometry, lithological composition of strata and the in situ stress fields. The study draws from data derived from the 3D modeling of fault planes, sealing potential maps based on the Shale Gouge Ratio (SGR) and calibration with well pressure data. Conclusions show that most important factors include the quantity of shale in deformed sediments;

thickness, and the *in situ* stresses that influence the sealing properties of the Pilar faults. Additionally, the fault zone geometry and the local geological history are of secondary importance.

(expanded abstract available at the end of the paper)

Keywords: *Pilar Field | sealing fault | structural analysis | stress field*

introdução

Este trabalho sintetiza os resultados de um estudo realizado dentro de um dos projetos do Programa de Recuperação Avançada de Petróleo - Pravap, dirigido ao desenvolvimento da produção de petróleo sob incerteza. Devido à sua grande

complexidade estrutural e à disponibilidade de grande quantidade de dados de geologia e de produção, o Campo de Pilar, localizado na porção terrestre da Bacia de Sergipe-Alagoas, no nordeste do Brasil (fig. 1), foi escolhido como laboratório para estudar os aspectos geológicos ligados à deformação e seu impacto nas reservas de um campo de petróleo, em especial a análise e tratamento de incertezas relacionadas ao potencial selante de falhas em reservatórios siliciclásticos.

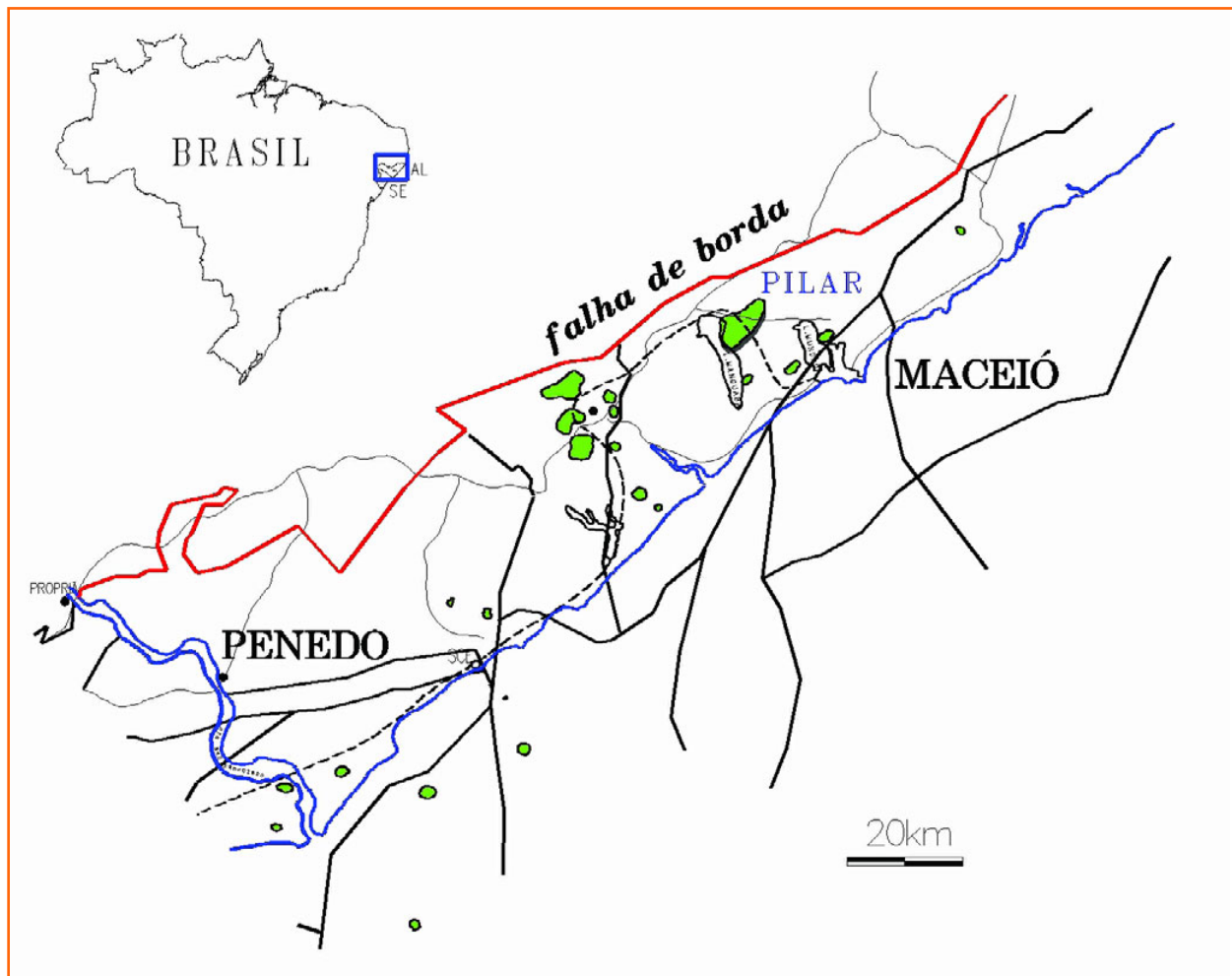
O objetivo do estudo foi investigar alguns parâmetros controladores do potencial selante de falhas, visando trazer subsídios ao tratamento e quantificação de incertezas em outros projetos de desenvolvimento de campos de petróleo na Petrobras. Procurou-se obter as seguintes informações relativas ao Campo de Pilar: a) quais são os principais controles do comportamento hidráulico das zonas de falhas; b) que processos

Figura 1

Mapa de localização do Campo de Pilar, na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Figure 1

Geographical situation of the Pilar Field, in the Sergipe-Alagoas Basin.



dominam o preenchimento de planos de falhas; c) quais são as relações quantitativas entre parâmetros litológicos e o potencial selante (por exemplo, razão entre a composição do *gouge* da falha e a coluna de hidrocarbonetos retida pela falha).

mecanismos controladores do potencial selante de falhas

Nos últimos anos, a caracterização de falhas nas etapas de descoberta, delimitação, desenvolvimento da produção e monitoramento da produção de campos de petróleo têm sido alvo de diversos trabalhos (Jey *et al.* 1993; Gibson, 1994; Knipe, 1997; Yielding *et al.* 1997, Sverdrup *et al.* 2003), ganhando importância também no Brasil, nos campos operados pela Petrobras (Borba, 1996; Maciel, 1997; Aguiar *et al.* 2002; Borba *et al.* 2004).

O comportamento selante ou não de uma falha é um tema bastante complexo, sujeito a muitas incertezas e dependente de vários fatores. Uma falha pode ter seu comportamento hidráulico variando ao longo do tempo e do espaço.

As quatro principais abordagens utilizadas na quantificação do potencial selante de falhas são: a) justaposição, parte do princípio que um reservatório permeável em contato por falha com outro igualmente permeável poderá transmitir fluido e pressão através da falha; b) *gouge* de falha, considera que a formação de uma rocha de falha (classificação segundo Fisher e Knipe, 1998) com seleção e granulometria diminuída formará uma zona de pressão capilar mais elevada e permeabilidade mais reduzida que permitirá selar uma determinada coluna de fluido, representando, portanto, uma restrição ao fluxo; c) cimentação/diagênese, considera as zonas de falha como sítios para a precipitação de cimentos, devido à percolação de fluidos ao longo da história geológica, favorecida pela tendência de incremento da permeabilidade vertical ao longo

de planos de cisalhamento; d) geomecânica, considera o campo de tensões atual, a pressão de fluidos, a reologia e a geometria de estruturas preexistentes. Assim, numa determinada área, falhas com uma direção poderiam selar, outras não.

Todos esses fatores podem atuar simultaneamente, dificultando a quantificação. Entretanto, um deles poderá predominar numa determinada área.

Tabor *et al.* (2003), integrando dados de vários campos de gás do Mar do Norte, sugerem que, no começo da evolução de uma zona de falha, o mecanismo de selo por justaposição parece predominar, evoluindo para o mecanismo de *gouge* de falha. Nos estágios mais maduros da evolução da bacia, em condições de elevado soterramento, os mecanismos de cataclasmamento de grãos e cimentação passam a dominar.

Outro aspecto importante ligado à história geológica é a variação do campo de tensões ao longo do tempo, fazendo com que falhas e fraturas originalmente abertas estejam hoje fechadas, e vice-versa.

Como potencial selante, entende-se a capacidade que a falha tem de reter um diferencial de pressão exercida por uma coluna de hidrocarbonetos. Esta pressão (Berg, 1975) é dada por:

$$P = (\rho_W - \rho_O).g.h$$

sendo ρ_W a densidade da água, ρ_O a densidade do óleo (ou gás), g a aceleração da gravidade e h a altura da coluna de hidrocarboneto. Quando a pressão P supera a pressão capilar da zona de falha, atinge a pressão de deslocamento, e o selo é rompido. A partir deste momento, a permeabilidade da zona de falha ganha importância no comportamento do reservatório (Sverdrup *et al.* 2003).

As propriedades selantes das falhas na escala de tempo de produção podem ser distintas das condições estáticas. Em situações dinâmicas, falhas não-selantes no tempo geológico podem constituir barreiras ao fluxo devido à baixa transmissibilidade do fluido através da zona de falha. O selo dinâmico é resultante da permeabilidade reduzida e da espessura da zona de falha. Com isso, zonas de falha podem ser

tratadas com redutores de transmissibilidade em simuladores de fluxo de reservatórios (Manzocchi *et al.* 1999).

geologia do Campo de Pilar

estratigrafia e reservatórios

Os reservatórios do Campo de Pilar estão distribuídos nas formações Coqueiro Seco, entre 500 m e 2 500 m de profundidade, e Penedo, entre 2 000 m e 3 500 m. A deposição se deu no Cretáceo Inferior, durante a fase rifte do desenvolvimento da Bacia de Sergipe-Alagoas.

A Formação Coqueiro Seco é caracterizada por intercalações de arenitos com folhelhos, depositados em ambiente de *braided delta* (Falcone, 1990). Os reservatórios atingem espessuras individuais de até 50 m. Podem-se distinguir seis ciclos de sedimentação, cada qual culminando com folhelhos transgressivos no topo. Apresentam porosidade média de 20% e permeabilidade de 100 mD. Na base da Formação Coqueiro Seco ocorre uma camada de arenito com cerca de 100 m, denominada Arenito Pilar, depositada em sistema de leques deltaicos, sendo um importante reservatório de gás do campo.

A Formação Penedo é predominantemente arenosa, de origem flúvio-eólica, contendo algumas intercalações de folhelhos contínuos que servem de capeadores para as acumulações de gás. A maior parte do gás está contida em reservatórios profundos, abaixo de 3 000 m de profundidade. A porosidade média é de 10%, podendo atingir 15% nas fácies eólicas, com permeabilidades médias de 30 mD.

estrutura

O modelo estrutural atualmente adotado para o campo foi concebido por Weidmann e Formoso (1987), posteriormente refinado por Borba *et al.* (2004). Estruturalmente, o campo é um anticlinal (*rollover*) relacionado ao sistema de falhas de borda da bacia, cujo ápice se apresenta intensamente cortado por um sistema de falhas conjugadas normais de direção NE-SW (figs. 2 e 3).

A interação entre a geometria das falhas e a geometria das camadas gera três tipos de trapas

no Campo de Pilar: a) acumulações de bloco alto contra a falha (as mais frequentes); b) acumulações de bloco baixo contra a falha, com as camadas mergulhando no mesmo sentido da falha; c) acumulações em ápices de dobramento (*rollovers*) no bloco baixo das falhas.

Além de serem responsáveis pelo trapeamento das acumulações e pela compartimentação do campo, as falhas têm influência na drenagem dos reservatórios, principalmente por constituírem barreiras internas de permeabilidade.

