

7 RESULTADOS E DISCUSSÃO

7.1 Fácies Sedimentares

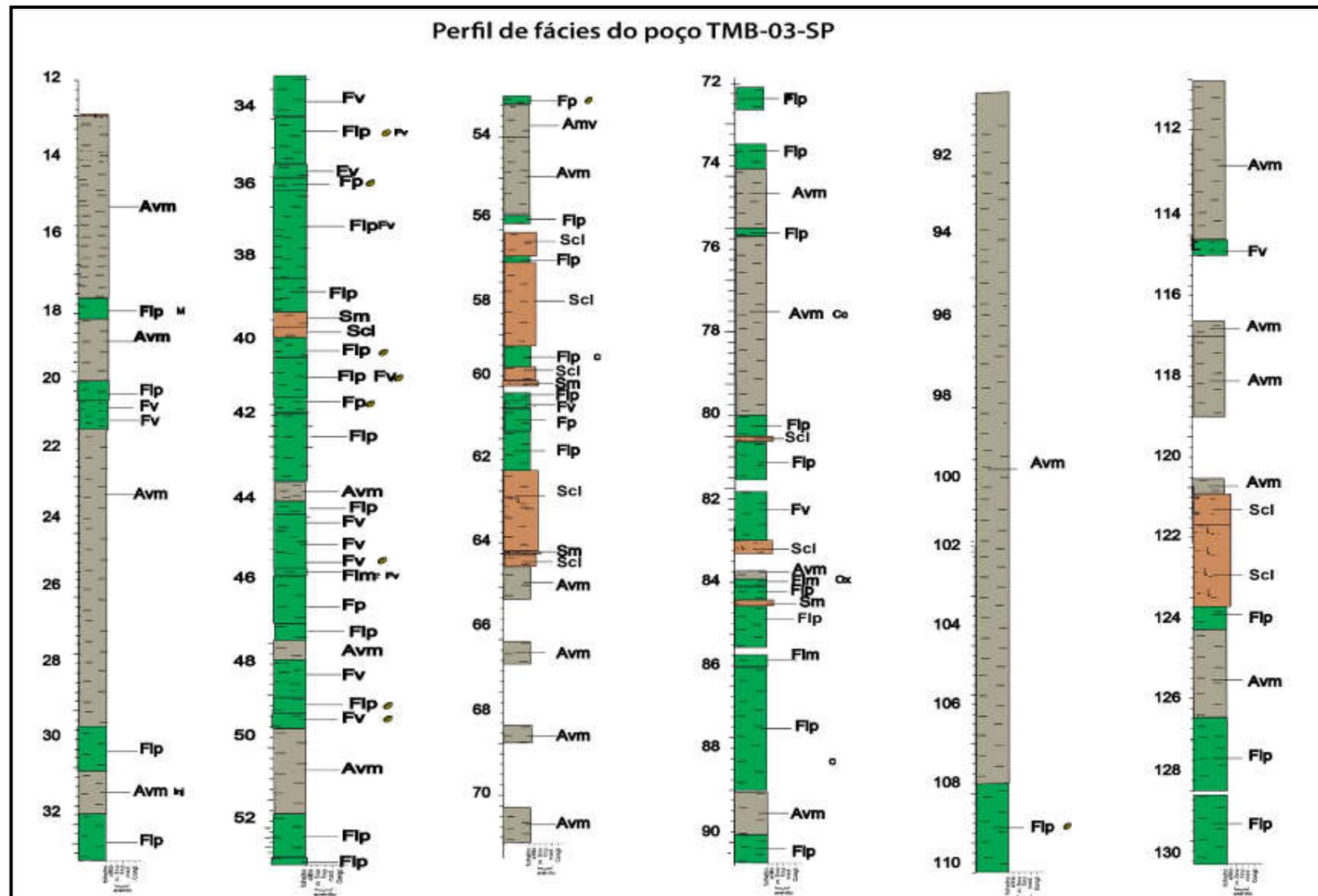
Della Favera (2001) define fácies como um conjunto de feições que caracterizam uma rocha sedimentar, sendo elas a cor, granulação, estruturas internas, geometria deposicional, espessura, fósseis e paleocorrentes. Porém, apenas uma fácies não é suficiente para caracterizar um ambiente sedimentar pelo fato de uma mesma fácies poder ser encontrada em vários tipos de ambientes sedimentares. Dessa forma, para que seja feita uma interpretação paleoambiental correta, é importante realizar uma associação entre as fácies para que a análise de várias feições, em conjunto, possa determinar o ambiente.

Os depósitos da Formação Tremembé são caracterizados pelo predomínio de fácies sílticas, de argilito esmectítico verde e folhelho betuminoso. Os folhelhos apresentam cor variando do cinza-claro a preto, frequentemente são laminados e com presença de ostracodes, restos de peixe e ave, insetos, troncos fósseis, entre outros fósseis. Algumas fácies de argilitos esmectíticos reagem ao ácido clorídrico evidenciando a presença de material carbonático.

Dentre os poços perfurados pelo INOG-UERJ para estudos nessa bacia, o poço TMB-03-SP foi o mais profundo (240m), considerado como base para a análise faciológica da Formação Tremembé.

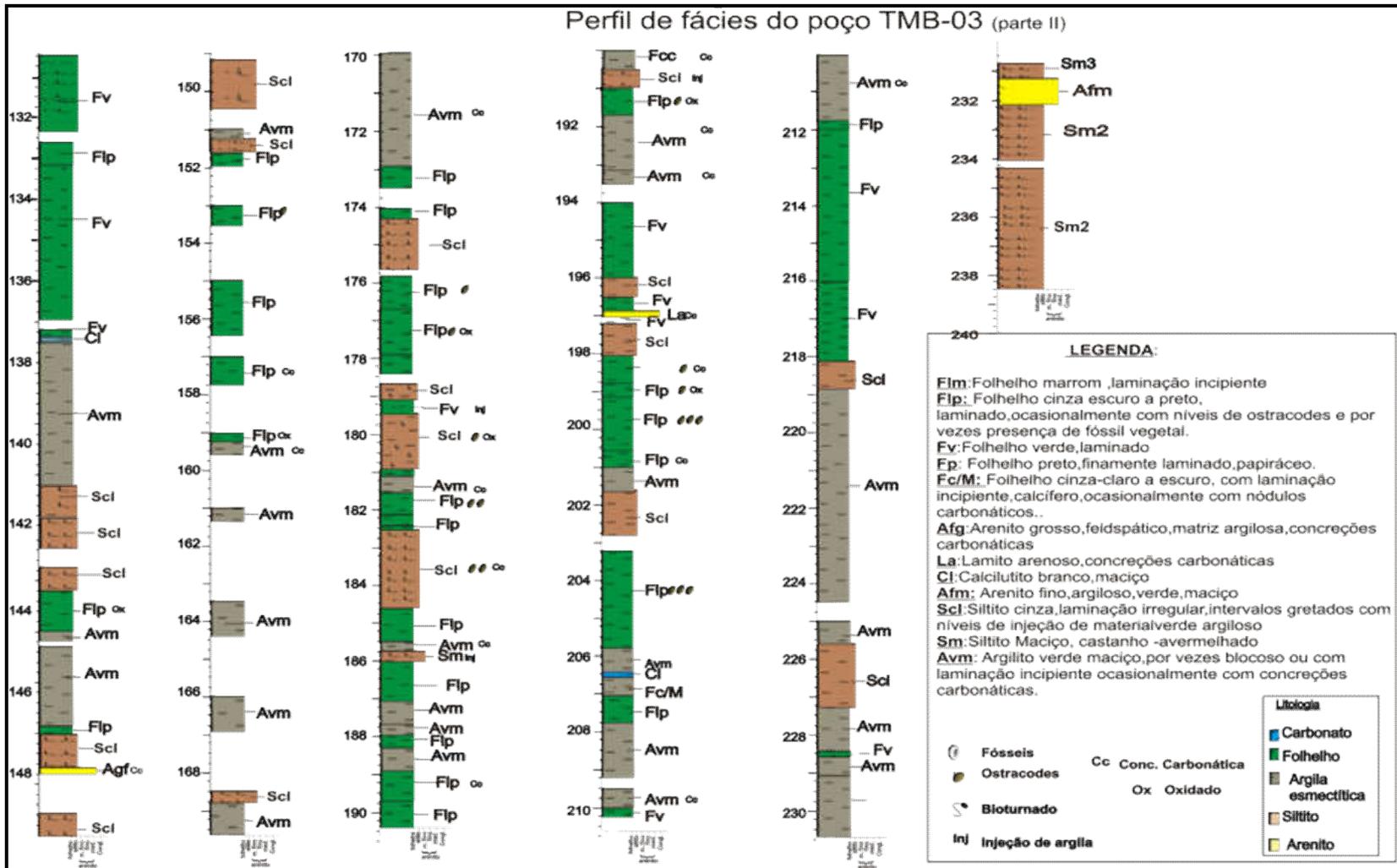
Comparando as fácies descritas no poço TMB-03-SP com aquelas descritas por Riccomini (1989) e Torres-Ribeiro (2004), constata-se que, dentre as fácies identificadas por esses autores, doze fácies (Figura 37a e 37b) encontram-se presentes no poço estudado. As mesmas são abaixo descritas e caracterizadas.

Figura 37a - Caracterização faciológica da formação Tremembé poço TMB-03-SP (parte I)



Fonte: a autora (2017)

Figura 37b - Caracterização faciológica da formação Tremembé poço TMB-03-SP (parte II).



Fonte: a autora (2017)

7.1.1 Descrição das fácies

Fácies laminadas

Essas fácies estão relacionadas a tipos de rochas finamente laminadas e que na formação Tremembé são caracterizadas por folhelhos. Cinco tipos de folhelhos foram identificados e serão detalhados a seguir.

