

CRONOESTRATIGRAFIA E ZONEAMENTO DE RESERVATÓRIOS DAS FORMAÇÕES OFICINA E MEREURE (OLIGO-MIOCENO), CAMPOS SOCORORO E BUDARE DA BACIA ORIENTAL DA VENEZUELA

Sergio Antonio Cáceres CONTRERAS¹ & Joel Carneiro de CASTRO²

(1)Engenheiro Geofísico, pesquisador da UNESPetro, convênio UNESP-PETROBRAS, Av. 24-A, 1515 CEP: 13506-900, Rio Claro, SP.

(2)Professor-Adjunto do Departamento de Geologia Aplicada, Universidade Estadual Paulista, Av. 24-A, 1515 CEP: 13506-900, Rio Claro, SP.

Endereços eletrônicos: sacc@rc.unesp.br ; jocastro@rc.unesp.br

Resumo

Abstract

Introdução à Bacia Oriental e ao Campo Socororo

A Sub-Bacia Maturin: Ciclos Tectono-Estratigráficos & Plays Exploratórios

Os Campos Socororo e Budare, e a Área Zuata da Faixa do Orinoco

Cronocorrelação de Ciclos e Zoneamentos dos Reservatórios

Conclusões

Agradecimentos

Referências

RESUMO: O Campo Socororo é considerado maduro, com dados antigos e de baixa qualidade. O campo não produziu nos volumes originalmente calculados, o que se traduz num campo com potencial para continuar produzindo. A presente pesquisa considera como fator importante a compreensão da origem e distribuição dos níveis de arenito capazes de conter hidrocarbonetos. Campos com predomínio de ambientes flúvio-deltaicos contêm reservatórios com corpos de arenito separados na vertical e na lateral pela presença de folhelhos. Essa disposição das camadas dificulta a correlação poço a poço desses reservatórios, o que leva à necessidade de incluir modelos geológicos. Para avaliar os resultados da interpretação dos perfis do campo Socororo, nos níveis Mereure (Oligoceno) e Oficina (Mioceno), foi feita uma correlação com os resultados de perfis de poço do Campo Budare, imediatamente a oeste de Socororo, e do Projeto Piloto da área Zuata, na faixa de óleo pesado do Orinoco. No modelo geológico obtido, é possível observar a separação entre os diferentes níveis-reservatório, mostrando que a unidade com maior volume de arenito encontra-se na porção inferior, identificada como "Formação Mereure" (Oligo-Mioceno). Na porção superior encontra-se a Formação Oficina, caracterizada por níveis de arenito pouco espessos e com diminuição da frequência dos arenitos para o topo. Tais características são observadas na correlação cronoestratigráfica de ciclos e zonas-reservatório dos campos Socororo e Budare e da área Zuata na Faixa do Orinoco.

Palavras-Chave: Reservatório Flúvio-deltaico, Correlação Cronoestratigráfica, Ciclicidade, Zoneamento de Reservatório.

ABSTRACT: The Socororo field is considered mature, despite his old and generally low quality database. That field did not produce in the originally calculated volumes, which implies in a field with potential to keep continuing oil production. The current study considers an important factor the understanding of the origin and distribution of sandstone intervals capable to hold hydrocarbons. Oilfields with fluvio-deltaic reservoirs display sandstone bodies that are vertically and laterally isolated by siltstones and shales. This sandstone architecture turns out difficult the well-to-well correlation of these potential reservoirs, and makes necessary the search for geological models. To evaluate the well log interpretation of Oligo-Miocene Mereure and Oficina reservoirs in Socororo field, it has been necessary to stratigraphically correlate it with nearby Budare field and also with a pilot project in Zuata area, which is part of Orinoco heavy oil belt. The geological model shows Mereure Formation to hold the major volume of sandstone bodies, while in higher positions the Oficina Formation is characterized by thin, sometimes isolated sandstone intervals, with lower frequency towards top of that unit. These characteristics were observed through chronostratigraphic correlation of fining-upward cycles and corresponding identification and mapping of five reservoir zones between Socororo and Budare oilfields and Zuata area of Orinoco belt.

Key-words: Fluvial-deltaic Reservoir, Chronostratigraphic Correlation, Cyclicity, Reservoir Zoning.

INTRODUÇÃO À BACIA ORIENTAL E AO CAMPO SOCORORO

As bacias petrolíferas do norte venezuelano apresentam diferentes contextos tectônicos, mas uma rocha geradora comum: (1) a Bacia Maracaibo, tipo *wrench*, com a Formação La Luna (Cenomaniano a Coniaciano); (2) a Bacia Oriental, tipo *foreland* modificado, contêm as rochas geradoras cronocorrelatas Querecual e Tigre, e é dividida

em três compartimentos tectônicos, ou sub-bacias.

A Bacia de Maracaibo caracteriza-se por dois grandes ciclos tectono-estratigráficos (cada um com dois sub-ciclos), Cretáceo e Paleoceno-Eoceno, e Oligoceno-Mioceno; também possui dois *plays* petrolíferos principais, no caso os reservatórios Eoceno e Mioceno.