As falhas são observadas de três formas : (1) em sísmica 3D, desde que com rejeito acima da resolução vertical, que é da ordem de 30 m; (2) nos perfis dos poços, na forma de ausência de seção e (3) em perfis *dipmeter*, desde que com rejeitos maiores do que 15 m.

metodologia

escolha da falha para o estudo

Selecionou-se a **Falha 2** (figs. 2 e 3), considerada representativa e estratégica para o estudo. É a principal falha do campo, atingindo até 500 m de rejeito, sendo responsável pelo trapeamento de um grande número de acumulações de óleo e de gás em seu bloco alto. Apresenta boa definição na sísmica 3D, sendo atravessada por cerca de 40 poços, localizados na área principal de produção do campo. Existe grande quantidade de dados de pressão e de contatos entre fluidos nos reservatórios afetados, tornando-a um riquíssimo banco de dados.

dados utilizados

As informações utilizadas para o estudo foram: a) cubo sísmico 3D convertido em profundidade; b) horizontes sísmicos interpretados em profundidade; c) segmentos de falhas sísmicamente interpretados; d) superfícies assinaladas em poços (topos, bases e contatos entre fluidos); e) mapas de contorno estrutural do topo dos principais reservatórios envolvidos; f) dados de pressão original dos reservatórios trapeados pela falha (testes de

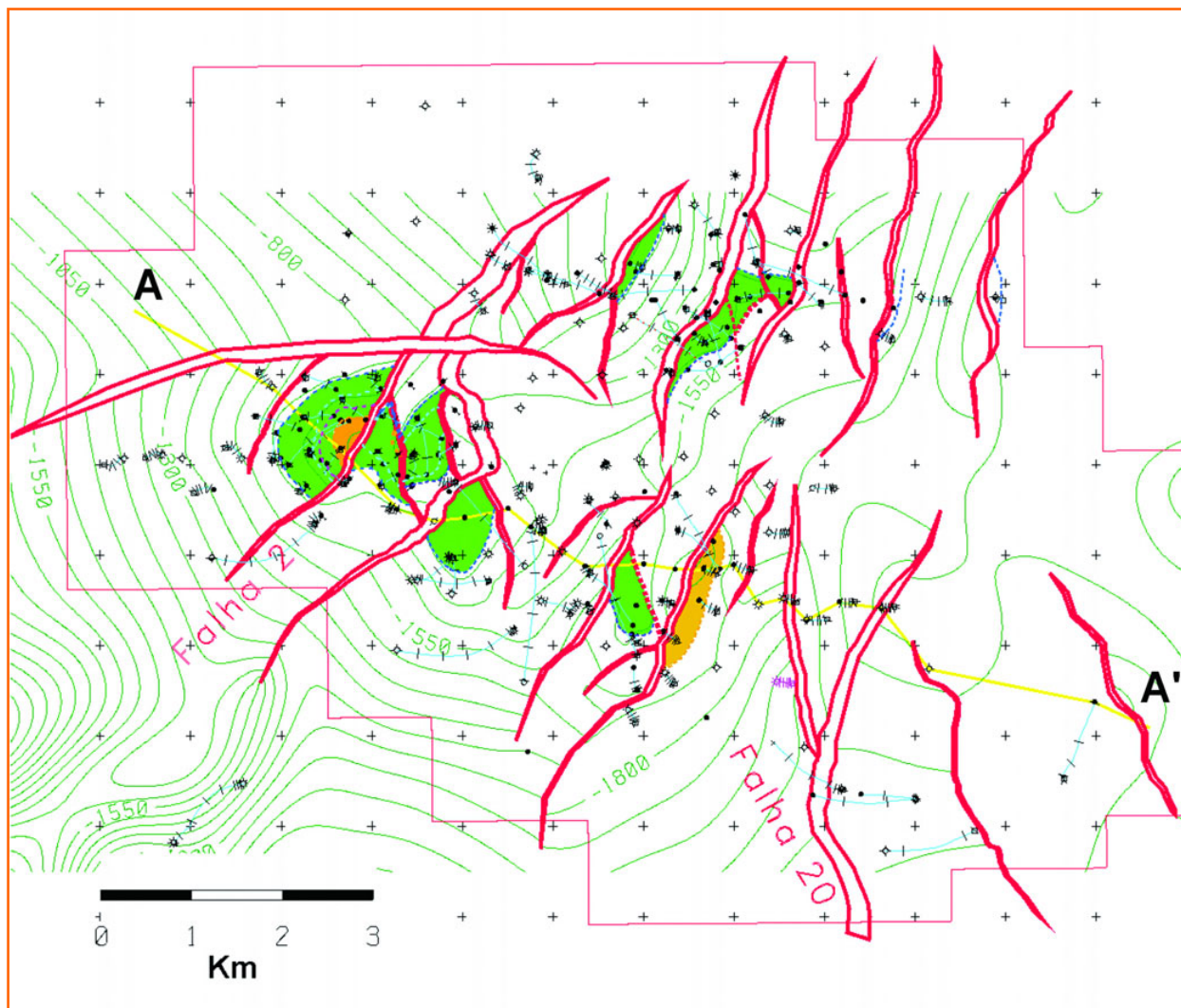


Figura 2

Mapa estrutural de um horizonte da Formação Coqueiro Seco, com a localização da Falha 2.

Figure 2

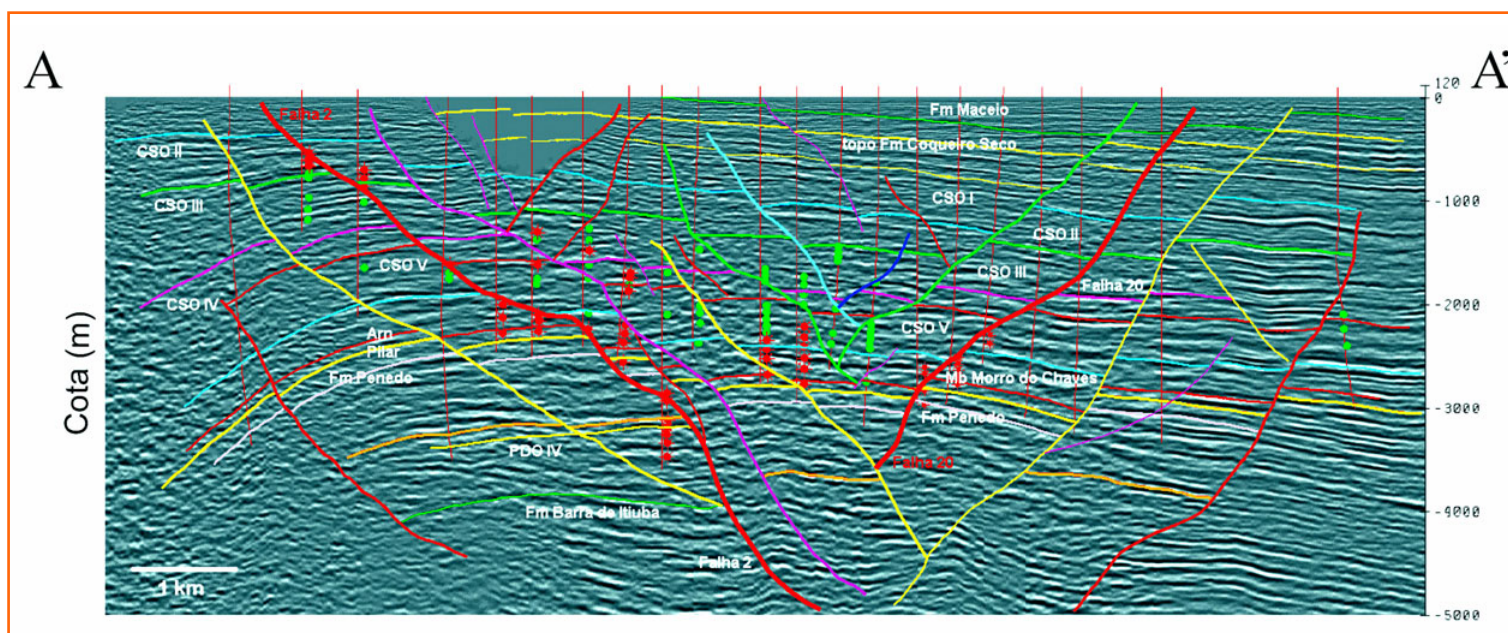
Structural map of a Coqueiro Seco Formation zone showing the position of Fault 2.

Figura 3

Seção sísmica arbitrária do Campo de Pilar (localização na figura anterior), mostrando a Falha 2 e as acumulações de óleo (círculos em verde) e gás (em laranja).

Figure 3

Arbitrary seismic section through the Pilar Field (see geographical situation in the previous figure), showing Fault 2 and oil (circles in green) and gas (in orange) accumulations.



formação a cabo e a poço revestido); g) curvas de argilosidade (Vsh), calculadas a partir de perfis de raios-gama dos poços selecionados para o projeto (poços que atravessam as zonas de falha ou situados nas proximidades); h) testemunhos de dois poços que atravessaram a zona de falha.

abordagem

A abordagem utilizada neste projeto, já descrita em outro trabalho (Aguiar *et al.* 2002), parte de um modelo geométrico detalhado do plano de falha, da modelagem das superfícies estratigráficas e das propriedades litológicas dos estratos envolvidos na deformação, considerando também a história de soterramento das rochas e o campo de tensões atual, com o intuito de prever a capacidade selante da falha. Neste caso, por se tratar de um campo de petróleo já desenvolvido e com histórico de produção, pôde-se calibrar, com dados de campo, os parâmetros que controlam o potencial selante.

algoritmo *Shale Gouge Ratio* (SGR)

O algoritmo utilizado para abordar o impacto das litologias envolvidas na deformação, particularmente do conteúdo de argila, foi o *Shale Gouge Ratio* (SGR) ou razão de *gouge*, definido por Yielding *et al.* (1997) e Fristard *et al.* (1997) como a quantidade de argila presente na zona de falha, que é calculada a partir do conteúdo de argila médio dos estratos siliciclásticos adjacentes à falha, da distribuição de rejeitos da falha e das espessuras das unidades estratigráficas envolvidas, conforme a equação abaixo:

$$SGR = \Sigma (Vsh \cdot \Delta z) / t \cdot 100\%$$

onde Vsh é a argilosidade média de um dado intervalo Δz , e t é o rejeito vertical da falha.

Assume-se que o material incorporado no plano de falha seja resultado do processo mecânico da falha, e que ocorre na mesma proporção em que ele existe na rocha sã das paredes da falha. Este algoritmo permite determinar empiricamente o grau de correlação entre a coluna de hidrocarboneto trapeada e a composição de uma zona

de falha (Bretan *et al.* 2003), já que o *gouge* propicia a formação de uma zona de elevada pressão capilar, se comparada com a rocha-reservatório não deformada.

Esta correlação pode variar conforme a área, e mesmo ao longo de um plano de falha, e pode ser influenciada pela história geológica das rochas envolvidas na deformação.

Para a calibração do potencial selante da Falha 2 foram utilizados dados de pressão original dos reservatórios envolvidos.

estudo do potencial selante

Este estudo envolveu as seguintes etapas:

história geológica da área

A história geológica, especialmente a relação entre a idade dos estratos sedimentares e a deformação, influi nas propriedades da zona de falha. O produto da deformação de uma rocha pouco consolidada será bem diferente daquele em uma rocha já litificada, situada em profundidades elevadas. Observou-se que as falhas sinsedimentares, de idade Jiquiá (Barremiano/Aptiano), apresentam produtos que caracterizam uma deformação menos rígida, *gouge* mais argiloso e com maior continuidade via falha em relação às falhas pós-deposicionais, de idade Alagoas (Aptiano).

A história de soterramento da área é apresentada na figura 4. Para a construção da curva de soterramento foram utilizados os seguintes dados: a) topos das unidades estratigráficas envolvidas, inclusive a estimativa de profundidade do embasamento; b) idades absolutas; c) estimativa de erosão e litologias ausentes; d) início e duração da fase rifte; e) reflectância de vitrinita; e f) análises de isótopos de oxigênio ($\delta^{18}O$).

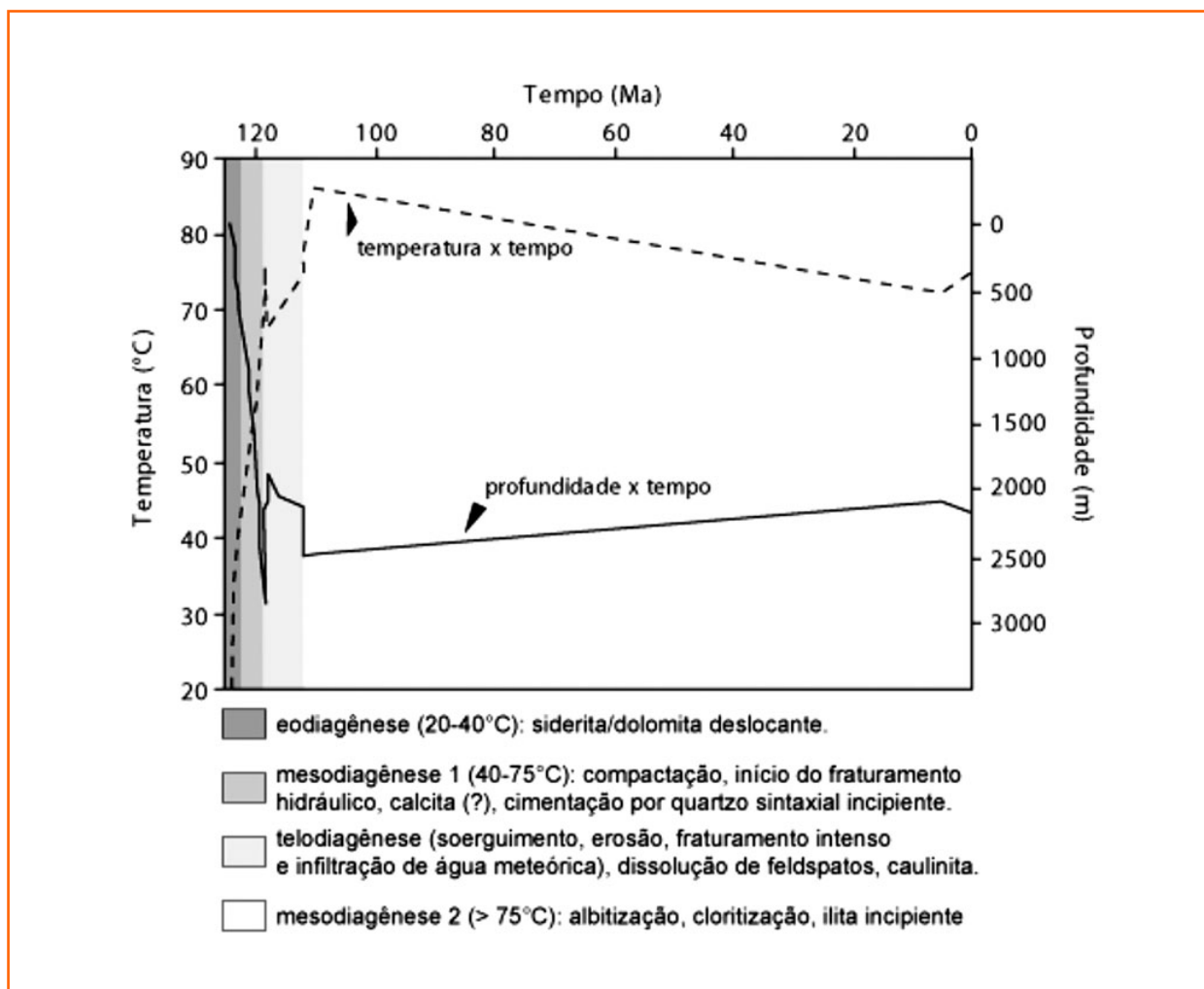
A curva de soterramento mostra que os reservatórios de idade Jiquiá e mais antigos (>120 Ma) foram submetidos a uma rápida subsidência nos primeiros 10 Ma, atingindo uma profundidade máxima de 2 800 m e temperaturas entre 75-80 °C. Foram constatados processos de eodiagênese nos primeiros 600 m (20-40 °C), com precipita-