Folhelho marrom (FIm). Folhelho com laminação incipiente o que sugere, sedimentação de argila e matéria orgânica em ambiente subaquoso óxico/disóxico.

Folhelho cinza escuro a preto (FIp). Folhelho laminado, ocasionalmente com níveis de ostracodes e por vezes presença de fóssil vegetal. Sua interpretação estaria relacionada à sedimentação de argila e matéria orgânica algálica e terrestre em ambiente subaquoso/anóxico (Figura 38 A).

Folhelho verde (Fv). Folhelho verde, laminado. Resultante da sedimentação de argila e matéria orgânica algálica e terrestre em ambiente subaquoso/anóxico (Figura 38 B).

Folhelho papiráceo (Fp). Folhelho muito laminado, de cor preta, papiráceo, muito maleável por vezes com ostracodes. Sua interpretação estaria relacionada à sedimentação de argila e matéria orgânica algálica e terrestre em ambiente subaquoso/anóxico (Figura 38 C).

Folhelho cinza-claro a escuro (Fc/M). Folhelho com laminação incipiente, calcífero, ocasionalmente com nódulos carbonáticos. Interpretados com depósitos de baixa lâmina d'água, representando um período de maior salinidade do lago (Riccomini, 1989).

Fácies não laminadas

Essa assembleia de fácies é caracterizada por: siltitos, arenitos, argilitos e calcilutitos.

Arenito grosso (Afg): Arenito grosso feldspático, matriz argilosa, concreções carbonáticas. Interpretados como depósitos de processos tipo sheet-flood, ocasionados por enchentes esporádicas, depositando corpos de inunditos nas bordas do lago (Riccomini, 1989).

Lamito arenoso (La): Lamito arenoso com concreções carbonáticas. Interpretado como Depósitos de MudFlow em ambiente subaquoso (Freitas, 2007)

Arenito fino (Afm): Arenito fino de cor verde, maciço. Interpretado como Fluxo gravitacional coesivo (sand debris) (Torres-Ribeiro, 2004)

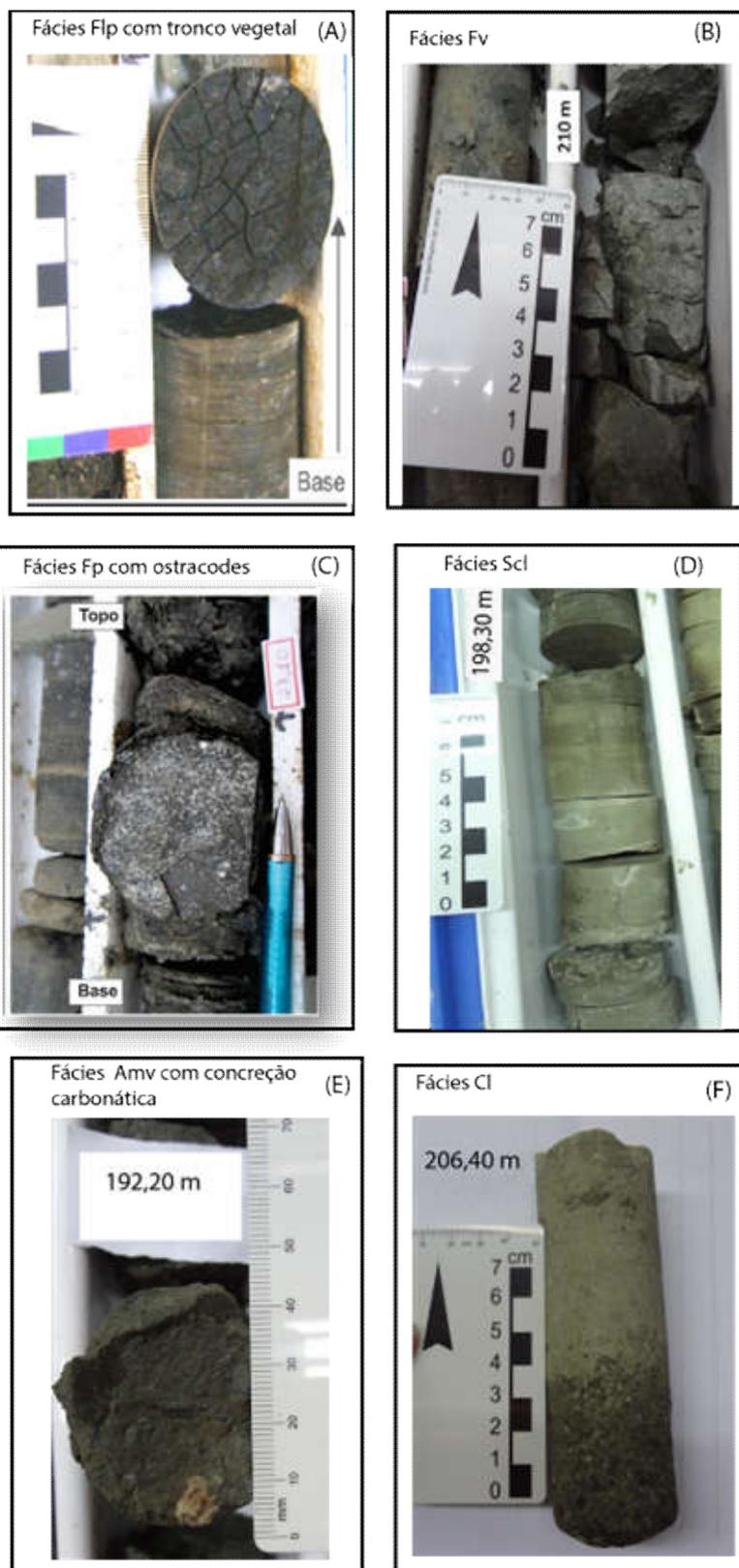
Siltito cinza (Scl) Siltito com laminação irregular, intervalos gretados com níveis de injeção de material verde argiloso, por vezes fraturado. Sua interpretação estaria relacionada à sedimentação de finos e matéria orgânica em ambiente subaquoso óxico / disóxico. Níveis gretados indicam deposição em lâmina d'água rasa, com eventual exposição subaérea (Figura 38 D)

Siltito maciço (Sm): Siltito maciço castanho-avermelhado. Sua interpretação estaria relacionada à sedimentação de finos e matéria orgânica em ambiente subaquoso óxico / disóxico.

Argilito verde maciço (Avm): Argilito blocoso ou com laminação incipiente ocasionalmente com concreções carbonáticas. Resultante da Exposição subaérea e pedogenização (paleossolo) (Figura 38 E)

Calclutito (Cl): Calclutito branco maciço. Interpretado como depósitos de menor lâmina d'água, representando os períodos de maior salinidade do lago (Riccomini, 1989). (Figura 38 F)

Figura 38 - Fácies descritas no poço TMB-03.



7.2 Associação de Fácies e Ciclos deposicionais

Na Tabela 7 são apresentadas as associações de fácies e subambientes de deposição propostos para a Formação Tremembé.

O modelo de deposição lacustre para a Formação Tremembé já encontra-se aceito pela maior parte dos pesquisadores que abordaram este tema (RICCOMINI, 1989; CHANG et al., 1989; FERNANDES, 1993; TORRES-RIBEIRO, 2004; DUARTE, 2012; dentre outros), tendo em vista a predominância de fácies de folhelhos e siltitos de geometria tabular de grande continuidade lateral em contexto de bacia em rifte, bem como a ausência de fósseis de organismos marinhos. Neste sentido, Riccomini (1989) caracteriza para a Formação Tremembé um ambiente lacustre do tipo *playa-lake*. Já Torres-Ribeiro (2004) classifica o ambiente de deposição para esta formação como um sistema lacustre fechado, oligomérico (pouca circulação de água), eutrófico (grande produtividade orgânica) depositado em clima semi-árido.

No poço TMB-03-SP observou-se uma evidência de repetição de padrões de empilhamento de fácies em ciclos variando individualmente de 20 a 45 m. Esses ciclos em geral se iniciam na base por fácies de folhelhos laminados com elevados teores de COT e IH (fácies Flp,Fv,Fp) (Figuras 37 a e 37b), gradando verticalmente para fácies de folhelhos/siltitos de cores mais claras (Sm, Fc/M) (Figuras 37a e 37b), em geral culminando no topo por fácies de siltito gretado e/ou argilito verde maciço, com níveis ou concreções carbonáticas (Scl, Avm) (Figuras 37a e 37b).

Cinco ciclos desta natureza foram caracterizados no poço TMB-03-SP (figura 39), sendo interpretados como ciclos de raseamento para o topo. As fácies de folhelho laminados com elevados teores de COT e IH, presentes na base dos ciclos indicaram deposição em lâmina d'água relativamente mais profunda, em condições de fundo disóxico/anóxico.

Essas condições de fundo são sugeridas tendo em conta os teores elevados de COT destas fácies (geralmente superiores a 10% em média, com intervalos atingindo com frequência todos superiores da 20%), além de valores bastante elevados de IH (superiores a 700 mg HC/ g COT, podendo atingir, eventualmente, valores da ordem de 900 mg HC/g COT).

As condições óxicas e de menor lamina d'água indicadas para os intervalos superiores destes ciclos são assinaladas com base nos menores valores de COT (inferior a 1%) e IH (inferiores a 100 mg HC/ g COT). Feições de expansão subaérea, tais como o gretamento observado com frequência no intervalo, bem como os nódulos carbonáticos e feições de pedogenização, reforçam este cenário de raseamento nas condições do paleolago nestes intervalos.