A Bacia Oriental apresenta dois grandes ciclos tectono-estratigráficos, Oligoceno-Mioceno e Plioceno-Quaternário. As sub-bacias Guárico e Maturin-sul tem seu *play* petrolífero principal, no caso os reservatórios do Oligoceno e do Mioceno; no caso de Maturin-norte, outro compartimento tectônico, os *plays* e reservatórios datam do Cretáceo ao Plioceno. Na porção sudeste de Maturin situa-se o campo Socororo, objeto desta pesquisa.

O Campo Socororo é considerado maduro, com dados antigos e de baixa qualidade. O campo não produziu nos volumes originalmente calculados, o que se traduz num campo com potencial para continuar produzindo. A presente pesquisa considera como fator importante a compreensão da origem e distribuição dos níveis de arenito capazes de conter hidrocarbonetos. Campos com predomínio de ambientes flúvio-deltaicos contêm reservatórios com corpos de arenito, separados na vertical e na lateral pela presença de folhelhos. Essa disposição dos corpos

dificulta a correlação poço a poço desses reservatórios, o que leva a incluir modelos geológicos de zoneamento de potenciais reservatórios.

Para avaliar os resultados da interpretação de perfis nos níveis Merecure (Oligoceno) e Oficina (Mioceno) do Campo Socororo, foi feita uma correlação com os resultados de perfis de poço do Campo Budare, vizinho a oeste de Socororo, e com a área Zuata, na faixa de óleo pesado do Orinoco. No modelo geológico obtido é possível observar a separação entre os diferentes níveis-reservatório, mostrando que a unidade com maior volume de arenito encontra-se na porção inferior, identificada como Formação Merecure. Em nível superior encontra-se a Formação Oficina, caracterizada por níveis de arenito pouco espessos, com diminuição da frequência dos arenitos para o topo. Tais características são observadas no Campo Socororo em sua correlação cronoestratigráfica com o Campo Budare e a área Zuata.

A SUB-BACIA MATURIN: CICLOS TECTONO-ESTRATIGRÁFICOS E PLAYS EXPLORATÓRIOS

A sub-bacia Maturin possui dois compartimentos, ao sul com o *trend* Oficina-Temblador e a faixa do Orinoco (óleo pesado), e ao norte com os *trends* Furrial e Quiriquire (Figura 1). As sub-bacias Guárico e Maturin estão separadas pela falha transcorrente dextral de Anaco, orientada NE-SO e no limite sudeste da Área Maior de Anaco. Já Guárico e Maturin estão separadas do compartimento norte de Maturin pela falha transcorrente de Urica e pela falha de empurrão frontal (*frontal thrust*; Parnaud *et al.*, 1995). A orientação noroeste das acumulações Budare e Socororo, situadas no extremo sudoeste do *Play*/Área Maior Oficina, é perceptível no quadro menor da figura 1.

O ciclo Oligo-Mioceno das sub-bacias Guárico e Maturin e as respectivas acumulações

do *play/trend* Oficina-Merecure, resultaram da criação da bacia *Foreland* (tectônica andina), modificada em Maturin pela tectônica caribenha (compartimento *overthrust belt*).

Na Figura 2, uma seção geológica N-S da sub-bacia Maturin revela as acumulações dos campos Jusepin e Furrial nos reservatórios Cretáceo a Eoceno (tom cinza), tipificando o *trend/play* faixa de cavalgamento (*overthrust belt*). Ao sul do empurrão frontal, o *trend/play* Oficina revela trapas estratigráficas associadas a falhas normais e eventualmente antitéticas (James, 1990). É o caso dos campos Socororo e Budare, e do Projeto Piloto na faixa de óleo pesado do Orinoco (Figuras 1 e 2).