Figura 4

Gráfico da história de soterramento dos estratos do Campo de Pilar.

Figure 4

Burial history of the Pilar Field strata.



ção de cimentos carbonáticos de dolomita e siderita, e mesodiagênese de 600 m a 2 800 m (40-75 °C), onde foram importantes os processos de compactação mecânica, fraturamento incipiente, precipitação de calcita e início da cimentação por quartzo.

Em torno de 118 Ma a bacia foi soerguida, e cerca de 1 000 m de espessura de sedimentos foram erodidos. Durante este evento tectônico pode ter ocorrido a fase principal de fraturamento e também infiltração de água meteórica, o que causou a dissolução de feldspatos, caulinitização de grãos e precipitação de caulinita nos poros como cimento (telodiagênese). Seguiu-se mais um período de subsidência, e o reservatório modelado manteve-se a profundidades superiores a 2 000 m e temperaturas maiores do que 70 °C. Durante esse longo período de tempo (mesodiagênese 2), que durou cerca de 110 Ma, ocorreram as fases principais de cimentação por quartzo, albitização

de feldspatos e cloritização/ilitização de argilo-minerais. Falcone (1990) apresenta uma descrição bastante detalhada sobre os produtos da sedimentação e diagênese das rochas-reservatório da Formação Coqueiro Seco no Campo de Pilar.

rochas de falha

Dois poços analisados do Campo de Pilar dispõem de testemunhos que atravessaram a zona da Falha 2, e que mostraram feições deformacionais nas rochas-reservatório. Algumas estruturas observadas, que têm impacto nas propriedades selantes da zona de falha, são descritas a seguir.

aspectos geométricos na escala de testemunho

Na escala de testemunho são observadas, com detalhe, estruturas geometricamente similares à grande escala (interpretação sísmica), como bifur-

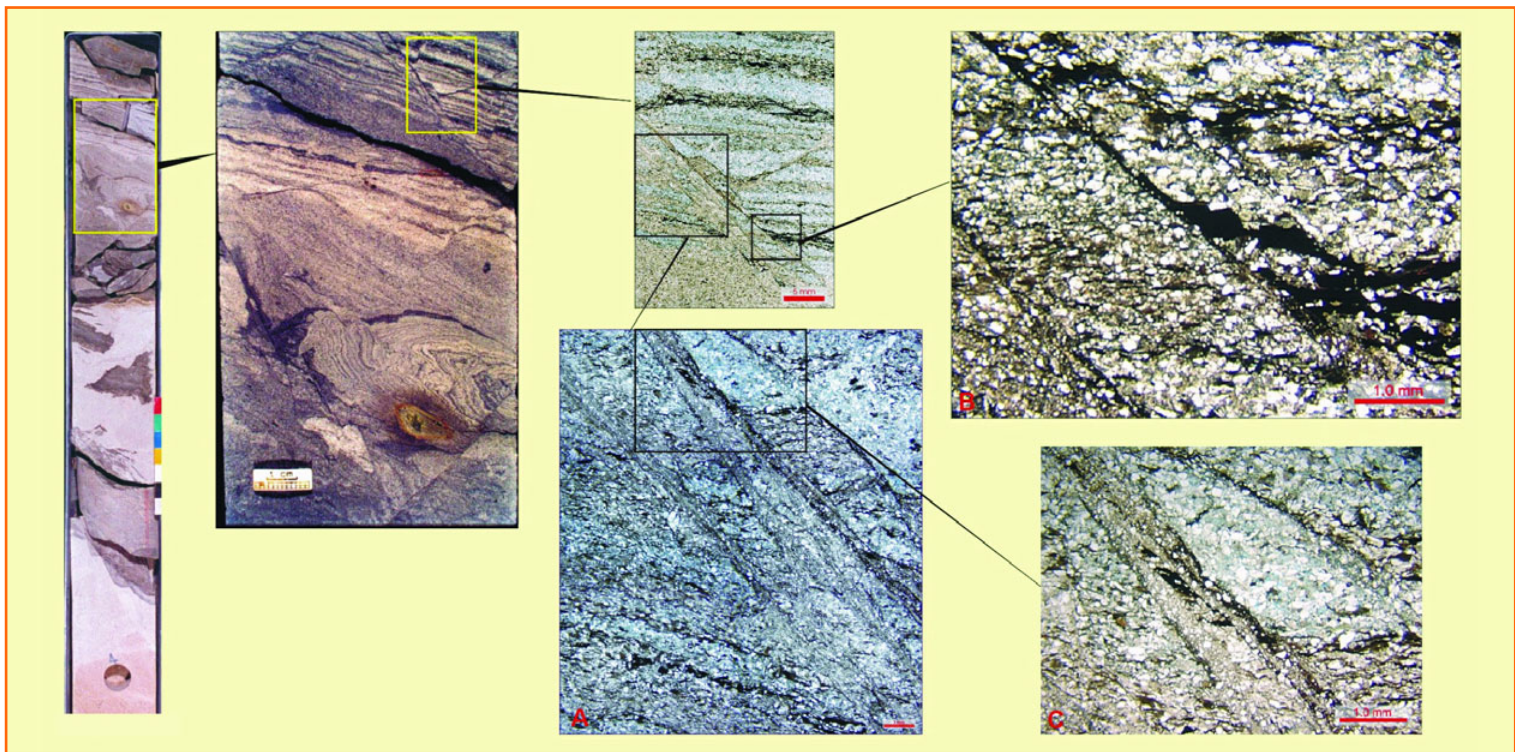


Figura 5

Complexidade das zonas de falha na escala de testemunho: zonas de falhas paralelas, na realidade amostragem parcial de um *horse*.

Figure 5

Fault zone complexity observed in core scale: parallel fault zones, interpreted as the partial sampling of a horse block.

cações e *horses* (fig. 5), mostrando toda a complexidade de uma zona de falha. Esta complexidade também ocorre na escala de campo, mas é de difícil imageamento devido à limitação da resolução sísmica.

Outro importante aspecto geométrico são as feições de crescimento junto à falha (figs. 6 e 7), o que permite associá-la com pelo menos duas fases de deformação na área, uma primeira de idade Jiquiá (sinsedimentar) e outra de idade Alagoas, sem crescimento, pós deposicional em relação à Formação Coqueiro Seco, corroborando interpretações anteriores (Weidmann e Formoso, 1987).

processos deformacionais nas rochas de falha

No Campo de Pilar, foram observados, em lâminas delgadas, quatro processos deformacionais, todos responsáveis pela diminuição de porosidade e permeabilidade.

O primeiro é a **fragmentação dos grãos**, processo que origina as bandas de deformação (Aydin, 1978), sendo percebida uma diminuição do grau de fragmentação dos grãos à medida que cresce a distância do plano de falha (fig. 8). Associada à fragmentação ocorre a dissolução de feldspatos e a recristalização de albita, caulinita, clorita e pirita. A

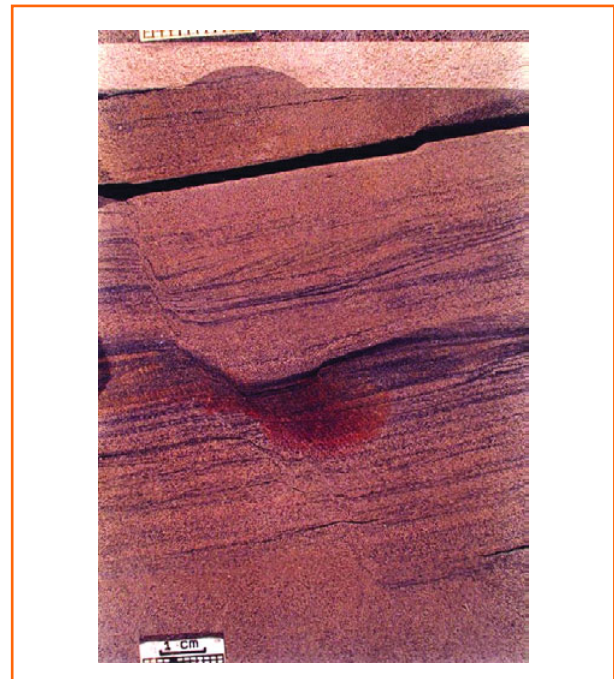


Figura 6 – Falha da fase Jiquiá, com crescimento de seção, *drag* normal, e falha conjugada. Destaque para a continuidade da camada mais argilosa ao longo do plano de falha (*clay smear*).

*Figure 6 – Fault of Jiquiá age, showing sedimentary growth, normal drag and conjugate fault systems. It is possible to observe the continuity of clay lamination along fault plane (*clay smear*).*

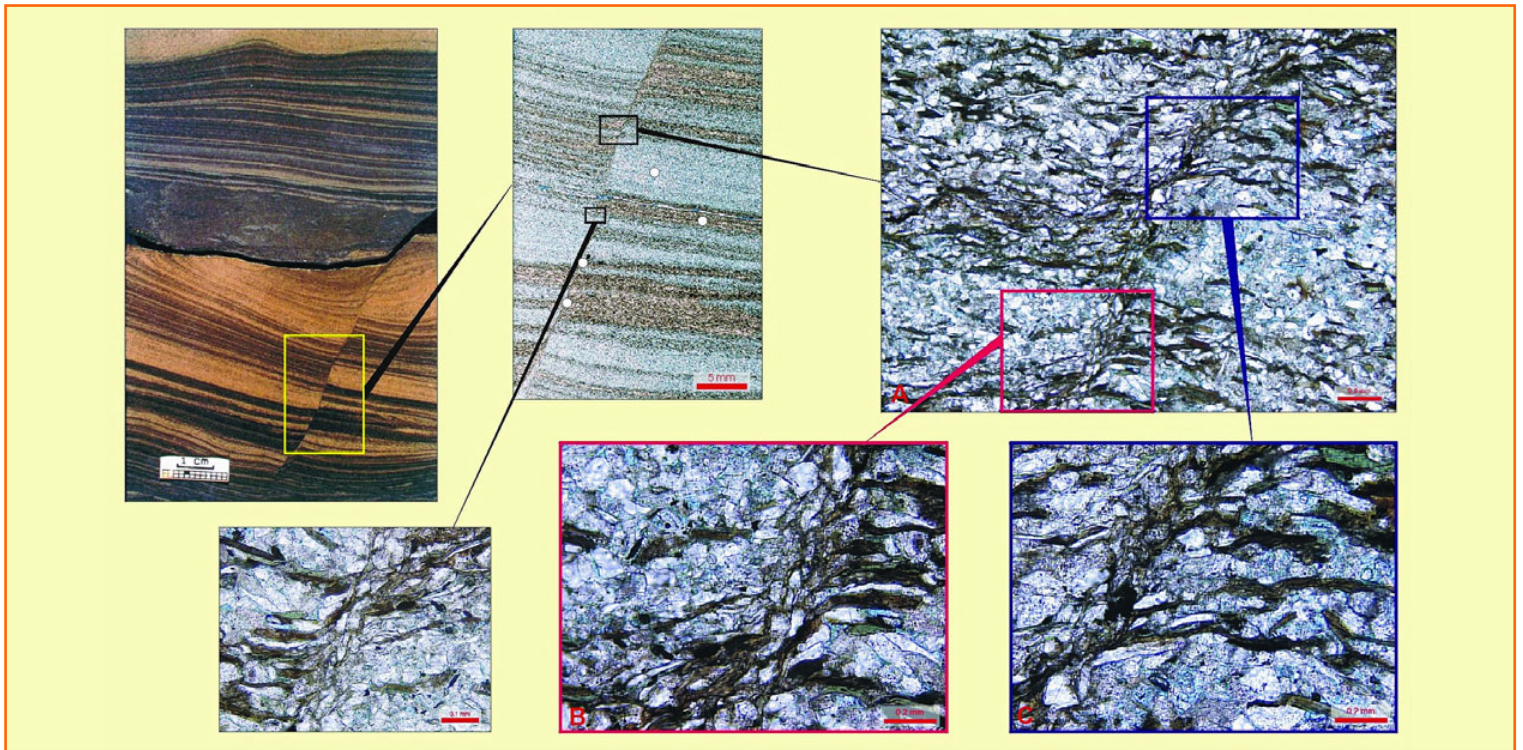


Figura 7

Falha pós-deposicional (Alagoas), com pouco drag e alinhamento de filossilicatos ao longo do plano de falha.