Esta mesma tendência de empilhamento é também observada através de ciclos deposicionais de mais alta frequência (espessura variando de 7 a 18 m), seguindo o mesmo padrão de raseamento para o topo (figura 40 e 41).

Tabela 7 – Associação de Fácies e Subambientes de deposição propostos neste estudo.

Domínio deposicional	Subambiente	Fácies Associadas
Lacustre	Lado Raso	F _{lm} , S _{cl} , S _{cm} , F _{c/M} , A _{vm} , ,Cl
	Lago Profundo	F _{lp} , F _v , F _p

7.3 Caracterização das unidades quimioestratigráficas

A estratigrafia química ou quimioestratigrafia envolve a aplicação de dados de geoquímica orgânica e/ou inorgânica para caracterizar e correlacionar estratos. As sucessões sedimentares podem ser subdivididas em unidades quimioestratigráficas com assinaturas geoquímicas específicas. Essas assinaturas fornecem um meio de definir, subdividir e correlacionar as unidades sedimentares ao longo da bacia, mesmo aquelas aparentemente homogêneas (RODRIGUES, 2005).

A geoquímica orgânica foi desenvolvida no início da década de 70, e utiliza os princípios da química para o estudo da origem, migração, acumulação, exploração e produção do petróleo (óleo ou gás), assim como no apoio à resolução de problemas de contaminação e de poluição ambientais (HUNT, 1995).

A estratigrafia química combina dados de estratigrafia com aqueles de geoquímica orgânica e inorgânica, podendo também, ser aplicada com grande sucesso para predizer a distribuição da matéria orgânica, fornecendo um arcabouço estratigráfico e fornecendo o potencial de reconhecimento de tratos de sistemas ou parassequências (CATUNEANU, 2006).

Nos nove furos estudados, procedeu-se a análise de dados de COT, S e RI, bem como a análise de pirólise Rock-Eval. Para ilustrar a distribuição vertical dos teores de COT na seção mais superior da Formação Tremembé, utilizou-se como modelo o furo TMB-03-SP, uma vez que, dentre os furos estudados, este é o que perfurou a seção mais espessa da Formação Tremembé (240m).

A partir dos dados de COT, S₂, IH da seção do poço TMB-03-SP, 13 unidades quimioestratigráficas foram identificadas, nomeadas da base para o topo de A a M (Figura 39). A unidade L é aquela que representa o intervalo com maior enriquecimento de matéria orgânica da Formação Tremembé e, portanto, a que desperta o maior interesse sob o ponto de vista de geração de hidrocarbonetos. Assim, no sentido de caracterizar com maior detalhe o intervalo da unidade L, procedeu-se uma análise mais aprofundada desta unidade em relação às demais. Vale ressaltar que a matéria orgânica da formação Tremembé se encontra

termicamente imatura em todos os poços analisados, como indicam os valores de Tmax inferiores a 440°C (Figura 39).

Assim, com base nos teores de COT e nos valores S_2 e índice de hidrogênio (IH) foi possível identificar, na seção da unidade L, sete subunidades quimioestratigráficas, denominadas informalmente de L1 a L7, da base para o topo (Figura 39 - quadro vermelho). Conforme exibido nas duas seções de correlação mostradas nas figuras 38 e 39, essas subunidades foram correlacionadas entre oito poços estudados com base nos teores de COT. O *datum* estratigráfico considerado para essa correlação foi o topo da primeira camada de argilito esmectítico. Na correlação das unidades quimioestratigráficas, aquelas representadas pela cor cinza nas figuras 38 e 39 (subunidades L2 e L4) associam-se aos intervalos de argilitos esmectíticos, por vezes siltitos, que se caracterizam por apresentar teores baixos de COT (< 1%). As subunidades L1, L3, L5, L6 e L7, por sua vez, caracterizam-se por apresentar teores médios de COT elevados, variando desde 3 até 16% (Tabela 8). Estas subunidades são discutidas com maior detalhe ao longo deste trabalho, tendo em vista o maior enriquecimento orgânico destes intervalos.

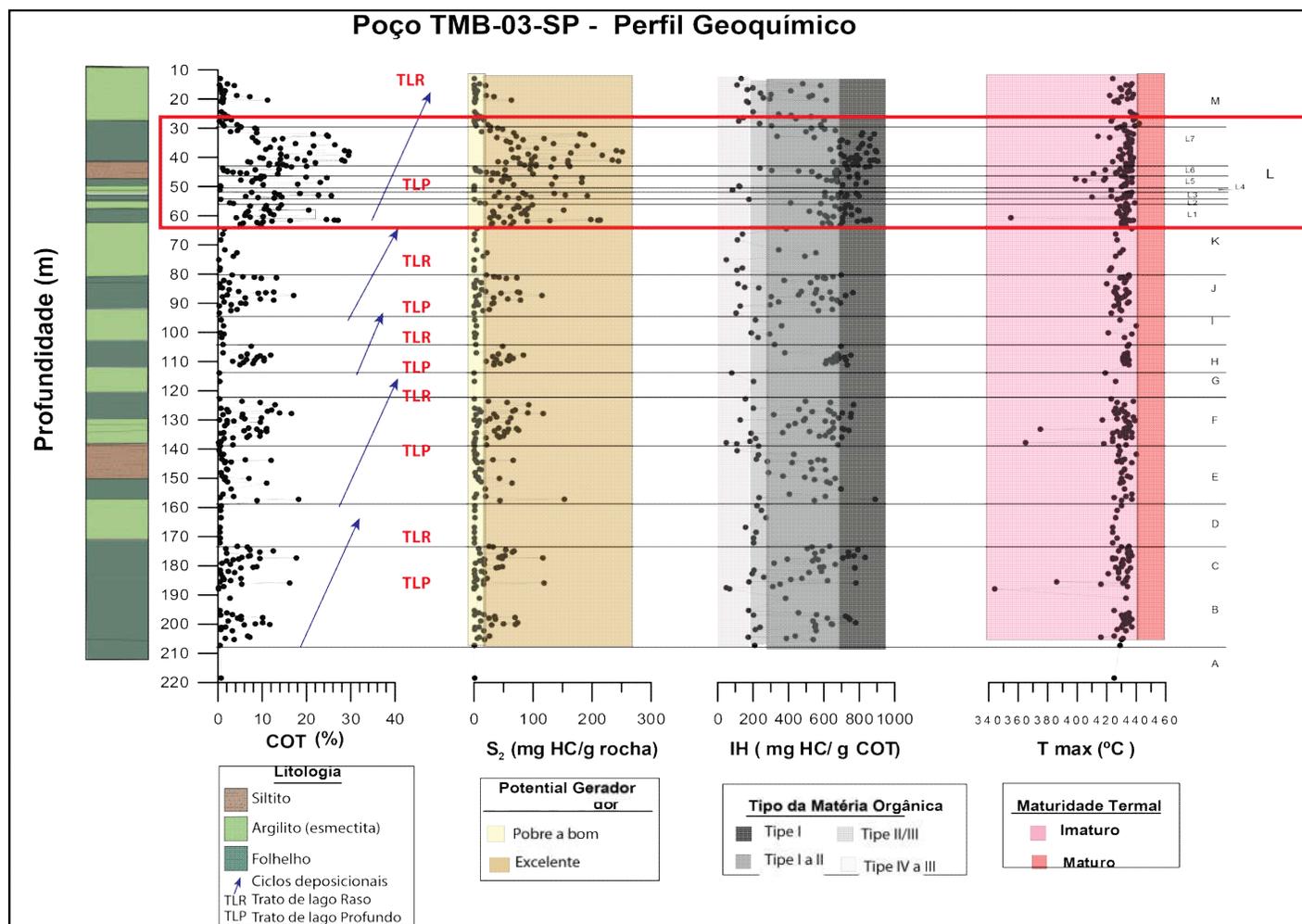
O perfil de correlação A-A' (figura 40) foi feita entre os poços TMB-01-SP, TMB-03-SP, PND-01-SP, MOR-01-SP. No poço TMB-01-SP não foram encontradas as unidades L7 e L6, pois a perfuração desse poço ocorreu em uma cota topográfica mais baixa que os demais, podendo estas unidades terem sido erodidas.

O perfil de correlação B-B' (figura 41) foi feita entre os poços QUI-01-SP, TMB-01-SP, PND-02-SP, MOR-02-SP e POT-01-SP. A unidade L6 não foi identificada no poço TMB-01-SP podendo ter sido erodida. A unidade L4 apresenta maior espessura no poço QUI-01-SP o que, aliado à diminuição dos teores médios de COT pode indicar uma localização na parte mais próxima à borda do lago.

Na elaboração dos mapas de rendimento ($S_1 + S_2$) e COT, valores arbitrários de rendimento próximos a zero foram considerados junto às bordas da bacia. Esta premissa foi assumida tendo em vista o predomínio de fácies arenosas nestes locais, segundo demonstrado por Vidal et al. (2004).

Mapas estruturais do trabalho de Marques (1990) foram consultados como base para associação com os dados de rendimentos gerados.

Figura 379 - Perfil geoquímico da formação Tremembé no poço TMB-03-SP.