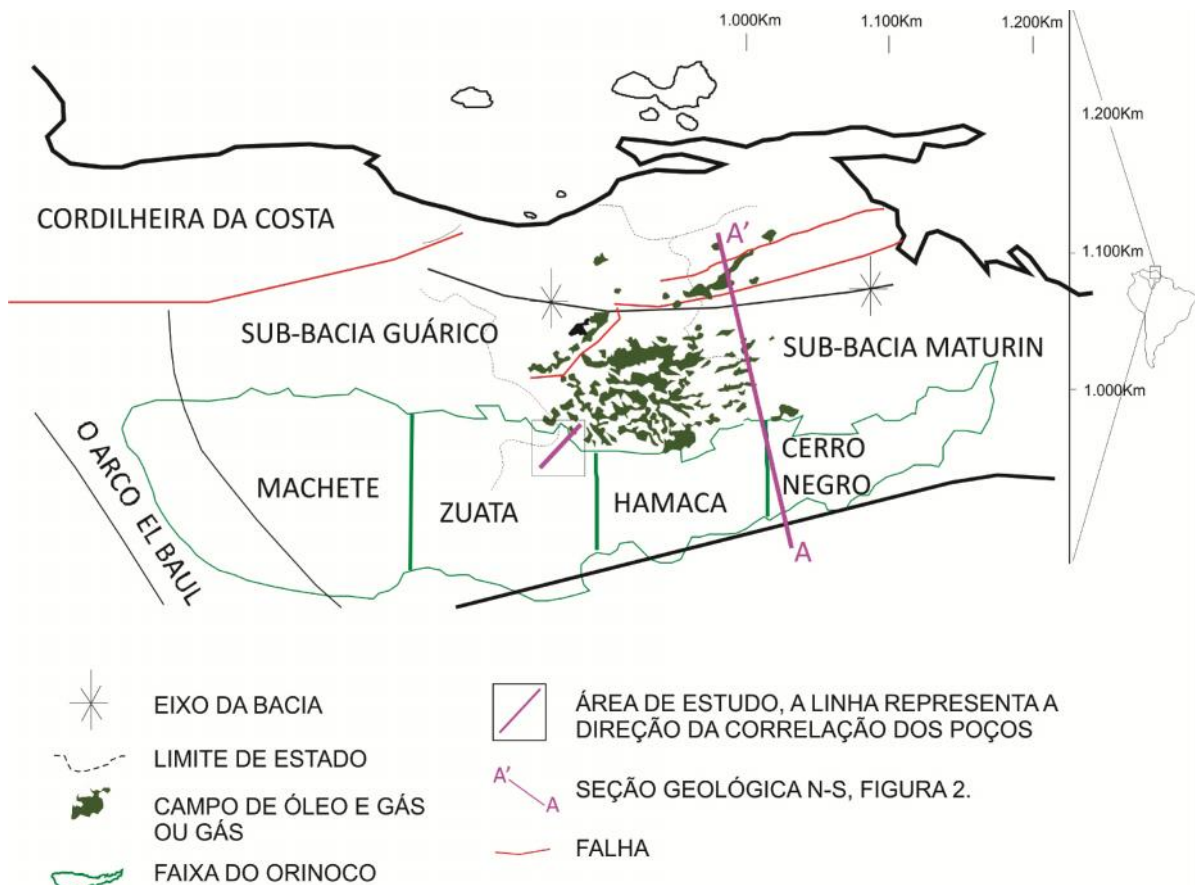


Figura 1. Mapa das acumulações petrolíferas da sub-bacia Maturin, destacando a área de estudo dos campos Budare e Socororo e Zuata na Faixa do Orinoco (quadro).

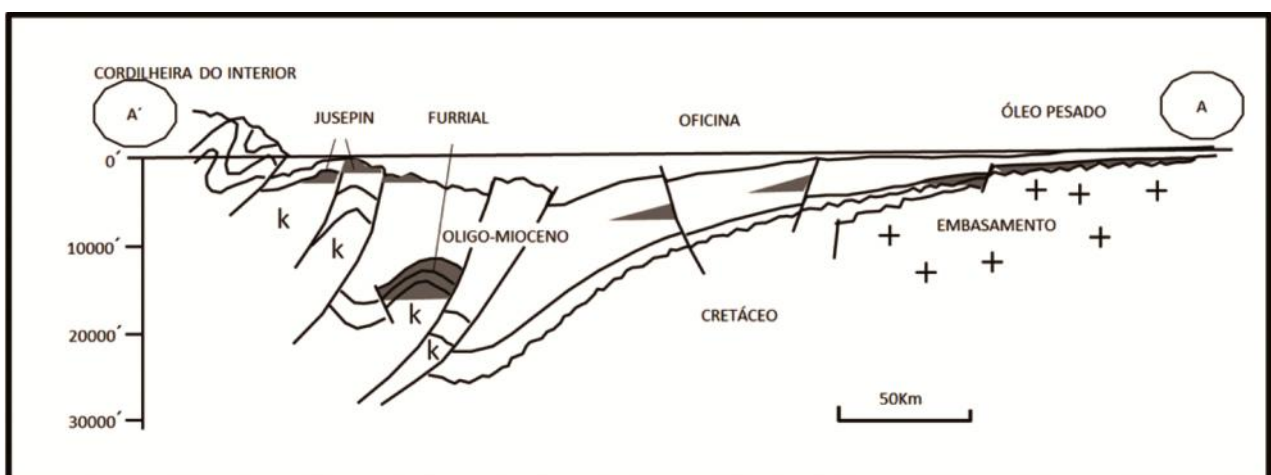


Figura 2. Seção geológica A-A' da Bacia Oriental, destacando as estruturas com petróleo (cinza) na faixa de cavalgamento (overthrust belt) e em falhas normais do trend Oficina (James, 1990).

O quadro estratigráfico W-E do flanco sul das sub-bacias Guárico e Maturin (PDVSA-INTEVEP Léxico Estratigráfico, 1999; Figura 3) dá destaque para o Ciclo/*Play* Oligo-mioceno, com os reservatórios do Grupo Merecure e a Formação Oficina presentes nas acumulações/campos de Mercedes e Anaco

(blocos 28 e 29, sub-bacia Guárico) e Oficina e Temblador (blocos 30 e 31, sub-bacia Maturin).

Nota-se também o *onlap* costeiro transgressivo do Grupo Merecure sobre a discordância pós-Eoceno. Uma questão lito-estratigráfica é levantada principalmente no quadro 31 (porção superior direita da figura 3),

que também representa a situação da Faixa do Orinoco: aqui, a idade da fácies/“Formação” Merecure (com sua textura arenosa grossa de

origem fluvial) alcança o Eo-Mioceno, pela natureza transgressiva do seu contato com a Formação Oficina sobreposta (de Rojas, 1987).