Figure 7

Post-depositional (Alagoas age) fault that presents a slight drag and phyllosilicate alignment along the fault plane.

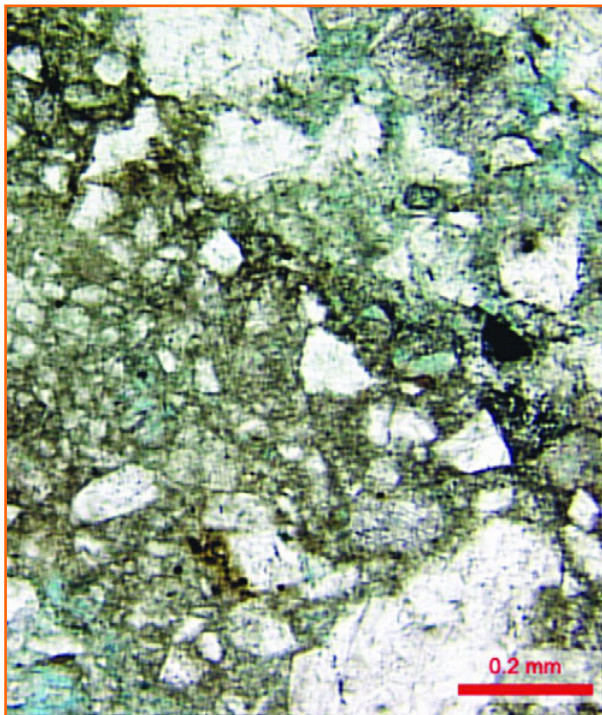


Figura 8 – Banda de deformação produzida pela fragmentação de grãos. Notar a redução de porosidade (representada em azul) na zona de falha de um horse.

Figure 8 – Deformation band formed due to the grain fragmentation. See the porosity reduction in the fault zone (porosity displayed in blue).

dissolução de feldspatos indica percolação de fluidos posterior ao falhamento. Este processo é muito similar ao descrito por Magnavita (2000) em afloramentos de arenitos do Cretáceo das bacias do Recôncavo e Tucano.

O segundo processo, **cimentação**, é intensamente observado em fraturas associadas à falha, preenchidas com dolomita e calcita. As estruturas deformacionais associadas à rocha de falha estão mascaradas pela diagênese. Na figura 9, as fraturas são associadas geneticamente ao ápice da estrutura dômica, junto ao bloco alto da Falha 2, onde o campo de tensões da época da deformação possibilitou a formação de fraturas de tração.

No terceiro, **reorientação dos filossilicatos** (fig. 7), é observada uma tendência de alinhamento dos grãos micáceos ao longo dos planos de falha (*filossilicate smear*), numa analogia na escala menor com as camadas de folhelhos alinhados no plano de falha (*shale smear*). Estas feições são observadas tanto nas falhas sinsedimentares (Jiquiá) quanto nas pós-deposicionais (Alagoas), embora com menor intensidade nestas últimas.

Por último, o **esmagamento de fragmentos de rocha**, principalmente de intraclastos de folhelho, com a geração de pseudomatriz. Este proces-

Figura 9

Fraturas de tração associadas ao dobramento junto à falha, preenchidas por calcita e dolomita. A intensa cimentação da zona de falha oblitera estruturas deformacionais anteriores.

Figure 9

Extensional fractures associated with the folding closure of the fault, filled with calcite and dolomite. The heavy cementation of fault zone hides previous deformational structures.



so, se disseminado, pode ser responsável pela obliteração da porosidade e permeabilidade.

calibração de argilosidade com difratometria de raios X

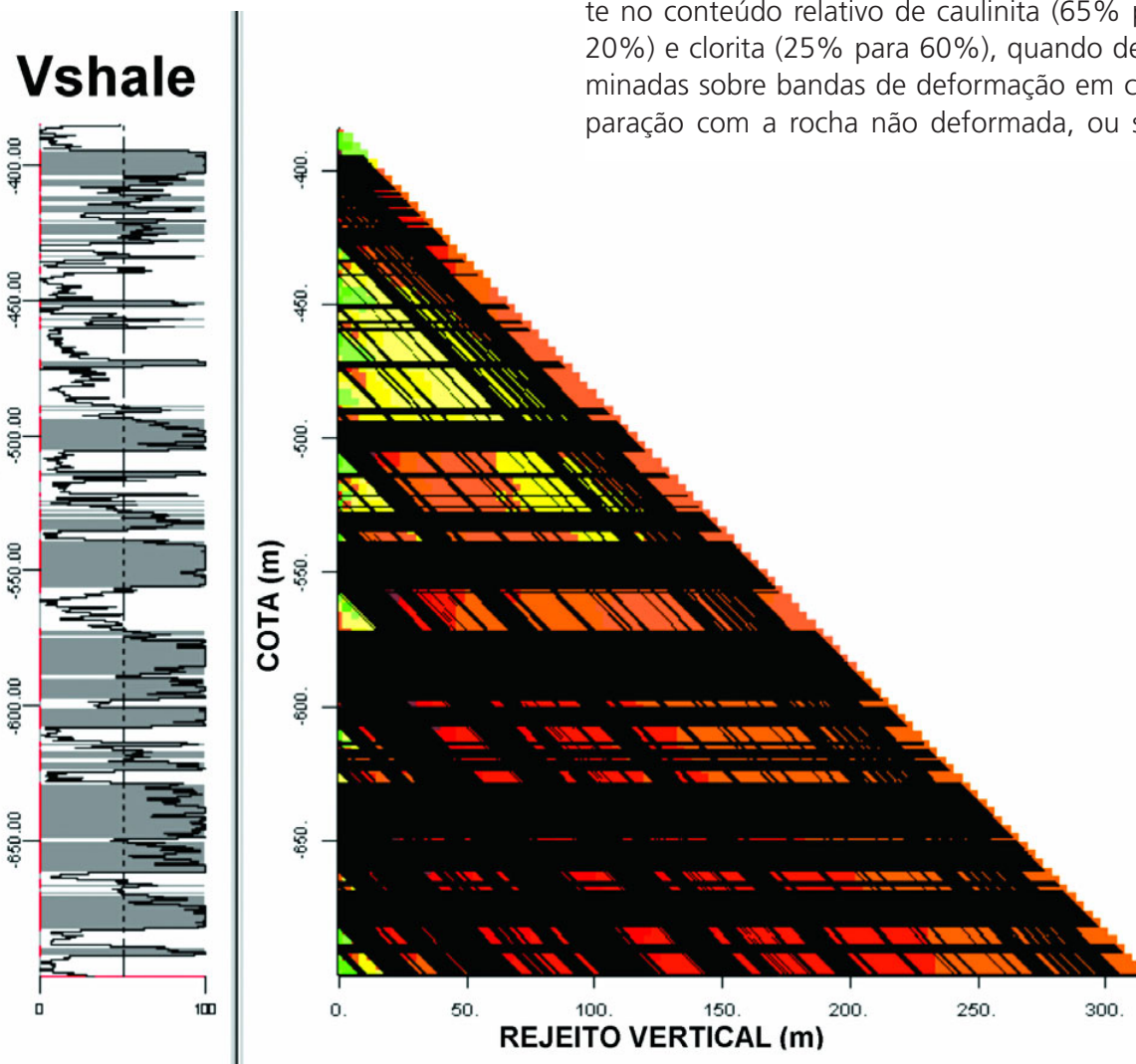
Foram realizadas análises semi-quantitativas de difratometria de raios X (DRX) para mineralogia total e de argila (fração < 2micra) em duas amostras de testemunhos de um poço que atravessou a Falha 2. Ambas as amostras analisadas foram coletadas a 938,25 m, em arenitos, sendo uma no interior da banda de deformação (mimetizando amostra de plano de falha), e outra na camada sem deformação, na rocha sã. O resultado da análise mostrou que as amostras de arenitos possuem como principais componentes de argilominerais a clorita, caulinita e illita. Observaram-se modificações significativas, principalmente no conteúdo relativo de caulinita (65% para 20%) e clorita (25% para 60%), quando determinadas sobre bandas de deformação em comparação com a rocha não deformada, ou seja,

Figura 10

Diagrama triangular para um intervalo da Formação Coqueiro Seco. As cores mais escuras, indicativas de maiores valores de SGR, ou seja, maior probabilidade de presença de selo nas justaposições arenito-arenito. Em preto, o selo é devido à justaposição arenito-folhelho.

Figure 10

Triangle plot for one interval of Coqueiro Seco Formation. Darker colours indicate higher values of SGR that means a higher probability for seal in sandstone on sandstone juxtaposition. In black, the juxtaposition sandstone-shale provides the seal.



ocorre enriquecimento em clorita e um empobrecimento de caulinita no plano de falha.

uso do diagrama triangular

O diagrama triangular (Knipe, 1997; Maciel, 1997) faz uma análise rápida, unidimensional, com base na curva de argilosidade de um dado poço e na variação de rejeito da falha (fig. 10), calculando o valor de *Shale Gouge Ratio* para diversas combinações de composição da rocha e rejeito local da falha. É uma ferramenta interessante para uma estimativa inicial do potencial selante de uma zona de falha situada nas adjacências de um poço. Esta abordagem é especialmente útil na fase exploratória ou na fase inicial de desenvolvimento de uma área. Observa-se, na figura 10, que uma situação de falha com rejeito de até 50 m tem baixo potencial selante para os reservatórios em profundidades em torno de 450 m. Este método é recomendado para áreas com baixa complexidade estratigráfica no que tange à organização dos estratos, como ocorre no Campo de Pilar, e contra-indicado para áreas com variações bruscas de li-

tologia, como, por exemplo, uma seqüência pelítica recortada por canais arenosos.

modelagem 3D de planos de falha

aspectos geométricos

A partir dos horizontes sísmicos rastreados e dos planos de falha interpretados, foi possível criar um modelo tridimensional para a Falha 2. O padrão geométrico apresentado na figura 11 se repete nas várias escalas (de campo de petróleo, de bloco e até de amostras de testemunho), num padrão fractal típico de população de falhas (Borba, 1996).