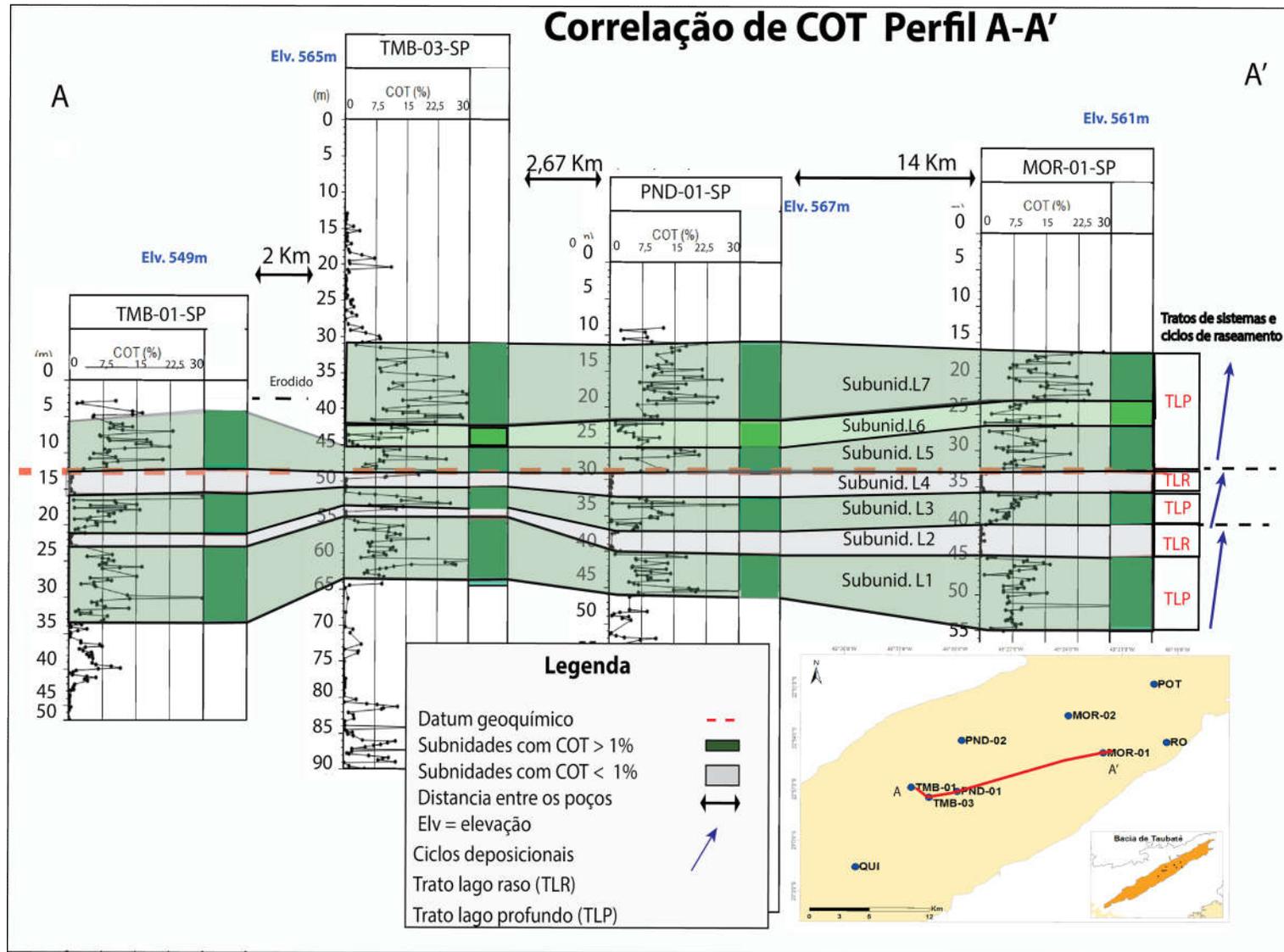
Fonte: a autora (2017).

Tabela 8 - Espessura (m) e valores médios de COT (%), S1 (mg HC/ g rocha) , S2 (mg HC/ g rocha) e IH (mg HC /g COT) para amostras das subunidades quimioestratigráficas da unidade L nos poços estudados.

Sub-unidades	Dados	Poços							
		QUI01- SP	TMB01- SP	TMB03- SP	PND01- SP	PND02- SP	MOR02- SP	MOR01- SP	POT01- SP
L7	Espessura	8	x	12	11	7	9	7	11
	COT	5	x	16	13	14	13	16	13
	S2	52	x	116	100	118	86	115	88
	S1	1	x	3	4	1	2	4	1
	IH	545	x	691	649	722	591	679	613
L6	Espessura	2	x	3	4	0	2	3	2
	COT	6	x	9	6	x	3	9	6
	S2	18,5	x	30	19	0	18,5	80	17,5
	S1	0,5		1	1	x	0,5	2	0,5
	IH	320	x	615	534	0	471	594	370
L5	Espessura	7	8	4	4	8	7	6	6
	COT	6	11	12	12	14	9	9	9
	S2	55,5	91	82	43,5	122	48	79	67
	S1	1,5	2	2	1,5	2	1	2	2
	IH	615	649	648	555	750	516	659	592
L3	Espessura	5	5	2	5	10	2	4	6
	COT	5	10	13	9	10	10	7	7
	S2	54	87	96	60	75	76	50	49
	S1	1	2	2	4	2	1	1	1
	IH	568	636	645	586	631	504	609	546
L1	Espessura	5	10	9	6	2	10	10	15
	COT	4	9	11	11	15	11	9	8
	S2	29	76	84,5	66	x	83	56,5	53
	S1	1	1	1,5	2	x	1	1,5	1
	IH	477	661	660	557	684	642	585	540

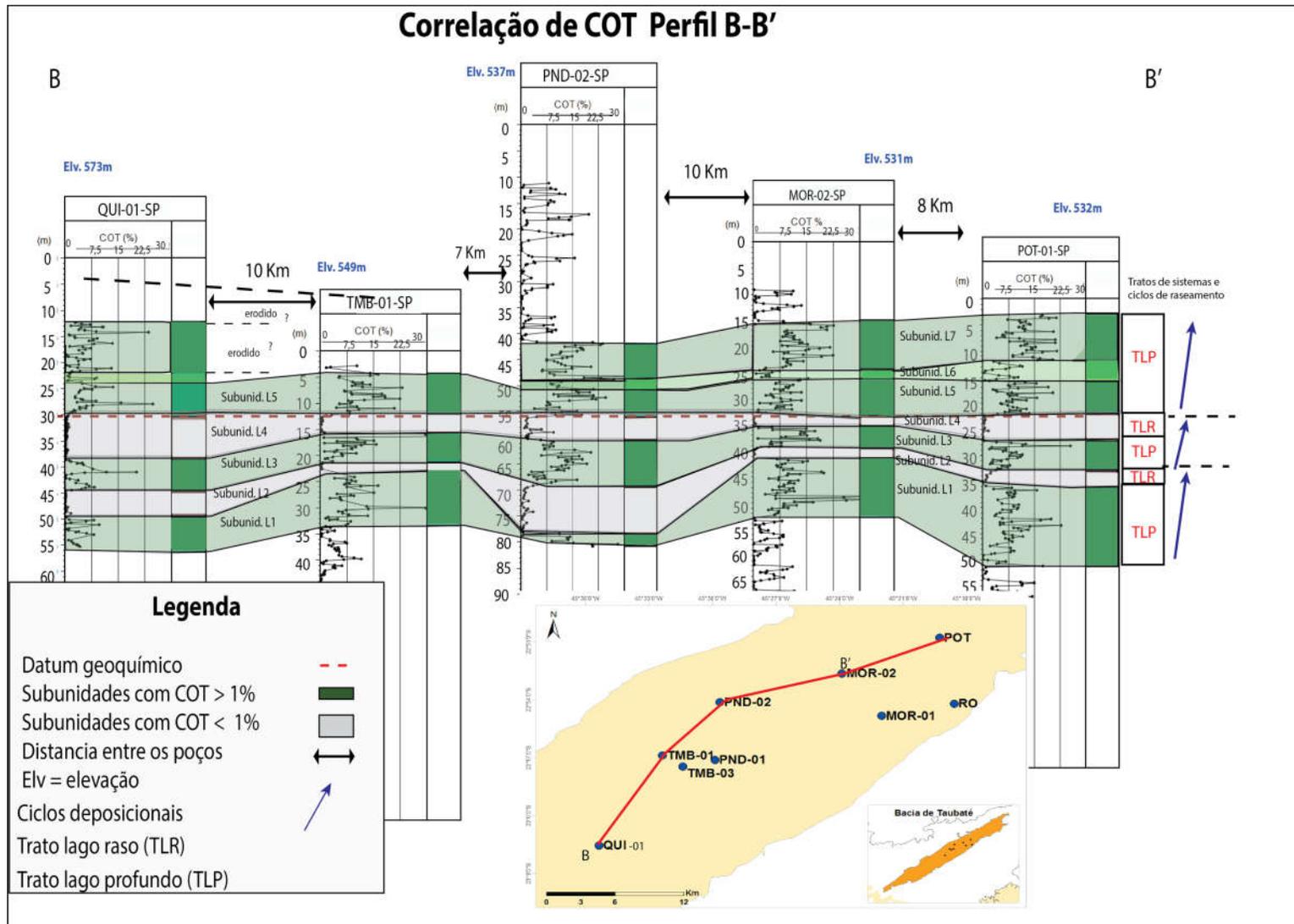
Nota: X = dados não analisado

Figura 40 - Correlação entre os teores de COT de amostra das subunidades L da formação Tremembé no local dos poços cortados do perfil A-A'.



Fonte: a autora (2017).

Figura 41 - Correlação entre os teores de COT de amostra das subunidades L da formação Tremembé no local dos poços cortados do perfil B- B'.



Fonte: a autora (2017)

7.3.1 Subunidade L1

7.3.1.1 Caracterização Faciológica

A unidade é composta por intervalos de folhelho papiráceo com presença de ostracodes (Fácies Fp); folhelho preto laminado a fracamente laminado (Fácies Fpl), e siltito cinza claro, laminado (Fácies Scl). Apresenta espessura entre 5 e 15 metros com os maiores valores na região central da área de estudo. (Figura 42a)

7.3.1.2 Caracterização Geoquímica

Carbono orgânico total

Os teores médios de COT variam de 4% a 15%, indicando intervalo de muito boa a excelente concentração de matéria orgânica. A Figura 42b mostra que os valores mais elevados ocorrem nas áreas dos poços TMB-03-SP, MOR-02-SP e PND-01-SP.