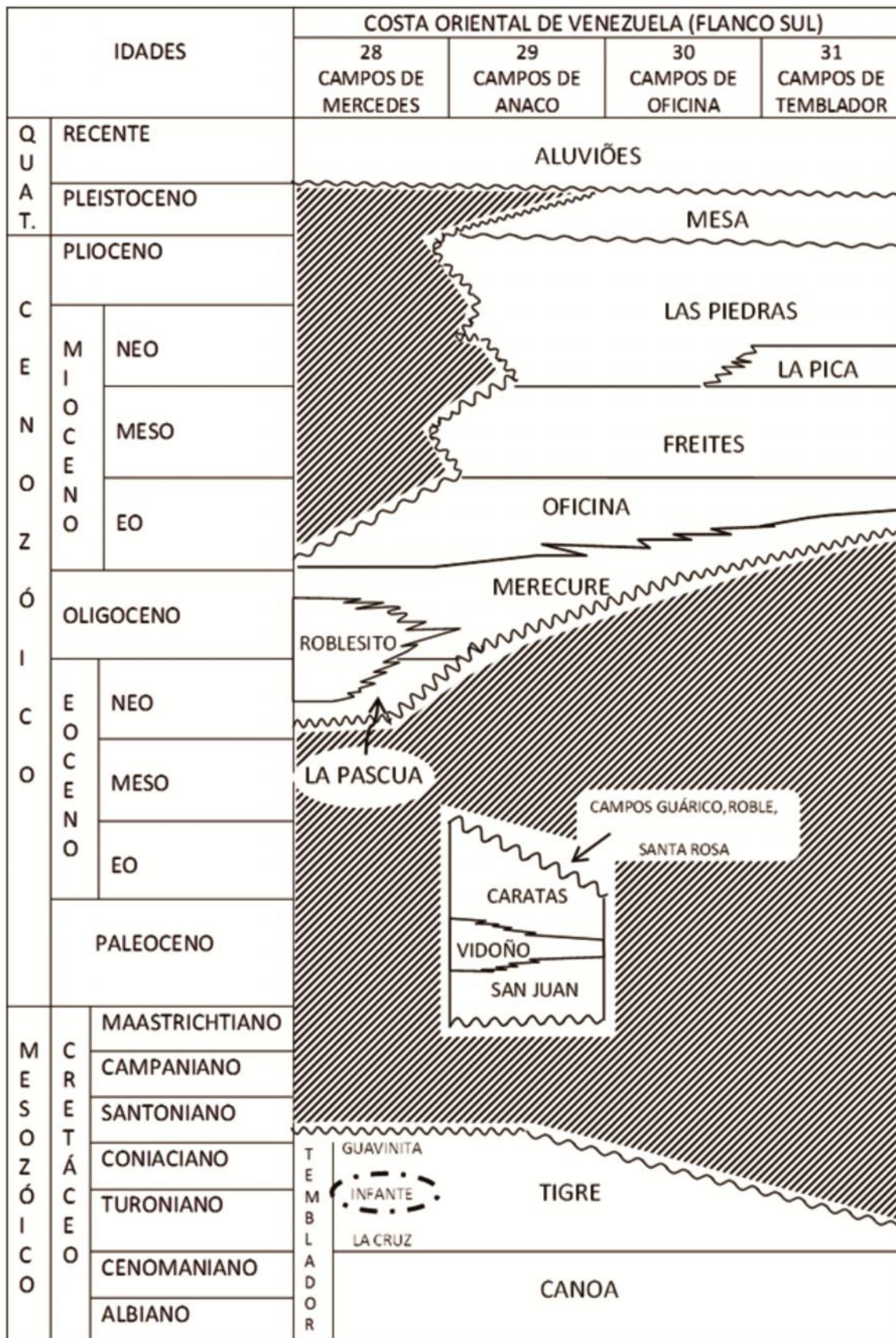


Figura 3. Quadro estratigráfico W-E do flanco sul da Bacia Oriental, com destaque para o Ciclo Oligo-Mioceno. A área maior de Oficina corresponde ao quadro 30 (PDVSA-INTEVEP, 1997).

OS CAMPOS SOCORORO E BUDARE, E A ÁREA ZUATA DA FAIXA DO ORINOCO

A exploração do campo Socororo foi iniciada em 1939, mas por problemas operacionais nos poços e a falta de compreensão do modelo geológico, foi parcialmente abandonada, pois nunca produziu nos volumes originalmente calculados. A partir do ano 2000 reiniciou-se o processo exploratório da área, o que motivou a presente pesquisa.

Como se observa na área do campo Socororo, o retângulo tracejado (área pesquisada, FIGURA 4) inclui uma linha de seção de poços e concentração local de poços, todos mostrando uma orientação noroeste que, provavelmente, reflete pequenas e isoladas estruturas positivas do campo (Contreras, 2008).