São observadas importantes feições geométricas relacionadas à propagação das falhas, que podem ter grande impacto na interpretação geológica de uma área, na distribuição das acumulações e até mesmo na drenagem do reservatório. Alguns aspectos importantes estão ligados à ramificação de falhas. A segmentação de planos de falha, através de padrões de revezamento (*relays*), bifurcações e estruturas lenticulares (*horses*), tem sido am-

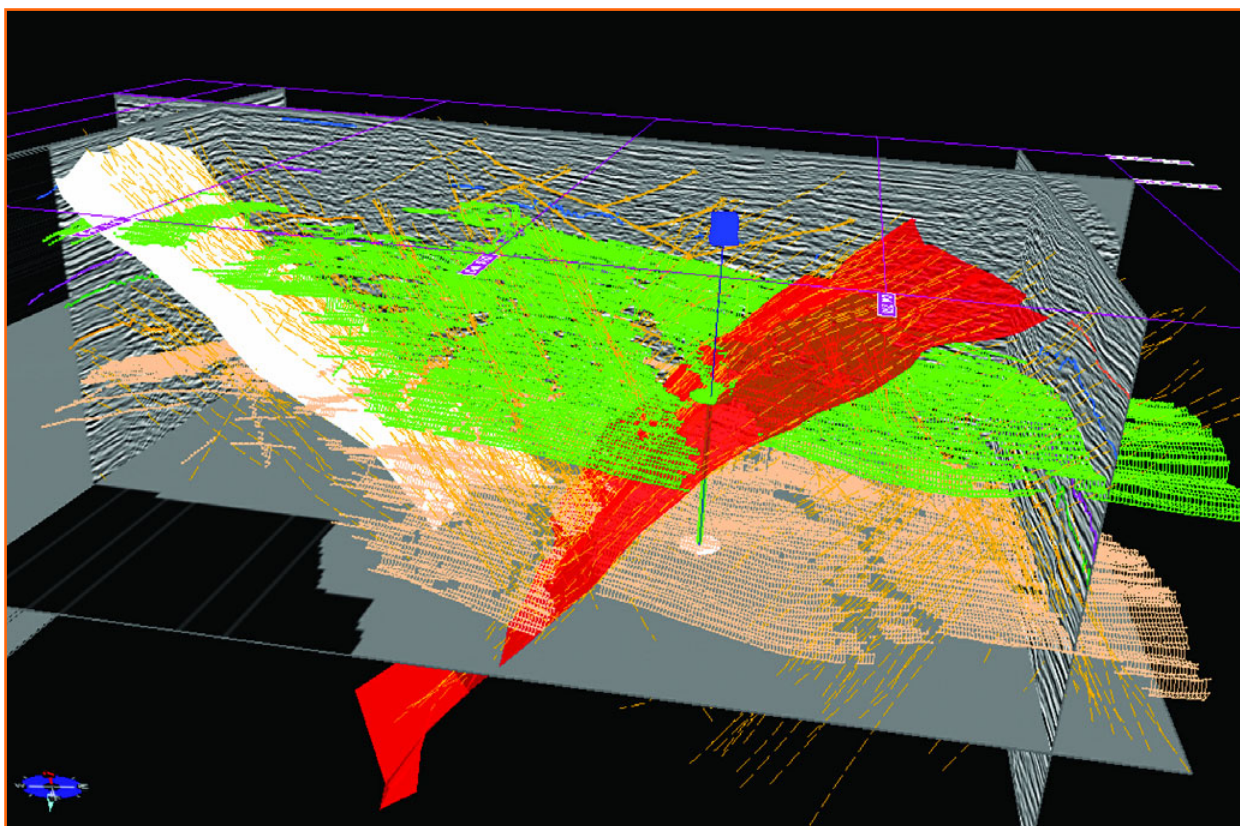


Figura 11

Modelagem 3D da Falha 2 (cor branca). Notar os padrões de bifurcação e *relay* na área da falha conjugada (cor vermelha).

Figure 11

3D modeling of Fault 2 (in white). Branching and relay patterns can be seen at the Fault 20 area (in red).

plamente observada no Campo de Pilar nas diferentes escalas (figs. 3 e 11).

Estas estruturas tridimensionais têm sido bastante discutidas na literatura, como em Marchal *et al.* (1998), sendo o resultado espacial da evolução das falhas no tempo. A identificação dessas estruturas depende da escala de observação, ou seja, da resolução. Assim, uma falha interpretada como um único plano, na realidade pode ser constituída de dois ou mais planos subparalelos. Isto pode gerar incertezas na conectividade hidráulica de blocos do reservatório. Uma falha interpretada em sísmica, com rejeito de 50 m, pode ser na realidade uma zona composta de duas falhas com 25 m de rejeito cada. Se essas falhas estiverem dispostas em *relay*, o reservatório, nos dois blocos, pode estar conectado através da rampa.

diagrama de deslocamento para a Falha 2

O diagrama de deslocamento (*displacement diagram*) representa a distribuição de iso-rejeitos no plano da falha, constituindo uma excelente referência ao intérprete no controle de qualidade da interpretação. Como característica principal, para um plano de falha ou porção do plano de falha que não é afetado por falhas transversais ou subparalelas, o diagrama formado pelos polígonos dos blocos alto e baixo da falha produz uma feição semelhante a uma elipse (Walsh e Watterson, 1991), com deslocamentos máximos no centro da elipse, diminuindo para zero nas bordas (terminação subsísmica das falhas). O diagrama de deslocamento para a porção da Falha 2 na parte basal da Formação Coqueiro Seco e Formação Penedo (fig. 12) mostra que o rejeito atinge 500 m no centro da elipse, possível ponto de iniciação da propagação da falha.

diagrama de justaposição para a Falha 2

Os diagramas de justaposição permitem visualizar, lateral e verticalmente, os contatos entre as unidades nos blocos alto e baixo, ao longo do plano de falha, ou seja, mostra quais unidades estão frente a frente no plano de falha. Na figura 13 apresenta-se a distribuição de diversos reservatórios deltaicos da Formação Coqueiro Seco ao longo da Falha 2, muitas vezes

com a justaposição arenito-arenito pela falha selante, indicando que outros mecanismos, além da simples justaposição reservatório/não-reservatório, devem atuar no comportamento selante da falha. Para este caso, a composição do *gouge* da falha mostrou ser um importante fator no controle das acumulações.

Na figura 14 apresenta-se um diagrama de justaposição do Arenito Pilar, um dos principais reservatórios produtores de gás do campo, ao longo da Falha 2. Observa-se a distribuição de acumulações de óleo e gás no bloco alto.

resultados da quantificação do potencial selante

Um dos principais resultados do estudo foi o diagrama de distribuição tridimensional de *Shale Gouge Ratio* ao longo do plano da falha. Este tipo de mapa, bastante útil no gerenciamento de reservatórios compartimentados e na exploração, mostra que uma falha pode ter suas propriedades hidráulicas variando espacialmente, podendo ser selante em alguns locais e não-selante em outros. No exemplo da figura 15, para os estratos ao nível do Arenito Pilar, comparando-se com a figura 14, observa-se ótima correlação entre as acumulações de óleo e gás no bloco alto, com altos valores de argilosidade. Inversões estruturais dos estratos deste intervalo no bloco baixo da falha possuem baixos valores relativos de argilosidade predita.

calibração com dados de pressão

Diversos reservatórios das formações Penedo e Coqueiro Seco trapeados pela Falha 2 apresentam dados de pressão original oriundos de testes de formação a cabo e a poço revestido, antes do início da entrada em produção.

Para a determinação do diferencial de pressão através do plano de falha considerou-se um sistema de um único aquífero, sendo que o bloco baixo de falha é preenchido apenas por água, conforme observado no campo. Como cada acumulação possui contatos independentes entre fluidos, determinou-se a pressão no nível dos diferentes contatos

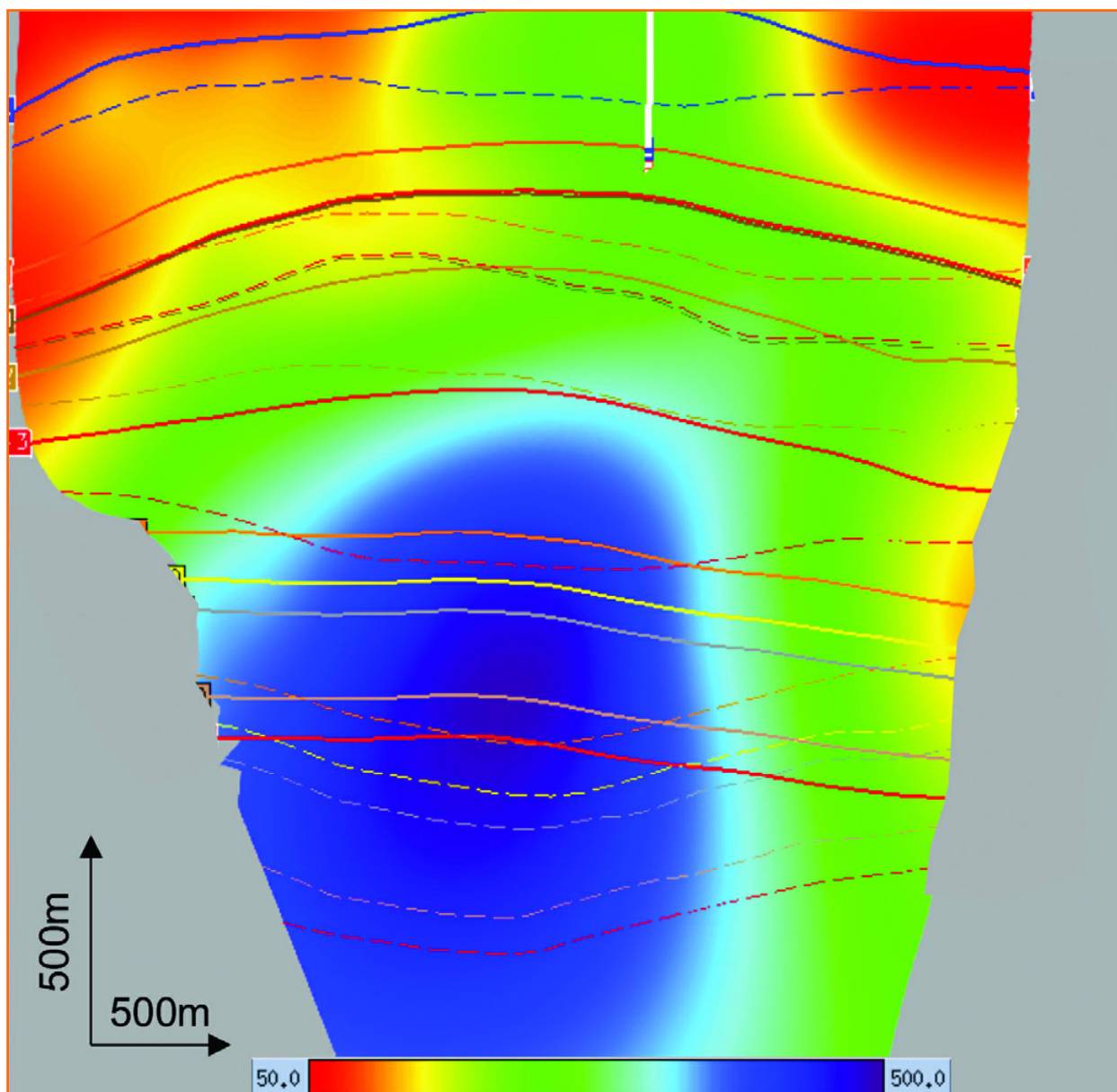


Figura 12

Diagrama de deslocamento para a Falha 2 na base da Formação Coqueiro Seco e topo da Formação Penedo.

Figure 12

Displacement diagram for the Fault 2 at the bottom of Coqueiro Seco Formation and at the top of the Penedo Formation.

entre fluidos, a partir de correlações pressão *versus* profundidade disponíveis para a área (fig. 16).

Na figura 17 mostra-se um diagrama de diferença de pressão para o reservatório Arenito Pilar. Observa-se uma anomalia de diferença de pressão à altura da acumulação, com valores mínimos na base e máximos no topo da estrutura. O gráfico de calibração de *Shale Gouge Ratio versus* diferencial de pressão (dP) ao longo da Falha 2, para o Arenito Pilar, pode ser observado na figura 18. O resultado do gráfico da nuvem de pontos do reservatório Arenito Pilar resultou numa feição com assinatura bem definida, e que mostra boa correlação direta

entre a argilosidade e o diferencial de pressão na falha (envoltória dada pela reta em preto, na figura 18). Esse gráfico pode ser utilizado na estimativa da altura máxima de coluna de hidrocarbonetos retida pela falha, conhecendo-se a densidade dos fluidos envolvidos. Em relação à correlação global indicada pela reta azul na figura 18, elaborada com dados obtidos de diversas bacias (Yielding, 2002), os diferenciais de pressão são inferiores aos esperados para os valores de argilosidade calculados.

Na figura 19 apresenta-se o gráfico global de correlação de argilosidade predita no plano da Falha 2 *versus* diferencial de pressão para os mais de

Figura 13

Diagrama de justaposição de um conjunto de reservatórios intercalados da Formação Coqueiro Seco, ao longo do plano de falha. Reservatórios de óleo no bloco alto em cor verde, gás no bloco alto em vermelho, e reservatórios com água no bloco baixo em amarelo.

Figure 13

Juxtaposition diagram for a set of intercalated reservoirs of the Coqueiro Seco Formation, along the fault plane. Oil bearing reservoirs in the footwall are displayed in green, gas reservoirs in footwall in red, and water reservoirs in hanging wall in yellow.