Valores de rendimento (s1+s2)

Os teores médios de rendimento variam de 30 a 85 mg HC/g Rocha, com os valores mais elevados nas áreas dos poços TMB-03-SP, MOR-02-SP e TMB-01-SP (Figura 42c), que correspondem as áreas onde esta subunidade é mais rica em carbono orgânico.

Índice de hidrogênio

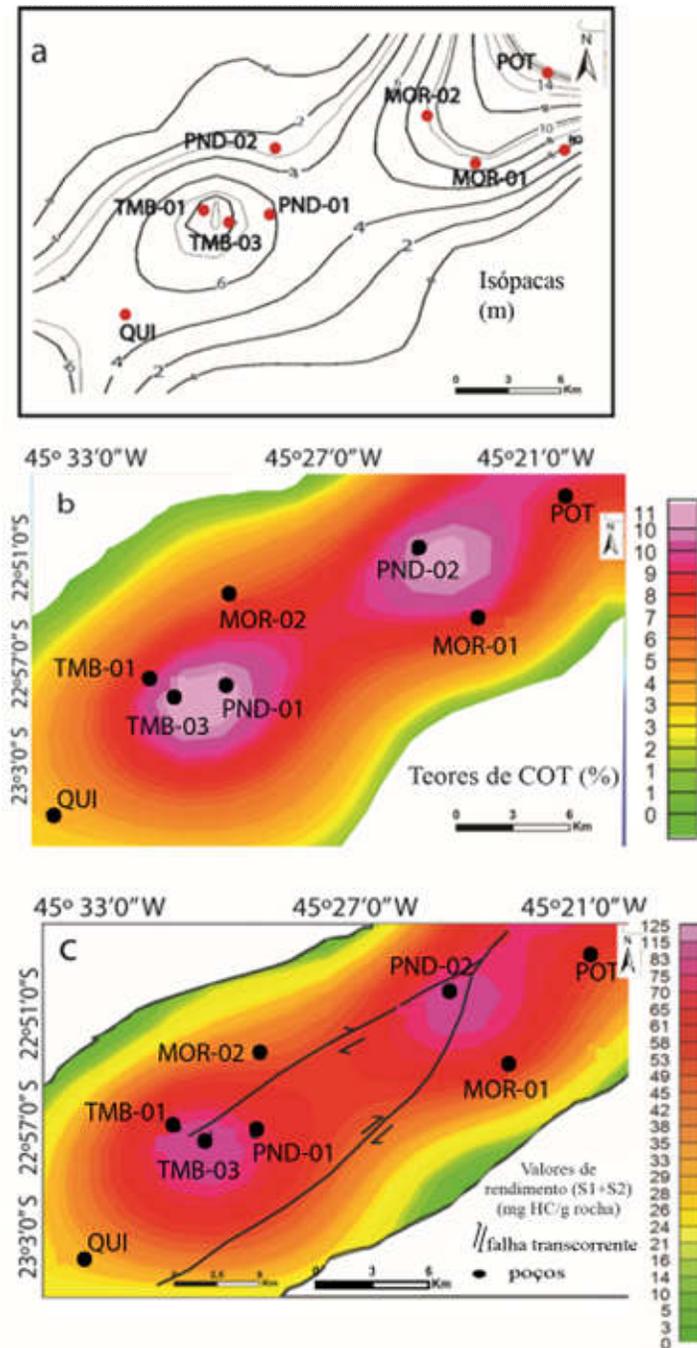
O gráfico de IH versus COT (Figura 43) mostra que o IH aumenta conforme aumenta os teores de COT. Os poços com teores mais elevados de COT (círculo preto) apresentam IH de maneira geral acima de 400 mg HC/ g COT, evidenciando

matéria orgânica com potencial de geração para óleo. Pela figura 41, também se observa que as amostras com matéria orgânica com maior potencial para geração de óleo concentram-se nos poços TMB-03-SP, MOR-02-SP e PND-01-SP, coincidindo com as áreas onde os folhelhos betuminosos desta subunidade são mais ricos em carbono orgânico e possuem melhores rendimentos.

7.3.1.3 Interpretação paleoambiental.

As fácies de folhelho têm como características a presença de ostracodes, laminação, cor escura, e teores de COT superiores a 3% e valores de IH superiores a 400 mg de HC/g rocha, que sinalizam um ambiente possivelmente de água doce, calmo, redutor, favorável a preservação e onde a lamina d'água seria mais profunda, conforme também interpretado por Ricomini (1989).

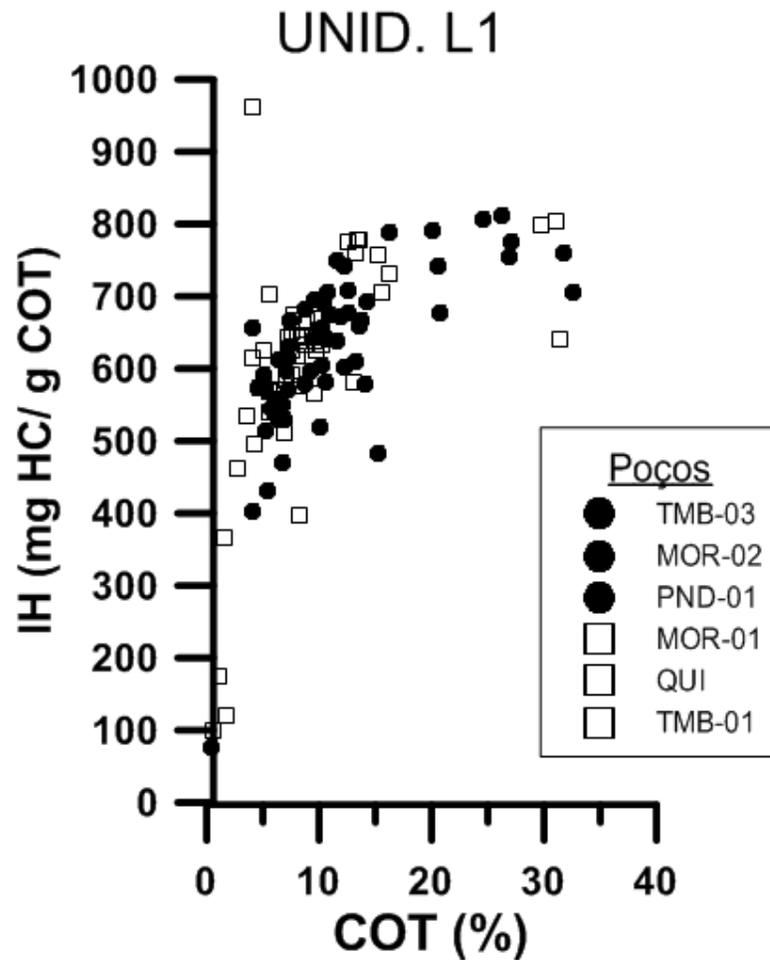
Figura 42 - Mapas de distribuição da espessura (a), teores médios de COT (b) e rendimento da subunidade L1 (c).



Nota: a) Isópacas, b) Teores de COT, c) Valores de rendimento (S1 + S2)

Fonte: a autora (2017)

Figura 43 - Relação entre os dados índice de hidrogênio (IH) e os teores do carbono orgânico total (COT) na subunidade L1.



Nota: os poços circulares e da cor preta são os poços de maior interesse.

Fonte: a autora (2017)

7.3.2 Subunidade L2

7.3.2.1 Caracterização Faciológica

A unidade é composta por argilitos esmectíticos (Fácies Aem). Apresenta espessura entre 1,2 e 7,9 metros com os maiores valores na região do poço PND-02.

7.23.2.2 Caracterização Geoquímica

Carbono orgânico total

Os teores médios são inferiores a 0,5% podendo chegar a 3% em poucos níveis, indicando em termos gerais uma pobre concentração de matéria orgânica. (Figuras 40 e 41).

Valores de rendimento (S_1+S_2)

Os teores médios são inferiores a 1 mg HC/ g rocha podendo chegar até 5 mg HC/ g rocha, em raros níveis. Assim, não apresentando qualquer relevância para produção de hidrocarbonetos.

Índice de Hidrogênio

Os teores médios são inferiores a 300 mg HC/g COT, indicando um potencial desprezível para óleo.

7.3.2.3 Interpretação paleoambiental

Os baixos valores de carbono orgânico total e do índice de hidrogênio caracterizam um ambiente óxico. Já a presença de gretas de contração e

concreções calcíferas sugerem um momento de lâmina d'água baixa e um aumento de salinidade, conforme também sugerido por Riccomini (1989).

.

7.3.3 Subunidade L3

7.3.3.1 Caracterização Faciológica

A litologia na unidade varia de folhelho cinza escuro a preto, laminado, ocasionalmente com níveis de ostracodes e por vezes com presença de fóssil vegetal (Fácies Flp), gradando para folhelho papiráceo com presença de ostracodes (Fácies Fp). Apresenta espessura entre 2 e 10 metros com os maiores valores na região central da área (poço PND-02-SP) de estudo (Figura 44a).

7.3.3.2 Caracterização Geoquímica

Carbono orgânico total

Os teores médios de COT variam de 5% a 13%, indicando concentração muito boa a excelente de matéria orgânica. A Figura 44b mostra que os valores mais elevados ocorrem nas áreas dos poços TMB-03-SP, PND-02-SP e MOR-02-SP.