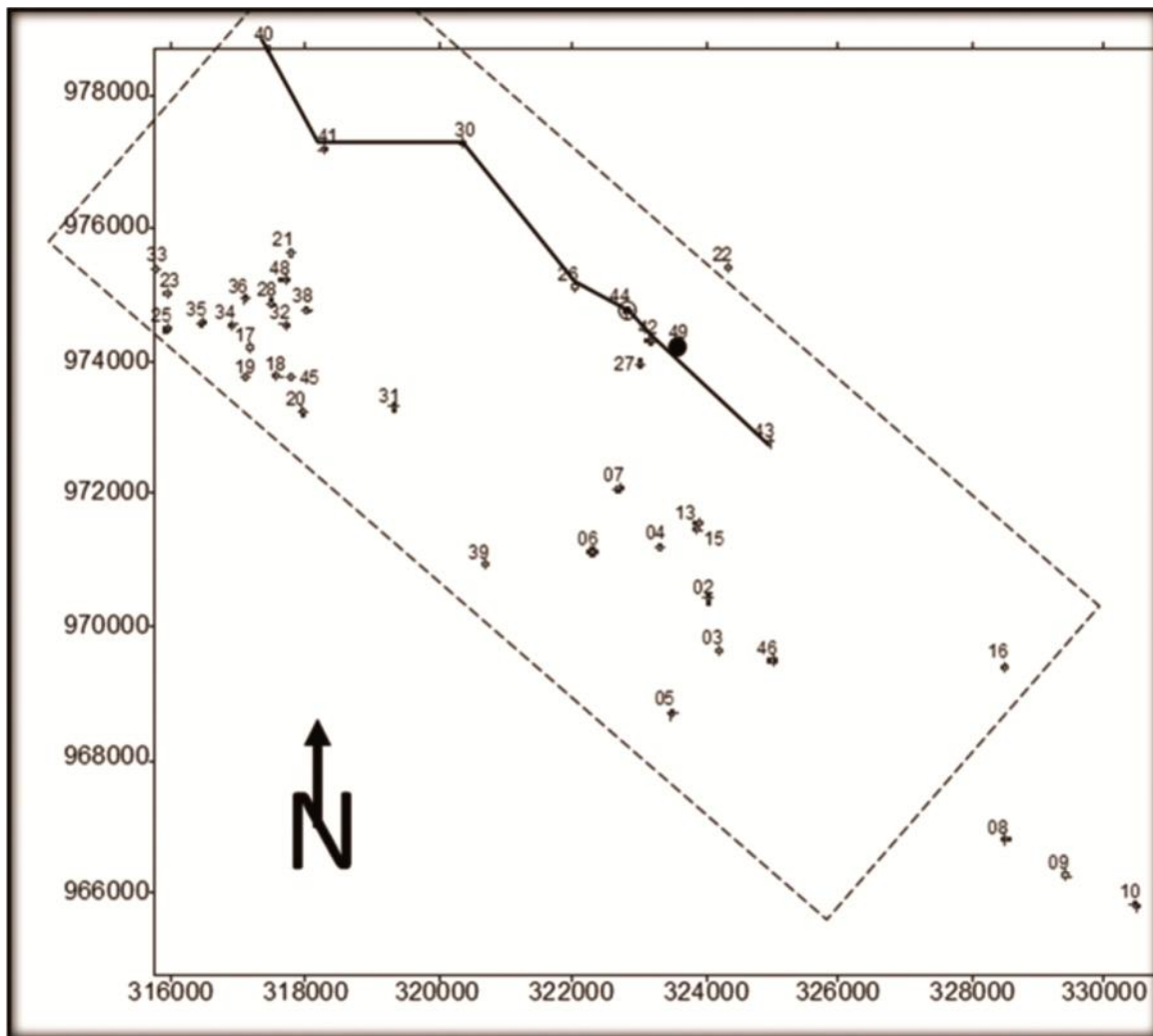


Figura 4. Área do campo Socororo (retângulo tracejado), que inclui linha de seção de poços. A orientação noroeste de ambas segue estruturas geológicas do campo (Contreras, 2008).

O campo Budare, descoberto em 1954, dista 20 km a oeste de Socororo; no período 1989/2005, o campo sofreu significativa diminuição de sua produção diária de óleo, de 13.000 para 3.000 barris. A partir daí o campo passou por um processo de revitalização, o que possibilitou recuperar a sua produção em pouco tempo (um ano e meio). Dois passos fundamentais foram determinar a arquitetura e

natureza dos reservatórios arenosos dentro de um arcabouço cronoestratigráfico sequencial de alta resolução; estabelecer os *trends* de fluxo de fluido no reservatório a partir do histórico de produção de óleo, gás e água, bem como monitorar a resposta do reservatório sob injeção de fluidos de recuperação secundária e terciária (Hamilton *et al.*, 2002).

Na área Zuata da Faixa Petrolífera do Orinoco, e com base em resultados exploratórios, selecionou-se a área de San Diego para recuperação de óleo pesado. Um projeto piloto de injeção de vapor foi montado, e esperavam-se bons resultados apesar da elevada densidade do óleo (em torno de 10° API, que corresponde a 1 g/cm³). Como nos

campos anteriores, os melhores reservatórios situam-se na porção inferior da Formação Oficina, do Eo-mioceno (que inclui a Formação Merecure, de mesma idade nesta margem de bacia); apenas ambientes fluviais, flúvio-costeiros e paludais foram revelados no poço testemunhado para o projeto (de Rojas, 1987).