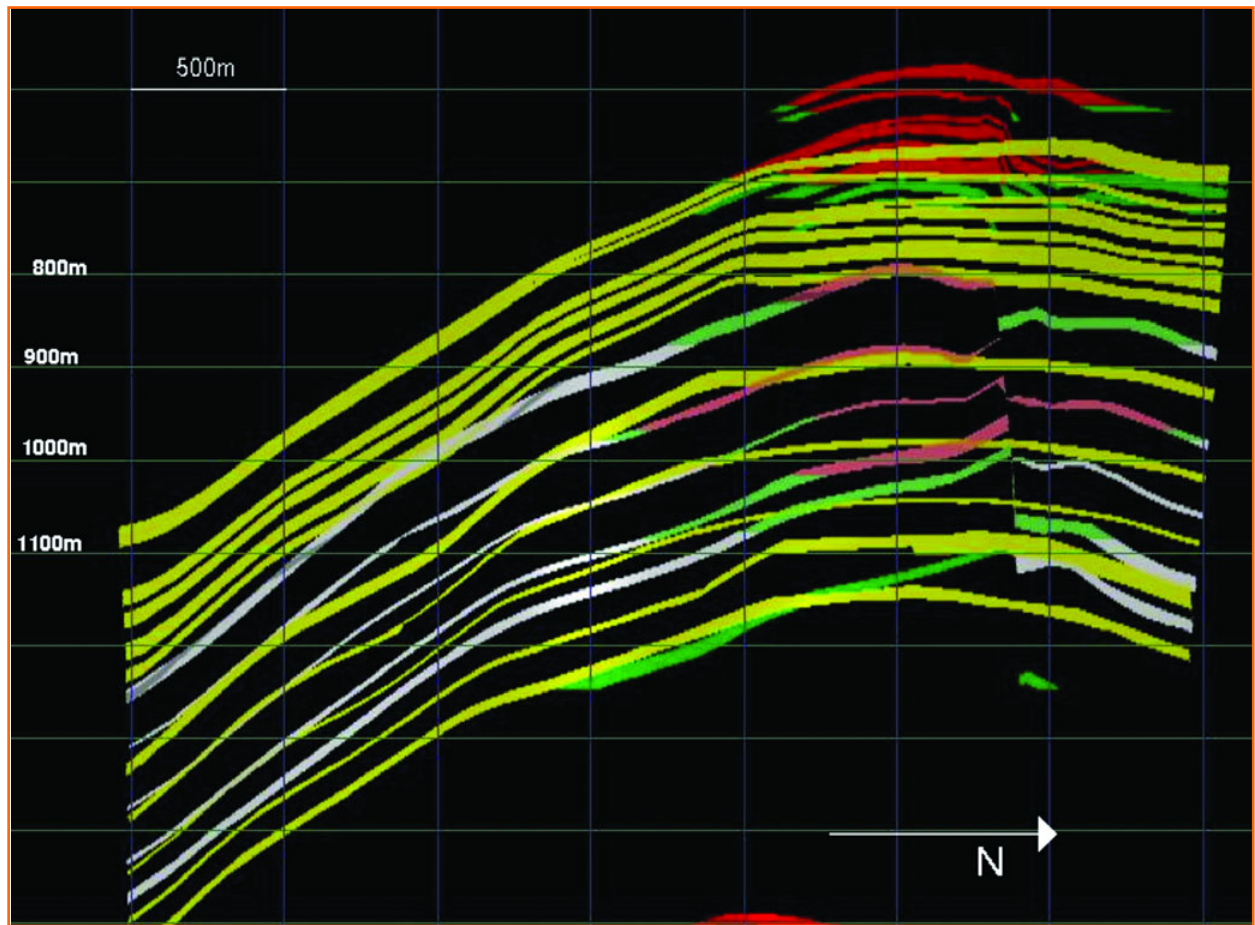
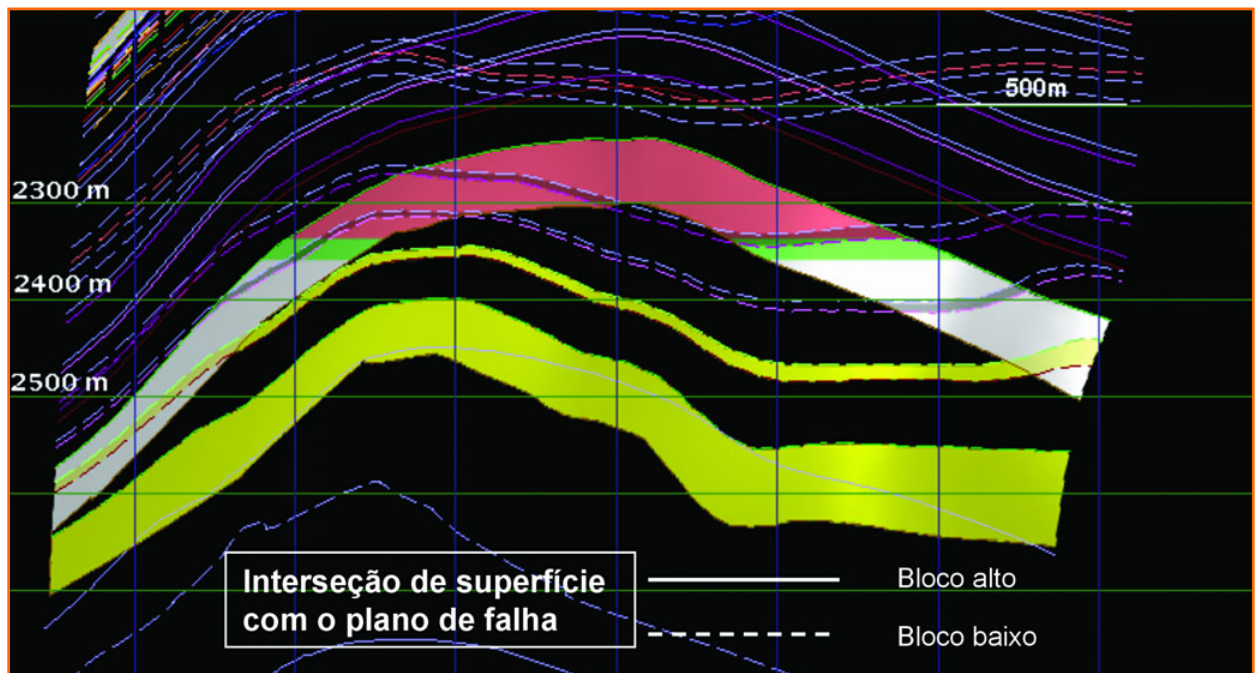


Figura 14

Diagrama de justaposição para o Arenito Pilar. Reservatórios de óleo no bloco alto em cor verde, gás no bloco alto em vermelho, e reservatórios com água no bloco baixo em amarelo.

Figure 14

Juxtaposition diagram for Pilar sandstone. Oil bearing reservoirs in footwall are displayed in green, gas reservoirs in footwall in red, and water reservoirs in hanging wall in yellow.



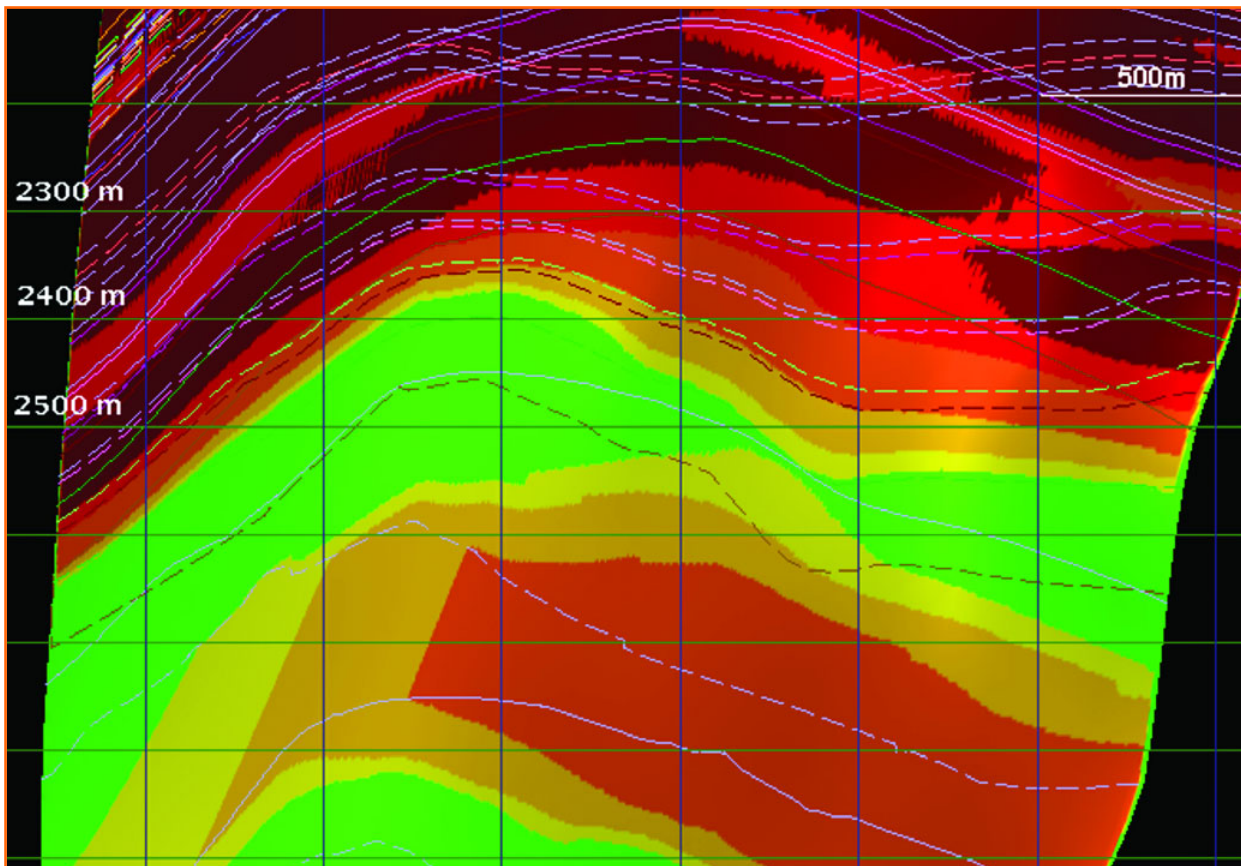


Figura 15

Distribuição de SGR para o Arenito Pilar ao longo da Falha 2. Em vermelho, os valores mais elevados de SGR.

Figure 15

SGR Distribution for Pilar sandstone along Fault 2. In red, the higher SGR values.

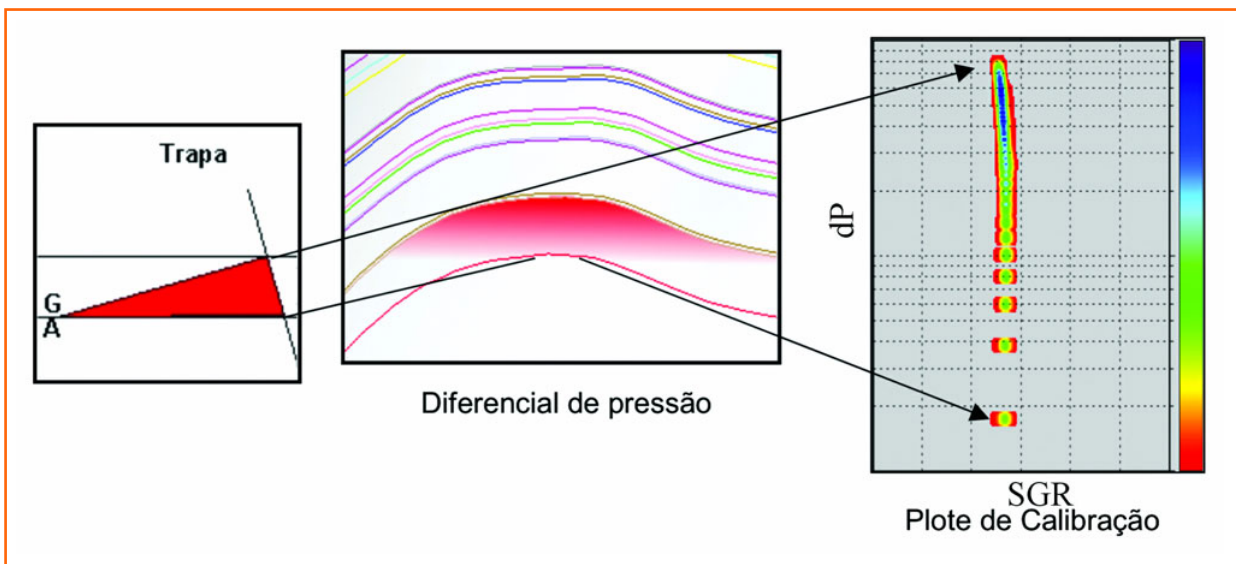


Figura 16

Exemplo de diagrama de calibração de pressão de fluidos.

Figure 16

Example of calibration of fluid pressures.