Valores de rendimento (S1+S2)

Os teores médios de rendimento variam de 50 a 98 mg HC/g Rocha, com os valores mais elevados nas áreas dos poços TMB-03-SP, TMB-01-SP, PND-02-SP e MOR-02-SP, respectivamente (Figura 44 c), que correspondem as áreas onde esta subunidade é mais rica em carbono orgânico.

Índice de hidrogênio

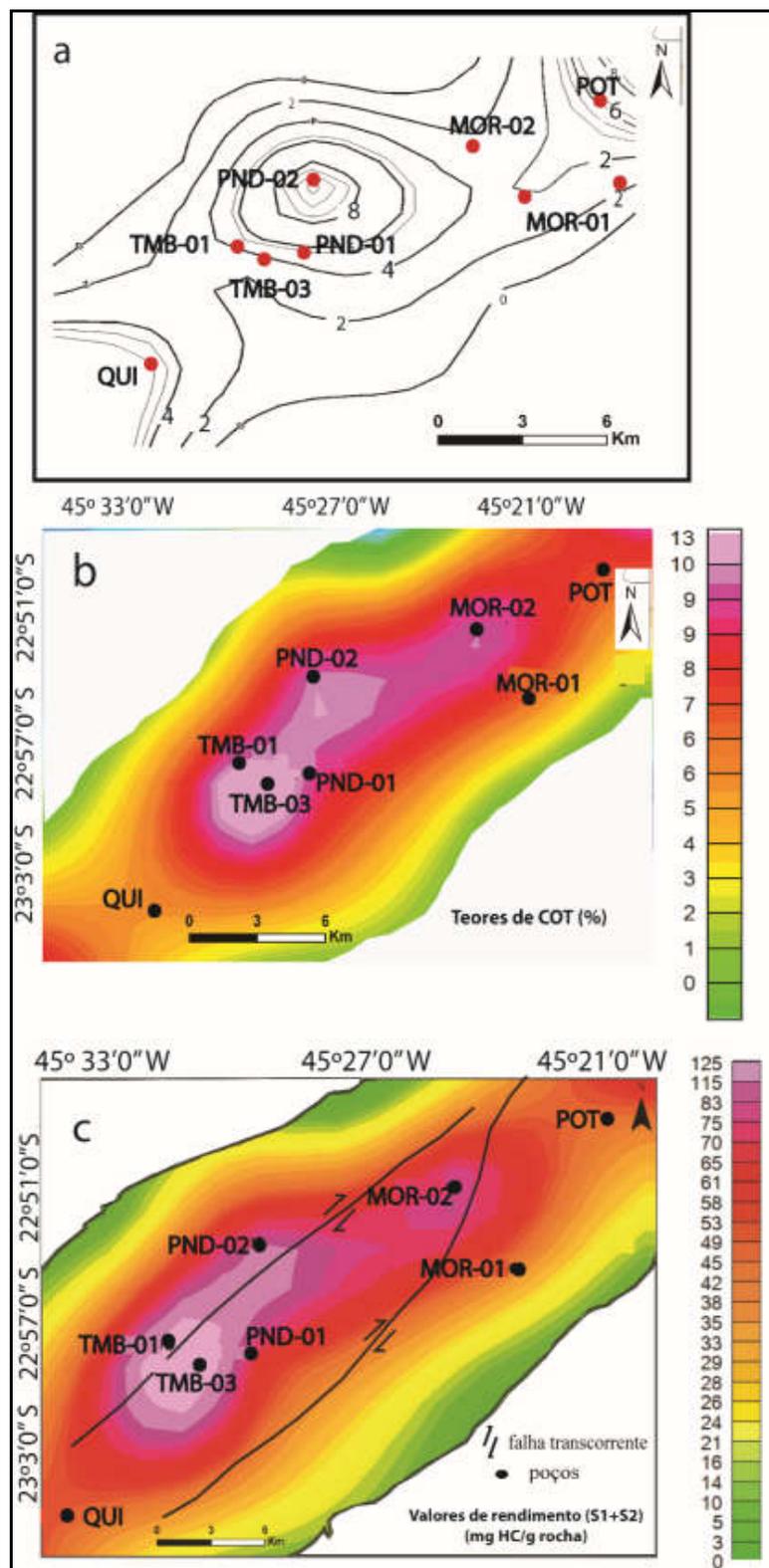
O gráfico de IH versus COT (Figura 45) mostra que o IH aumenta conforme aumenta os teores de COT. Os poços com teores mais elevados de COT (círculo preto) apresentam IH de maneira geral acima de 400 mg HC/ g COT, evidenciando matéria orgânica com potencial de geração para óleo. Esse gráfico também mostra que a matéria orgânica com maior potencial para geração de óleo concentra-se nos

poços TMB-03-SP, MOR-02-SP e PND-02-SP, TMB-01-SP, coincidindo com as áreas onde os folhelhos betuminosos desta subunidade são mais ricos em carbono orgânico e possuem melhores rendimentos.

7.3.3.3 Interpretação paleoambiental

A fácies de folhelho apresenta características como presença de ostracodes, possivelmente de água doce, laminação e cor escura e teores de COT superiores a 5% e valores de IH superiores a 400 mg de HC/g rocha, os quais, sinalizam um ambiente lacustre de água doce com lâmina d'água espessa, calmo, redutor e favorável a preservação, conforme, também postulado por Riccomini (1989).

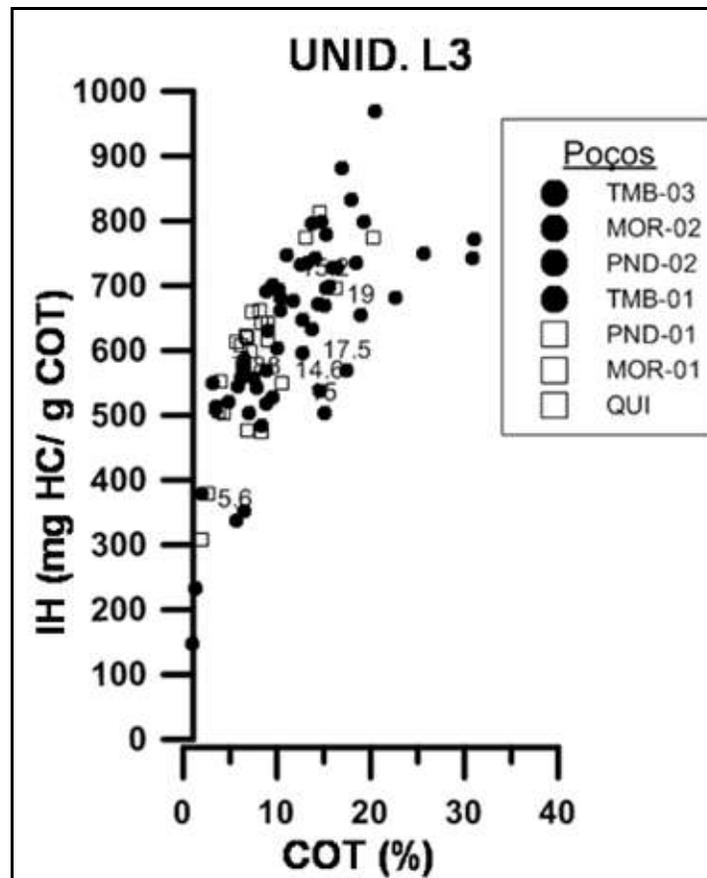
Figura 384- Mapas de distribuição da espessura, COT e rendimento da subunidade L3.



Nota: a) Isópacas, b) Teores de COT, c) Valores de rendimento (S1 +S2)

Fonte: a autora (2017)

Figura 45 - Relação entre índice de hidrogênio (IH) versus carbono orgânico total (COT) na subunidade L3



Nota: os poços circulares e da cor preta são os poços de maior interesse

Fonte: a autora (2017).

7.3.4 Subunidade L4

7.3.4.1 Caracterização Faciológica

A unidade é composta por argilitos esmectíticos (Fácies Aem). Apresenta espessura entre 1,8 e 8,2 metros com os maiores valores na região do poço QUI-01-SP.

7.3.4.2 Caracterização Geoquímica

Carbono orgânico total

Os teores médios normalmente são inferiores a 0,85% podendo chegar a 4% em poucos níveis, indicando em termos gerais uma pobre concentração de matéria orgânica. (Figuras 40 e 41).

Valores de rendimento (S1+S2)

Os teores médios são inferiores a 4 mg HC/ g rocha podendo chegar até 9 mg HC/ g rocha, em raros níveis. Assim, não apresentando qualquer relevância para produção de hidrocarbonetos.

Índice de Hidrogênio

Os teores médios normalmente são inferiores a 300 mg HC/g COT, indicando um potencial desprezível para óleo.

7.3.4.3 Interpretação paleoambiental

Os baixos valores de carbono orgânico total e do índice de hidrogênio caracterizam um ambiente óxico. Já a presença de gretas de contração e concreções calcíferas sugerem um momento de lâmina d'água baixa e um aumento de salinidade, conforme também sugerido por Riccomini (1989).

7.3.5 Subunidade L5

7.3.5.1 Caracterização Faciológica

A unidade L5 é composta por folhelho, preto, laminado (Fácies Flp); folhelho preto, finamente laminado papiráceo (Fácies Fp); folhelho verde laminado (Fácies Fv); folhelho cinza escuro a preto, laminado, ocasionalmente com níveis de ostracodes e por vezes presença de fóssil vegetal (Flp) e folhelho marrom com laminação incipiente (Flm). Apresenta espessura entre 4 e 8 metros com os maiores valores na região central da área de estudo (poços PND-02-SP e TMB-01-SP). (Figura 46a).