CRONOCORRELAÇÃO DE CICLOS E ZONEAMENTO DOS RESERVATÓRIOS

A Figura 5 mostra a cronocorrelação de perfis Raio Gama-Indução de poços dos campos Socororo (Contreras, 2008) e Budare (Hamilton *et al.*, 2002), com seis ciclos

estratigráficos (I a VI) no intervalo Merecure superior-Oficina inferior.

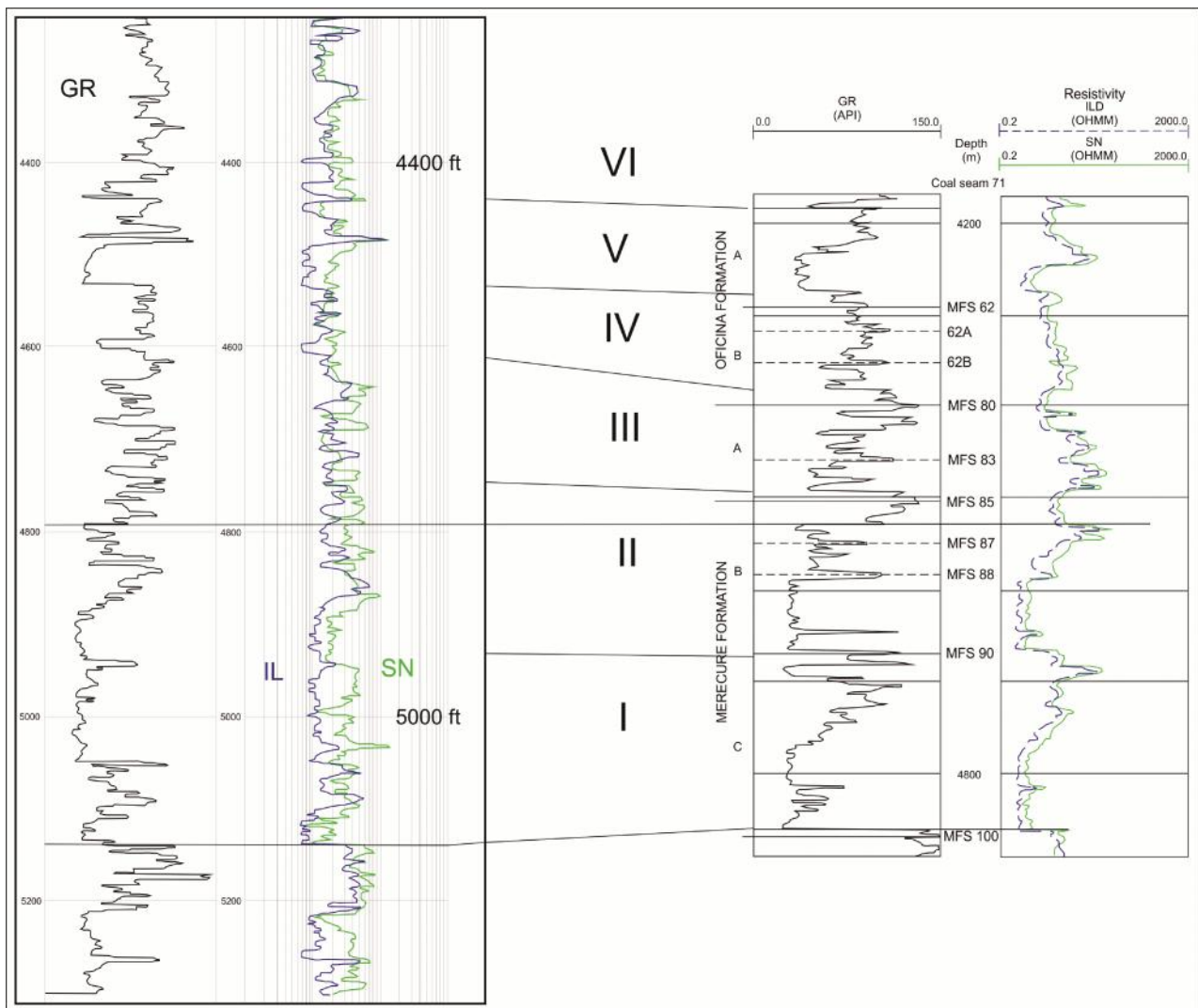


Figura 5. Cronocorrelação de perfis GR-IL de poços dos campos Socororo, a esquerda (Contreras, 2008) e Budare (Hamilton *et al.*, 2002), com os seis ciclos estratigráficos I a VI, no intervalo Merecure-Oficina inferior. Datum na base do Folhelho - “marco 85”.

O intervalo de interesse para produção de óleo nas três acumulações (inclusive o Projeto Piloto) tem espessura ~200m, e o datum escolhido é a base de um folhelho marinho ou

lacustre (MFS 85 de Hamilton *et al.*, *op. cit.*). Tal marco sobrepõe-se a um ciclo de granodecrescência ascendente (ciclo II, ciclo este típico do intervalo analisado), e bem

poderia ser utilizado como limite entre Oficina e Merecure. De qualquer modo é um evento cronoestratigráfico significativo; estruturalmente está mais baixo em Socororo (4800 pés), subindo para 4500' em Budare e ~2300' em San Diego/Projeto Piloto (figuras 5,6). Os cinco ciclos transgressivos mapeados por Hamilton *et al.* (2002) guardam correspondência com as zonas-reservatório de Budare (da base para o topo): Merecure C, B, A, e Oficina B, A. Nota-se que os quatro ciclos inferiores constituem uma sequência transgressiva. Segundo as interpretações paleoambientais daqueles autores, o ciclo basal C é do tipo fluvial entrelaçado (*braided*) similar ao Merecure B, exceto pela fácies costeira carbonosa (deltaico-lagunar?) sobreposta a este. O ciclo Merecure A continua no ritmo

transgressivo, agora em ambiente litorâneo-*strandplain* de delta dominado por ondas. Finalmente, Oficina B completa a sequência inicial em condições costeira a marinha rasa. Nova sequência se inicia com Oficina A, provavelmente flúvio-estuarina.