50 reservatórios analisados das formações Coqueiro Seco e Penedo. O gráfico concentra dados de várias profundidades, por exemplo, mostrando a resposta de dados da Formação Penedo soterrados a profundidades maiores do que 3 000 m. O resultado dessa análise foi comparado à curva de calibração global, sendo identificadas três situações (fig. 19):

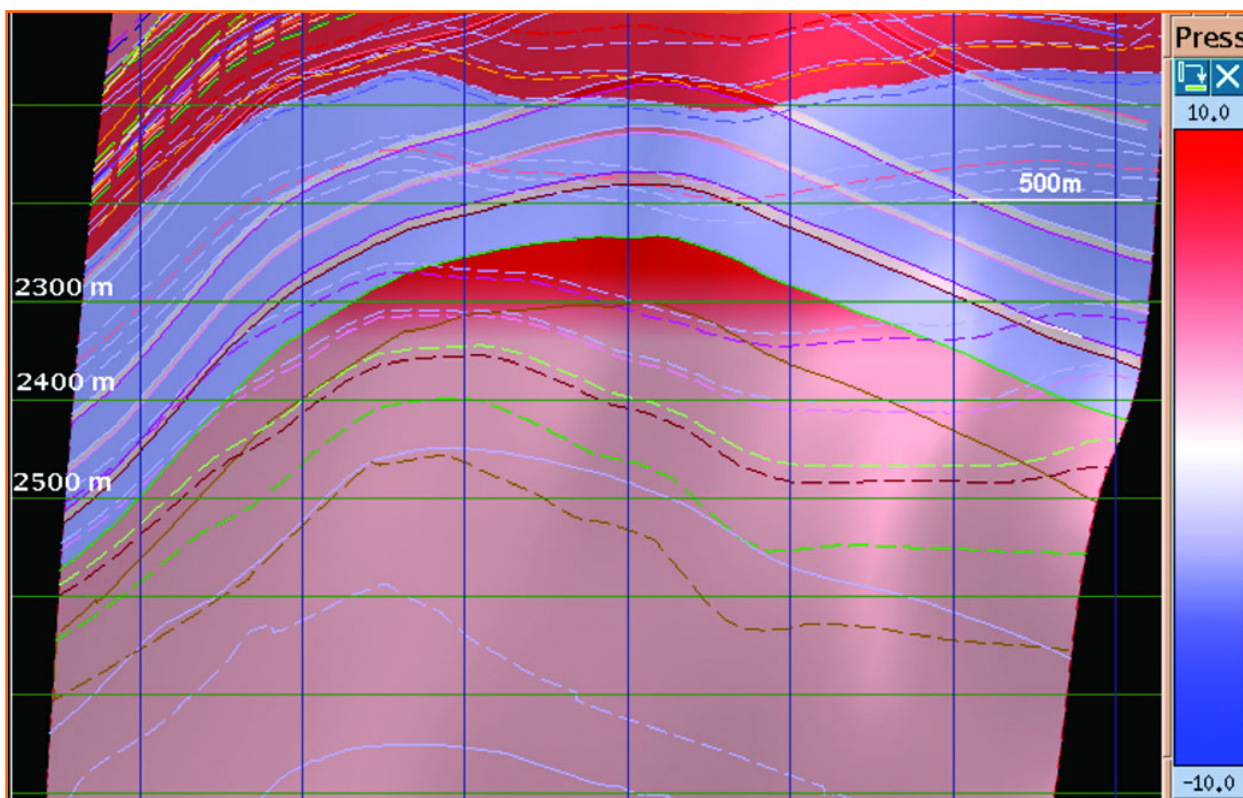
- 1) Principais acumulações da Formação Penedo, observando-se altos valores de diferencial de pressão, para baixos a médios valores de *Shale Gouge Ratio* (SGR). Isto provavelmente se deve ao efeito da profundidade (contribuição da diagênese/cimentação).
- 2) Os reservatórios mais rasos da Formação Coqueiro Seco apresentam baixos valores de di-

Figura 17

Diagrama de diferença de pressão ao longo da Falha 2, para os reservatórios Arenito Pilar. Observa-se expressiva diferença de pressão, coincidente com as acumulações de gás e óleo neste reservatório.

Figure 17

Pressure difference diagram for Pilar sandstone along Fault 2. A significant pressure difference is observed in the gas and oil reservoirs in this reservoir.



ferencial de pressão para médios valores de argilidade. Estes reservatórios estão situados em profundidades menores do que 800 m. Três hipóteses são aventadas para explicar este fato: a primeira seria o subpreenchimento da trapa, ou mobilização do hidrocarboneto durante algum

evento de reativação da falha; a segunda seria relacionada às estimativas de argilidade que teria sido superestimada, já que foram obtidas a partir de perfis raios gama, que podem estar influenciados não só pela argila mas também por outros minerais radioativos que não influenciam as propriedades da falha; e uma terceira hipótese seria o particionamento do rejeito da falha em mais de um plano, com SGR menores em relação ao calculado, considerando-se um plano único.

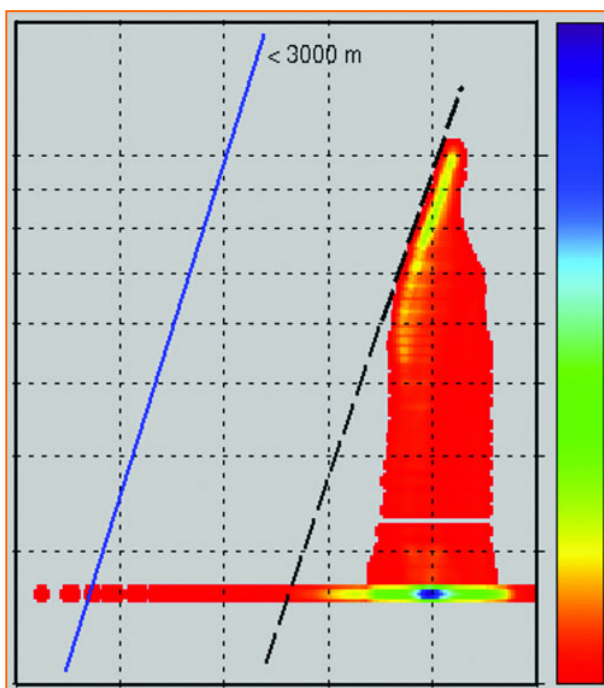
3) Expressão geral dos reservatórios da Formação Coqueiro Seco, ou seja, médias a grandes colunas de hidrocarboneto e altos valores de argilidade.

Figura 18

Calibração entre SGR e diferencial de pressão para o Arenito Pilar ao longo da Falha 2.

Figure 18

Calibration of SGR and pressure difference for the Pilar sandstone along Fault 2.



aspectos relacionados ao campo de tensões atual

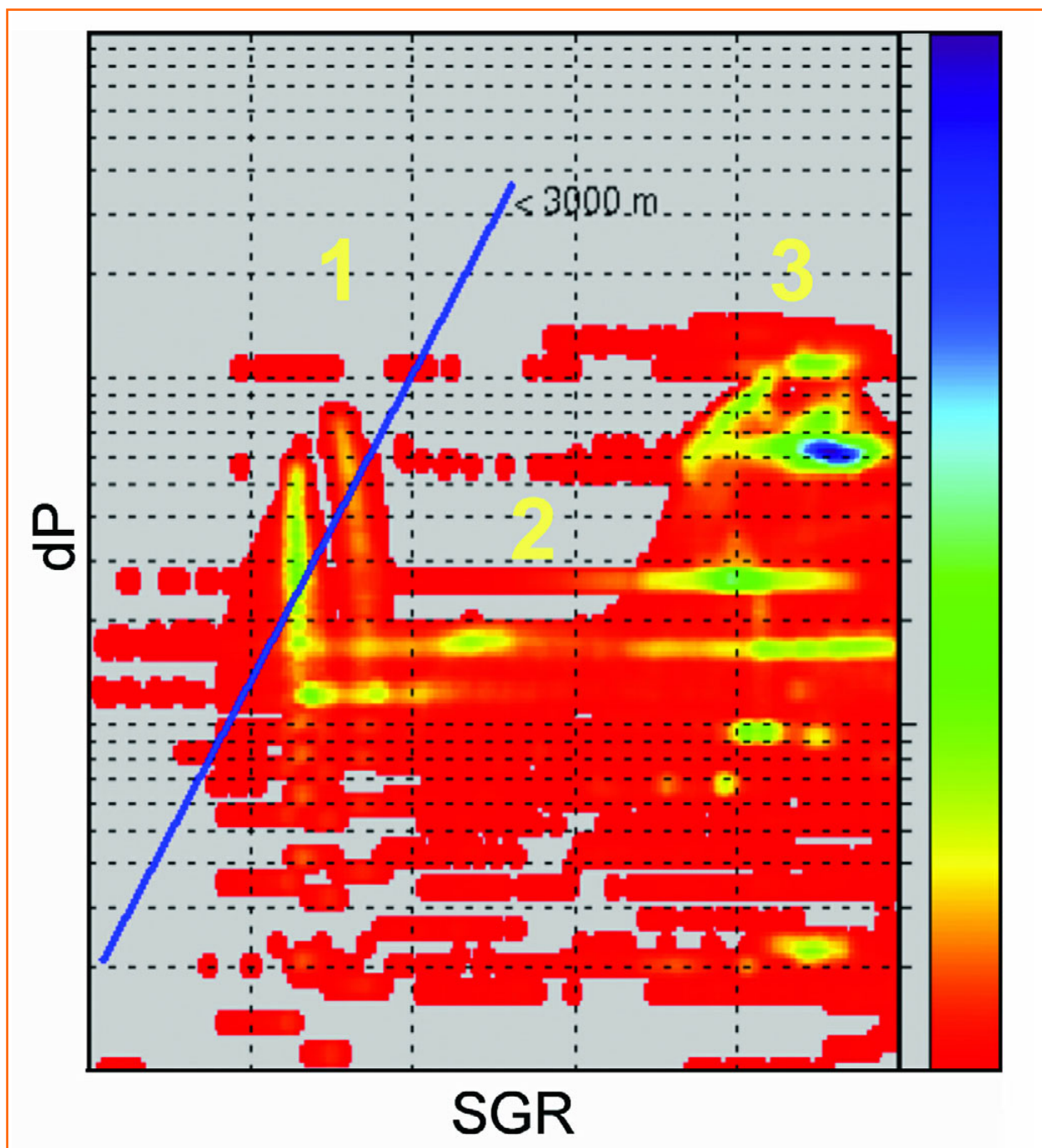
Em estudo realizado por Lima e Nascimento (1994), e A. T. Silva (comunicação verbal), com base na análise de ovalização de poços na área do Campo de Pilar, concluíram que a principal direção de tensão média horizontal máxima (Sh_{max})

Figura 19

Diagrama de calibração SGR x dP para todos os reservatórios associados à Falha 2. A reta azul é a envoltória de calibração global, para rochas siliciclásticas de diferentes regiões do mundo, com soterramento máximo de 3 000 m (Yielding, 2002), e representa o potencial selante máximo de uma falha para um dado conteúdo de argila.

Figure 19

Fault 2 reservoirs SGR x dP calibration plot. The blue straight line, on the left hand side, is the envelope of the points measured for different siliciclastic reservoirs around the world (Yielding, 2002), with less than 3000 m of overburden. This envelope implies the maximum fault sealing capacity for given shale content.



encontra-se alinhada segundo direção perpendicular às principais falhas do campo, proporcionando uma situação favorável a mantê-las fechadas, constituindo selo ou restrição ao fluxo. Sob este ponto de vista, falhas de direção próxima a leste-oeste teriam maior dificuldade na preservação de selo.

O comportamento de produção, nos reservatórios submetidos à injeção de gás, tem mostrado uma anisotropia de permeabilidade do reservató-

rio, com uma tendência de canalização do gás injetado na direção das falhas. Estas devem atuar como barreiras de permeabilidade, juntamente com possíveis zonas de bandas de deformação não-mapeáveis, de porte subsísmico, mas com presumida direção paralela às principais falhas.

O conhecimento do campo de tensões atual tem sido utilizado no gerenciamento do campo para o planejamento de operações de fraturamento hidráulico visando ao aumento da produtivi-

dade dos reservatórios. As fraturas induzidas tendem a seguir a direção de Sh_{max} , rompendo as barreiras de permeabilidade de direção norte-sul.

conclusões

O conteúdo de argila envolvido na deformação, a profundidade máxima de soterramento das rochas, e o campo de tensões atual são os fatores que exercem maior controle no potencial selante e potencial de restrição ao fluxo nas zonas da Falha 2 do Campo de Pilar.

Existe uma relação sistemática entre o diferencial de pressão (dP , que pode ser traduzido como altura da coluna de hidrocarboneto sustentada pela falha) e o conteúdo de argila (SGR) predito dentro do plano de falha. Isto sugere que o potencial de restrição ao fluxo, em regime de produção, também deve ter um controle importante da argilosidade das rochas envolvidas na deformação.

Nos gráficos de diferencial de pressão *versus* argilosidade referentes à Formação Coqueiro Seco verifica-se um afastamento da nuvem de pontos em relação à envoltória global de Yielding (2002) para os reservatórios da Formação Coqueiro Seco. Pelo menos três hipóteses podem ser aventadas para explicar este fato: (1) o subpreenchimento da trapa, devido à geração insuficiente de hidrocarboneto ou à reativação da falha; (2) superestimativa da argilosidade nos poços e, conseqüentemente, no modelo, em decorrência das limitações do método utilizado para cálculo de VSH, já que foi obtida a partir de perfis de raios gama, que podem estar influenciados não só pela argila mas também por outros minerais radioativos que não influenciam nas propriedades da falha; e (3) particionamento do rejeito da falha em mais de um plano, com SGR menores em relação ao calculado, considerando-se um plano único. Neste caso, um fator limitante do método aplicado é a resolução sísmica.