7.3.5.2 Caracterização Geoquímica

Carbono orgânico total

Os teores médios de COT variam de 6% a 14%, indicando concentração de matéria orgânica muito boa a excelente. A figura 46b mostra que os valores mais elevados ocorrem nas áreas dos poços PND-02-SP, TMB-03-SP, PND-01-SP e TMB-01-SP, respectivamente.

Valores de rendimento (S1+S2)

Os teores médios de rendimento variam de 56 a 124 mg HC/g Rocha, com os valores mais elevados nas áreas dos poços PND-02-SP, TMB-01-SP, TMB-03-SP e MOR-01-SP, respectivamente (Figura 46 c), que correspondem as áreas onde esta subunidade é mais rica em carbono orgânico.

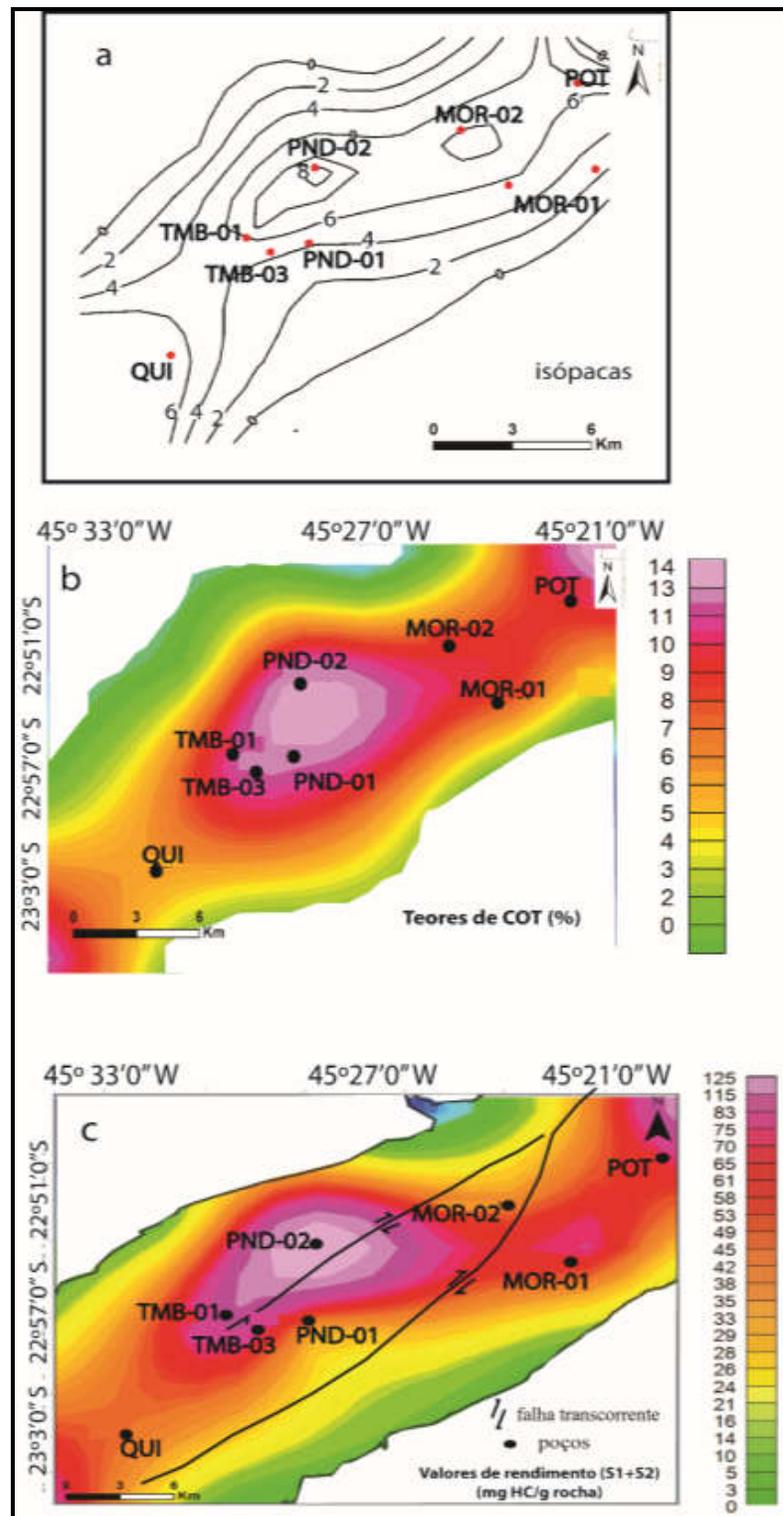
Índice de hidrogênio

O gráfico de IH versus COT (Figura 47) mostra que o IH aumenta conforme aumenta os teores de COT. Os poços com teores mais elevados de COT (círculo preto) apresentam IH de maneira geral acima de 400 mg HC/ g COT, evidenciando uma matéria orgânica com potencial de geração para óleo. Por meio desse gráfico, também se observa que a matéria orgânica com maior potencial para geração de óleo concentra-se nos poços PND-02-SP, MOR-01-SP, TMB-01-SP, TMB-03-SP, coincidindo com as áreas onde os folhelhos betuminosos desta subunidade são mais ricos em carbono orgânico e possuem melhores rendimentos.

7.3.5.3 Interpretação paleoambiental

As fácies de folhelho têm como características a presença de ostracodes, laminação, cor escura, e teores de COT superiores a 6% e valores de IH superiores a 400 mg de HC/g rocha, que sinalizam um ambiente possivelmente de água doce, calmo, redutor, favorável a preservação e onde a lamina d'água seria mais profunda, conforme também interpretado por Ricomini (1989).

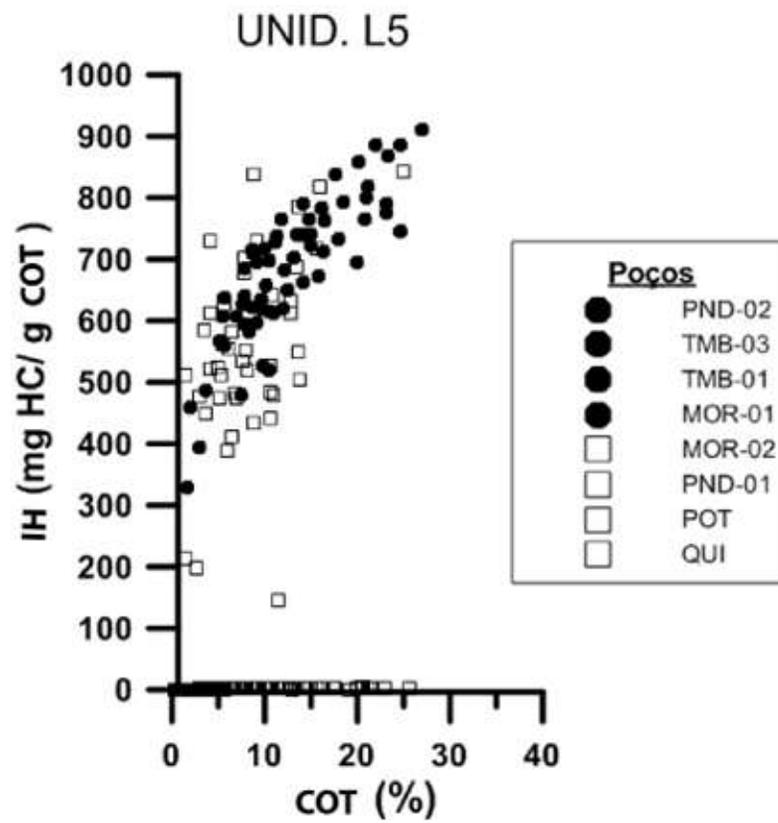
Figura 396 - Mapas de distribuição da espessura, COT e rendimento da subunidade L5.



Nota: a) Isópacas, b) Teores de COT, c) Valores de rendimento (S1 +S2)

Fonte: A autora (2017).

Figura 47- Relação do índice de hidrogênio (IH) versus COT na subunidade L5.



Nota: os poços circulares e da cor preta são os poços de maior interesse

Fonte: a autora (2017).

7.3.6 Subunidade L6

7.3.6.1 Caracterização Faciológica

A unidade L6 é composta por folhelho verde, laminado (Fácies Fv), folhelho cinza escuro a preto, laminado, ocasionalmente com níveis de ostracodes e por vezes com fósil vegetal (Flp). Apresenta espessura entre 2 e 4 metros com os maiores valores na região do poço PND-01-SP. (Figura 48a).

7.3.6.2 Caracterização Geoquímica

Carbono orgânico total

Os teores médios de COT variam de 6% a 9%, indicando concentração de matéria orgânica muito boa a excelente. A figura 48 b mostra que os valores mais elevados ocorrem nas áreas dos poços PND-02-SP, TMB-03-SP, PND-01-SP e TMB-01-SP, respectivamente.

Valores de rendimento (S_1+S_2)

Os teores médios de rendimento variam de 19 a 82 mg HC/g Rocha, com os valores mais elevados nas áreas dos poços, MOR-01-SP e TMB-03-SP, respectivamente (Figura 48 c), que correspondem as áreas onde esta subunidade é mais rica em carbono orgânico.