Em continuação à sucessão identificada em Budare, observamos agora que o ciclo V (contendo Oficina A, figura 5) é sucedido em Socororo pelo ciclo VI, semelhante ao anterior e provavelmente tipo delta de fundo de baía; este vem a ser afogado por transgressão marinha que culmina com nível de inundação máxima. O que importa reconhecer é que este último ciclo VI é de origem flúvio-estuarina e provavelmente bom reservatório em San Diego/Área Zuata (Figura 6; de Rojas, 1987).

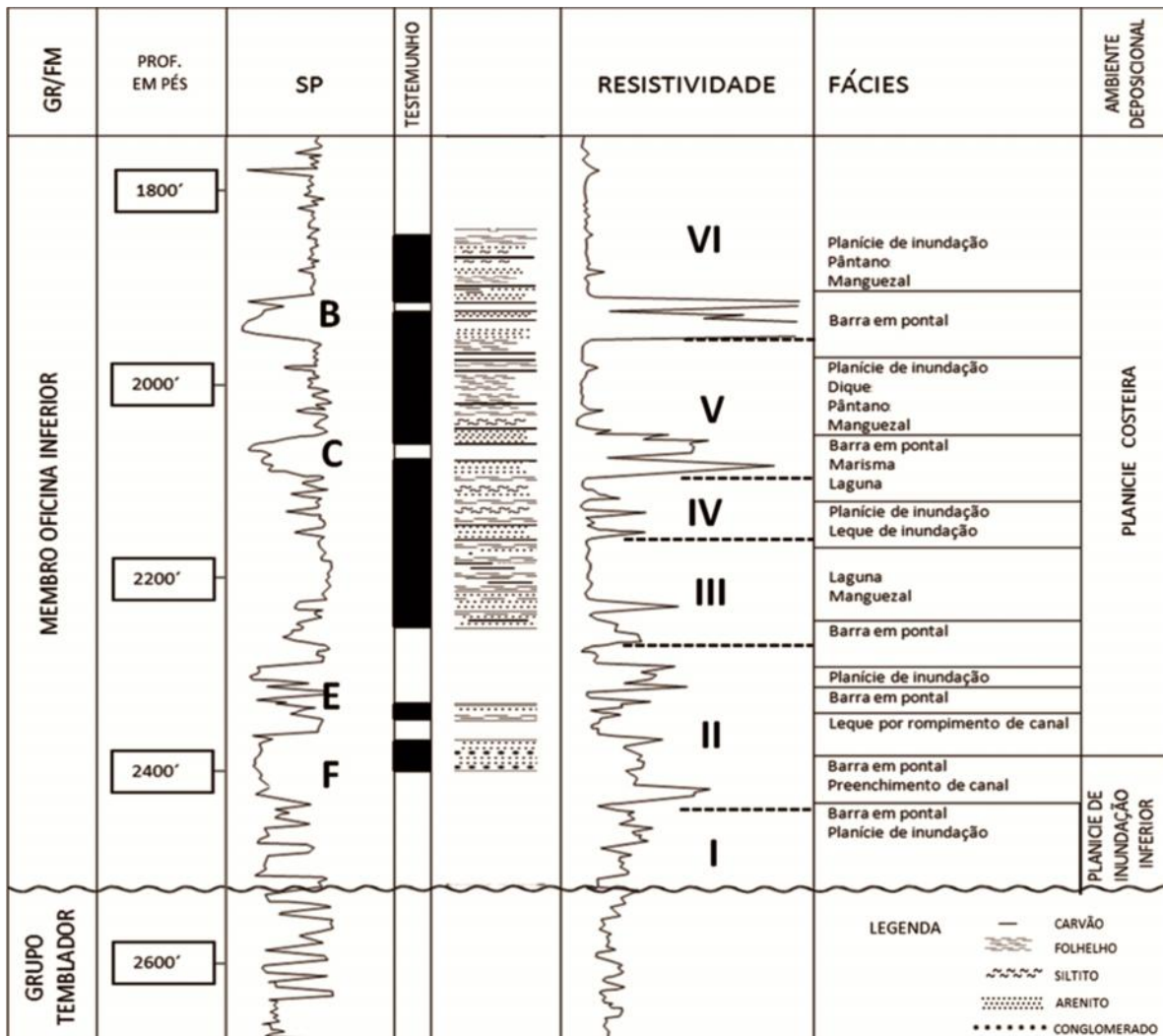


Figura 6. Perfil-tipo de poço do Projeto Piloto - área Zuata, com curvas SP e Resistividade; destaque para os ciclos I a VI, e para quatro das seis zonas-reservatório, F a B (de Rojas, 1997).