Rochas com histórias de soterramento distintas apresentam diferentes correlações entre diferencial de pressão (dP) e argilosidade predita. A Formação Coqueiro Seco necessita maior conteúdo de argila se comparada à Formação Penedo, situada em profundidades maiores, para

sustentar, com o mesmo diferencial de pressão, igual coluna de hidrocarboneto. Esta observação sugere a influência da diagênese e da reologia no potencial selante da Formação Penedo.

Aspectos geométricos como ramificações e inflexões de planos de falha mostraram sua relevância neste estudo, evidenciando a importância da modelagem geológica estrutural criteriosa na redução de incertezas quanto ao futuro comportamento do reservatório.

As duas principais fases de deformação, Jiquiá e Alagoas, geraram produtos com características distintas, devido à diferente reologia das rochas.

As rochas de falha observadas em testemunhos mostraram os seguintes processos atuando nos planos de falha: a) fragmentação dos grãos; b) re-orientação das micas; c) esmagamento de intraclastos de folhelhos; d) crescimento secundário de quartzo, feldspato, caolinita, clorita, calcita e piritita.

agradecimentos

A todos os colegas da Petrobras que contribuíram para este projeto: Fernando de Roque (dado sísmico), Marcelo Hardman Côrtes (processamento de perfis, curvas de argilosidade), Gilvan Pio Hamsi Jr. (curvas de soterramento), Gervásio Matumoto (geologia da área de Alagoas), Massahiro Takeguma (dados de pressões e de gradientes dos reservatórios de Pilar), Aline Theophilo Silva (estudo de tensões) e Daisy Alves (análise de difratometria de raios X). Ao colega Marcelo Blauth, pela revisão do manuscrito. À Petrobras, pela permissão para a publicação do trabalho. À coordenação do Pravap, Programa de Recuperação Avançada de Petróleo, pelo suporte, e à Badleys pela consultoria na utilização do programa Traptester.

referências bibliográficas

AGUIAR, L. A. M.; MACIEL, W. B.; DESTRO, W. B.; ALVES, M. M.; ABREU, C. E. S. B.; LEMOS, W. P.; REIS, L. C.; MOTA, R. O.; BRAGA, M. S.; SILVA, A. T.; LIMA NETO, F. F. Análise do potencial selante da zona de falhas do

- Campo de Barracuda, Bacia de Campos. In: SEMINÁRIO DE RESERVAS E RESERVATÓRIOS DA PETROBRAS, 4., 2002, Angra dos Reis. **Trabalhos apresentados...** Angra dos Reis: PETROBRAS, 2002. Trabalho interno
- AYDIN, A. Small faults formed as deformation bands in sandstones. **Pure and Applied Geophysics**, Basel, v. 116, p. 913-930, 1978.
- BERG, R. R. Capillary pressure in stratigraphic traps. **American Association of Petroleum Geologists. Bulletin.**, Okla, v. 59, p. 939-956, 1975.
- BORBA, C. **Heterogeneidades estruturais em reservatórios: geometria e distribuição de falhas**. Campinas: Unicamp, 1996. Dissertação (Mestrado).
- _____.; TAKEGUMA, M. S.; SOUZA FILHO, E. J.; SCHNEIDER, K. N. **Revitalization of Pilar Field (Sergipe-Alagoas Basin, Brazil) using deviated wells along fault planes – a successful experience**. In: SPE/DOE SYMPOSIUM ON IMPROVED OIL RECOVERY, 14., 2004, Okla. (SPE 89469)
- BRETAN, P.; YIELDING, G. ; JONES, H. Using calibrated shale gouge ratio to estimate hydrocarbon column heights. **American Association of Petroleum Geologists. Bulletin**, Okla, v. 87, p. 397-413, 2003.
- FALCONE, C. M. O. **Sedimentação e caracterização dos arenitos reservatórios da Formação Coqueiro Seco (Cretáceo Inferior), Campo de Pilar, Bacia de Sergipe-Alagoas**. Ouro Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, 1990. 178 p. Dissertação (Mestrado).
- FISHER, Q. J. ; KNIPE, R. J. Fault sealing processes in siliclastic sediments. In: JONES, G.; FISHER, Q. J. ; KNIPE, R. J. (eds), **Faulting, Fault Sealing and Fluid Flow in Hydrocarbon Reservoirs**. London: Geological Society, 1998. 147 p. p. 117-134. (Geological Society of London. Special publication, 147)
- FRISTARD, T.; GROTH, G.; YIELDING, G.; FREEMAN, B. Quantitative fault seal prediction: a case study from Oseberg Syd. In: MØLLER-PEDERSEN, P.; KOESTLER, A. G. (Eds.) **Hydrocarbon seals: importance for exploration and production**. Amsterdã: Elsevier Science, 1997. p. 107-124. (Norwegian Petroleum Society. Special Publications, 7).
- GIBSON, R. G. Fault zones seals in siliclastic strata of the Columbus Basin, offshore Trinidad. **American Association of Petroleum Geologists. Bulletin**, Oklahoma, v. 78, p. 1372-1385. 1994.
- JEY, B. I.; KAARS-SIJPESTEINJN, C. H.; PETERS, M. P. A.; WATTS, N. L.; WILKIE, J. T. Akaso Field, Nigeria: use of Integrated 3-D seismic, fault slicing, clay smearing, and RFT pressure data on fault trapping and dynamic leakage. **American Association of Petroleum Geologists. Bulletin**, Oklahoma, v. 77, p.1389-1404. 1993
- KNIPE, R. J. Justaposition and seal diagrams to help analyse fault seals in hydrocarbon reservoirs. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, Oklahoma, v. 81, p. 187-195. 1997.
- LIMA, C. C.; NASCIMENTO, E. M. **Determinação das direções de tensão máxima horizontal (Shmax) nas bacias sedimentares brasileiras através da análise de breakouts**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIVEX. SETEX, 1994. 23 f. Relatório interno.
- MACIEL, W. B. **Impact of fault permeability on oil production in a turbidite reservoir**. Edinburgh: Heriot-Watt University, 1997. Dissertação (Mestrado).
- MAGNAVITA, L. P. Deformation mechanisms in porous sandstones: implications for development of fault seal and migration paths in the Recôncavo Basin, Brazil. In: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (Eds). **Petroleum systems of South Atlantic margins**. Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists, 2000. p. 195-212. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 73).
- MANZOCCHI, T.; WALSH, J. J.; NELL, P.; YIELDING, G. Fault transmissibility multipliers for flow simulation models. **Petroleum geoscience**, Bath, v. 5, p. 53-63, 1999.
- MARCHAL, D.; GUIRAUD, M.; RIVES, T.; VAN DER DRIESSCHE, J. Space and time propagation process of normal faults. In: JONES, G.; FISHER, Q. J.; KNIPE, R. J. (Ed.). **Faulting, fault sealing and fluid flow in hydrocarbon reservoirs**. London: Geological Society, 1998. p. 51-70. (Geological Society of London. Special Publication, 147).
- SVERDRUP, E.; HELGESEN, J.; VOLD, J. Sealing properties of faults and their influence on water-alternating-gas injection efficiency in the Snorre Field, Northern North

Sea. **American Association of Petroleum Geologists. Bulletin.** Okla., v. 87, n. 9, p. 1437-1458, 2003.

TABOR, J. R.; BUSCH, J. P.; DULA, W. F.; NARUK, S. J. Controls on gas distribution, offshore Netherlands, Southern North Sea: towards a unified theory of fault seal. In: EAGE FAULT AND TOP SEALS CONFERENCE, 2003, Montpellier. **Abstracts...**[S.l.: s.n.], 2003. p. 19.

WALSH, J. J.; WATTERSON, J. Geometric and kinematic coherence and scale effects in normal fault systems. In: ROBERTS, A. M.; YIELDING, G.; FREEMAN, B. (Ed.). **The geometry of normal faults.** London: Geological Society, 1991. p. 193-203. (Geological Society of London. Special publication, 56).

WEIDMANN, O. H.; FORMOSO, S. Aspectos estruturais e sua relação com as acumulações de hidrocarbonetos no Campo de Pilar. In: SEMINÁRIO DE TECTÔNICA DA PETROBRAS, 1987, Rio de Janeiro. **Trabalhos apresentados...** Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1987. p. 442-458. Trabalho interno.

YIELDING, G.; FREEMAN, B.; NEEDHAM, T. Quantitative fault seal prediction. **American Association of Petroleum Geologists. Bulletin.** Okla., v. 81, p. 897-917, 1997.

YIELDING, G. Shale gouge ratio – calibration by geohistory. In: KOESTLER, A. G.; HUNDSDALE, R. (Ed.). **Hydrocarbon seal quantification.** Amsterdam: [s.n.], 2002. p. 1-15. (NPF. Special publication, 11).

expanded abstract

The Pilar Field, is situated in the Sergipe-Alagoas Basin, Northeastern Brazil, and it is a good example of a fault-controlled oil and gas accumulation. It is the objective of this study to show which factors, including the deformational structures, influence the quantification of the sealing potential of siliciclastic reservoirs.

The field is characterized by accentuated compartmentalization produced by deltaic, fluvial and eolian sedimentation that resulted in a stacked package of independent reservoirs, and by extensional tectonism that produced a huge number of blocks separated by normal fault. The oil and gas accumulations are normally found within the structural closures in the footwall blocks, and can also occur in the closures related to folded strata in the hanging wall (rollovers).

Over 200 faults have been defined of which the so-called Fault 2 is the most important because it is known to entrap many of the producing reservoirs in the footwall. A considerable amount of data on this fault is available including 3D seismic profiles, well log data from some 40 wells, fluid contacts, production history and pressure values. For this reason Fault 2 was chosen for detailed study.

The deposition of reservoir sediments occurred during Barremian-Aptian times, and they were submitted to a high rate of burial to a depth of 2 800 m. This tectonic event was responsible for the generation of the first faults that are characteristically growth faults. The second tectonic event (Aptian) resulted in the reactivation of faults, uplift and erosion of 1000 m of strata. These different tectonic events provided different kinds of fault-related rocks, since the rheology of sediments affects the product of deformation.

Four kinds of deformational processes in fault rocks may be observed in thin sections from cores obtained of wells that crossed Fault 2: grain fragmentation producing deformation bands, cementation, phyllosilicate reorientation and rock fragment crushing. At this small scale, many structures similar to those found at the seismic scale can be observed, including branching patterns, relays and extensional horse blocks bounded by faults.

Based on 3D seismic (interpreted surfaces and fault segments) and well data (shale content curves obtained from gamma-ray logs), a distribution map of the Shale Gouge Ratio (SGR) for Fault 2 was prepared, as well as a reservoir juxtaposition diagram along the fault plane and a displacement distribution

diagram. The SGR values were compared with a large number of original pressure data readings obtained from WFT and DST, resulting in a good correlation between the SGR and pressure difference (dP) across the fault plane. This correlation changes in function of the stratigraphic unit and the depth of the reservoir. The fault plane of the deltaic, shallower ($<2\ 000$ m depth), reservoirs of Coqueiro Seco Formation have high SGR values relative to low values of dP . On the other hand, the faulted fluvial and eolian reservoirs of Penedo Formation, situated below a depth of 3 000 m, show higher dP and lower SGR values. This difference in behavior is interpreted as a contribution of cementation/diagenetic processes active in the deeper conditions of Penedo Formation. In situ stress obtained from breakout and dynamic data from gas injection show that Fault 2 has the tendency of remain closed at the present time, as well the subseismic faults having the same strike as that of Fault 2.

It may be concluded that the shale content of strata is the principal factor controlling the sealing properties of the Pilar faults, but other aspects such as the geological history, depth of reservoirs below the surface, and in situ stresses should be also considered. The relatively small values of pressure difference (dP) relative to Shale Gouge Ratio observed in the Coqueiro Seco Formation can be explained in terms of three hypotheses: under-filling of the trap, over-estimation of the shale content of the host rocks, or the breaking of a single fault plane into several fault planes with smaller throws.

autor author



Cláudio Borba

Unidade de Negócio de Exploração e Produção de Sergipe e Alagoas

Ativo de Produção Alagoas / Reservatórios

e-mail: cborba@petrobras.com.br

Cláudio Borba nasceu em Blumenau, Santa Catarina, em 07 de maio de 1964, graduou-se em Geologia pela Universidade Federal do Paraná em 1986, com Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios pela Universidade de Campinas em 1996. Na Petrobras desde 1986, trabalhou em acompanhamento de poços até 1991, e desde então está lotado na área de gerenciamento de reservatórios, na Bacia de Sergipe-Alagoas. Atualmente, exerce as atividades de gerenciamento e caracterização de reservatórios e interpretação sísmica.