A Figura 6 mostra um perfil-tipo de poço (com curvas SP e Resistividade) do Projeto Piloto San Diego Norte, destacando os ciclos I a VI propostos no presente trabalho e facilmente identificados na área Zuata. Nesta, De Rojas (1987) mapeou seis zonas-reservatório da Formação Oficina Inferior, desde A (topo não presente, assim como a zona D, no poço da figura 6) até F; quatro das seis zonas estão presentes no poço-tipo, onde se destacam as zonas B e C (ciclos VI e V) como de melhor qualidade para óleo. Note-se também o bom reservatório arenoso da zona F, porém sua menor resistividade parece ser desfavorável para hidrocarboneto; ainda, a alta resistividade na base de tal arenito pode indicar forte cimentação (Figura 6).

Para finalizar, duas outras importantes observações emergem dos trabalhos de

Hamilton et. al. (2002) e De Rojas (1987) e sinalizam possibilidades para a Área Socororo. Tomando como base o mapa de isópacas de arenito bruto da unidade Merecure B (ciclo II), há clara indicação de paleodrenagens orientadas para norte e depocentros canalizados com até 50m de espessura (Caso Budare).

Em relação à Formação Oficina Inferior na área San Diego (~área central de Zuata), o mapa de espessura líquida com óleo indica depocentros com 100 m de arenito, bem como paleocorrentes dirigidas para nordeste. Entretanto, uma consulta aos mapas estruturais dos reservatórios em ambos os casos (San Diego e Budare) alerta para o forte controle estrutural das acumulações, e a necessidade de monitoramento do reservatório e seus fluidos ao longo da descoberta e desenvolvimento das possíveis acumulações da área Socororo.

CONCLUSÕES

A comparação dos reservatórios Oficina e Merecure nas duas acumulações e no Projeto Piloto da faixa do Orinoco sinalizam quanto à importância da cronoestratigrafia de alta resolução, principalmente para os reservatórios da primeira unidade. Essa preocupação é provavelmente menor, mas não menos importante no caso Merecure. Os reservatórios individuais estão localizados e selados no interior de ciclos de granodecrescência ascendente: se por acaso essa sua continuidade

vertical é limitada, por outro há boa a regular distribuição lateral, respectivamente para os reservatórios Merecure e Oficina.

A análise dos reservatórios Oficina no Campo Socororo indica controle estratigráfico das possivelmente pequenas acumulações dentro do campo; em relação ao reservatório Merecure, de melhor qualidade, é fundamental observar o forte controle estrutural na acumulação Socororo, como também já notado em Budare e na área Zuata (óleo pesado).

AGRADECIMENTOS

Esse trabalho foi desenvolvido junto ao programa de pós-graduação em Geologia Regional, campus de Rio Claro da Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho. O primeiro autor agradece ao programa CAPES pelo apoio financeiro, e a Petro-UCV e Universidade Central de Venezuela, que permitiram a utilização dos dados.

REFERÊNCIAS

1. CONTRERAS, S. C. Modelagem 3D e Identificação de ambientes sedimentares em registros de poço, nos níveis das formações Oficina e Merecure do Campo Socororo (Estado Anzoátegui – Venezuela). Rio Claro, 2008. 154 p. Tese (Doutorado em Geociências – Instituto de Geociências e Ciências Exatas), Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho. 2008.
2. DE ROJAS, I. Orinoco oil belt, Zuata area, Geological Evaluation of San Diego North Pilot Project, Zuata Area, Orinoco Oil Belt, Venezuela (1987). AAPG Bulletin, v. 71, n. 10, p. 1294-1303.
3. HAMILTON, D. S.; TYLER, N.; TYLER, R.; RAEUCHLE, S. K.; HOLTZ, M. H.; YEH, J.; UZCÁTEGUI, M.; JIMENEZ, T.; SALAZAR, A.; COVA, C. E.; BARBATO, R.; RUSIC, A. 2002. Reactivation of mature oil fields through advanced reservoir characterization: a case history of the Budare field, Venezuela. AAPG Bulletin, v. 86, n. 7, p. 1237-1262. 2002.

4. JAMES, K. H. The Venezuelan hydrocarbon habitat. In: BROOKS, J. (Ed.) Classic Petroleum Provinces. Geological Society Special Publication n. 50, p. 9-35, 1990.
5. PARNAUD, F.; GOU, Y.; PASCUAL, J.-C.; TRUSKOWSKI, I., GALLANGO, O., PASSALACQUA, H., & ROURE, F. Petroleum Geology of the central part of the Eastern Venezuelan Basin. In: A. J. TANKARD *et al.* (Editores) Petroleum basins of South America. AAPG Memoir 62, p. 741-756. 1995.
6. PDVSA-INTEVEP, Léxico Estratigráfico Electrónico de Venezuela. Boletín Informativo Asociación Venezolana de Geología, Minería y Petróleo. Caracas, v. 8, n. 10, p. 286-306, www.pdvs.com/lexico/lexicoh.htm.

*Manuscrito recebido em: 21 de setembro de 2011
Revisado e Aceito em: 23 de agosto de 2013*