Índice de hidrogênio

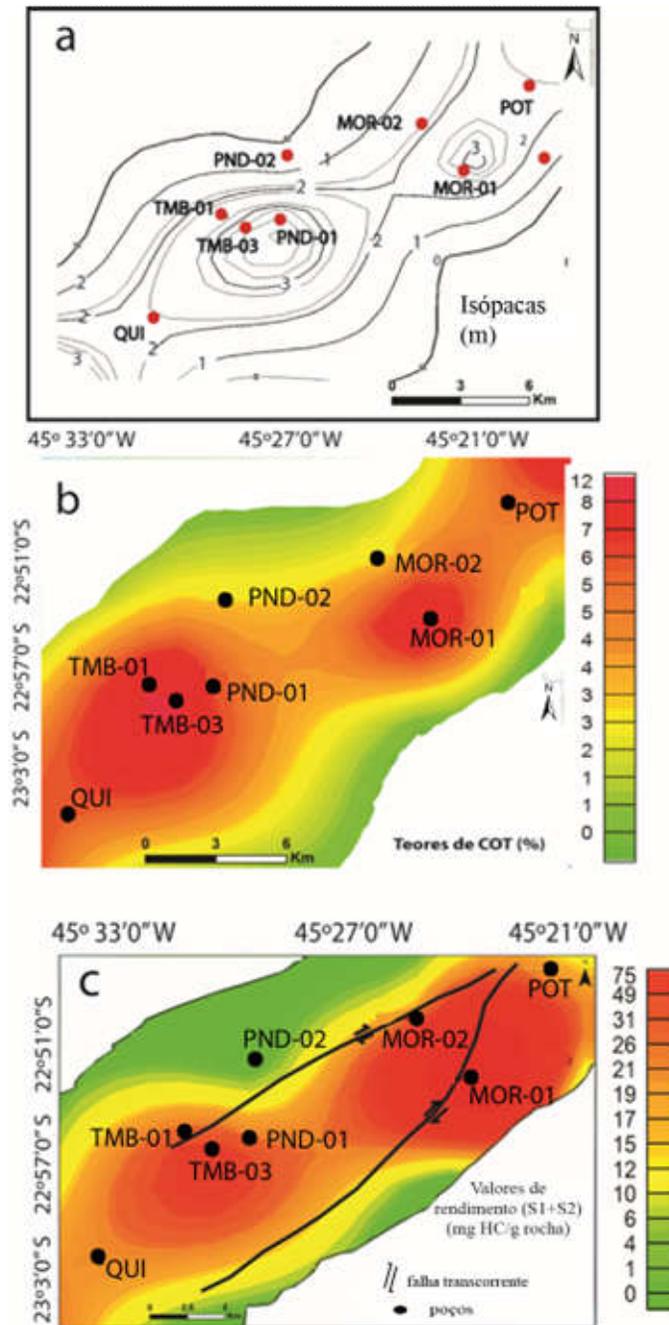
O gráfico de IH versus COT (Figura 49) mostra que o IH aumenta conforme aumenta os teores de COT. Os poços com teores mais elevados de COT (círculo preto) apresentam IH de maneira geral acima de 400 mg HC/ g COT, evidenciando matéria orgânica com potencial de geração para óleo. Esse gráfico também mostra

que a matéria orgânica com maior potencial para geração de óleo concentra-se nos poços MOR-01-SP e TMB-03-SP, coincidindo com as áreas onde os folhelhos betuminosos desta subunidade são mais ricos em carbono orgânico e possuem melhores rendimentos.

7.3.6.3 Interpretação paleoambiental

A fácies de folhelho apresenta características como presença de ostracodes, possivelmente de água doce, laminação e cor escura e teores de COT superiores a 6% e valores de IH superiores a 400 mg de HC/g rocha, os quais, sinalizam um ambiente lacustre de água doce com lâmina d'água espessa, calmo, redutor e favorável a preservação, conforme, também postulado por Riccomini (1989).

Figura 408 - Mapas de distribuição da espessura, COT e rendimento da subunidade L6.



Nota: a) Isópacas, b) Teores de COT, c) Valores de rendimento (S1 +S2).

Fonte: a autora (2017).

7.3.7 Subunidade L7

7.3.7.1 Caracterização Faciológica

A unidade L7 é composta por folhelho cinza escuro a preto, laminado, ocasionalmente com níveis de ostracodes e por vezes com fósil vegetal (Flp); folhelho preto, finamente laminado, papiráceo, (Fácies Fp), folhelho verde, laminado (Fácies Fv), siltito maciço, castanho avermelhado (Sm), siltito cinza, laminação irregular, intervalos gretados com níveis de injeção de material argiloso (Scl). Apresenta espessura entre 7 e 12 metros com os maiores valores na região central da área de estudo (Figura 50a).

7.3.7.2 Caracterização Geoquímica

Carbono orgânico total

Os teores médios de COT variam de 5% a 16%, indicando concentração de matéria orgânica muito boa a excelente. A figura 50 b mostra que os valores mais elevados ocorrem nas áreas dos poços MOR-01-SP, TMB-03-SP, PND-02-SP e PND-01-SP, respectivamente.

Valores de rendimento (S_1+S_2)

Os teores médios de rendimento variam de 53 a 119 mg HC/g Rocha, com os valores mais elevados nas áreas dos poços, MOR-01-SP, TMB-03-SP e, PND-01-SP, respectivamente (Figura 50 c), que correspondem as áreas onde esta subunidade é mais rica em carbono orgânico.

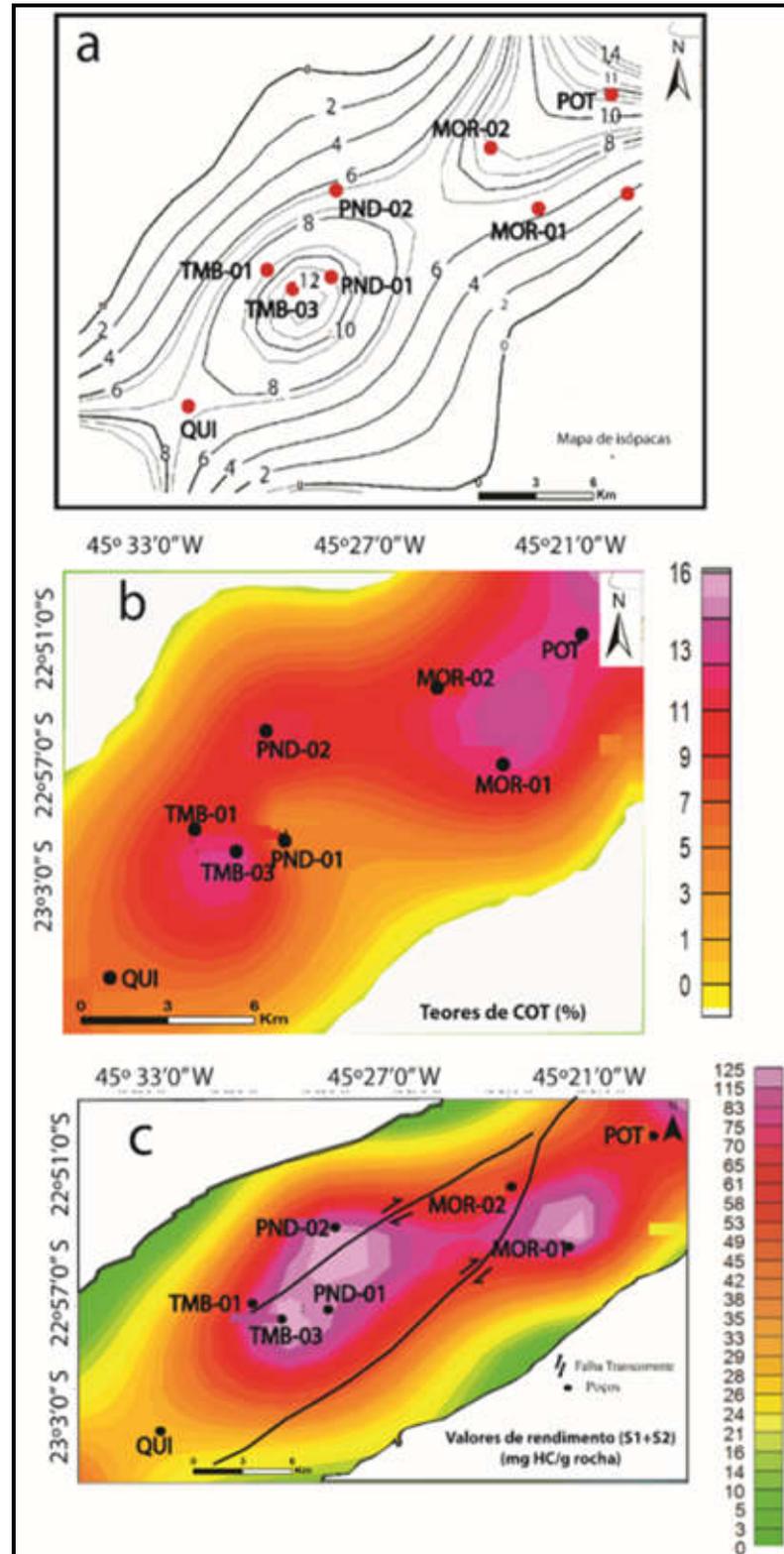
Índice de hidrogênio

O gráfico de IH versus COT (Figura 51) mostra que o IH aumenta conforme aumenta os teores de COT. Os poços com teores mais elevados de COT (círculo preto) apresentam IH de maneira geral acima de 400 mg HC/ g COT, evidenciando uma matéria orgânica com potencial de geração para óleo. O gráfico mostra também que a região dos poços PND-02-SP TMB-03-SP, MOR-01-SP, apresenta potencial para geração de óleo, coincidindo com as áreas onde os folhelhos betuminosos desta subunidade são mais ricos em carbono orgânico e possuem melhores rendimentos.

7.3.7.3 Interpretação paleoambiental

As fácies de folhelho têm como características a presença de ostracodes, laminação, cor escura, e teores de COT superiores a 5% e valores de IH superiores a 400 mg de HC/g rocha, que sinalizam um ambiente possivelmente de água doce, calmo, redutor, favorável a preservação e onde a lamina d'água seria mais profunda, conforme também interpretado por Ricomini (1989).

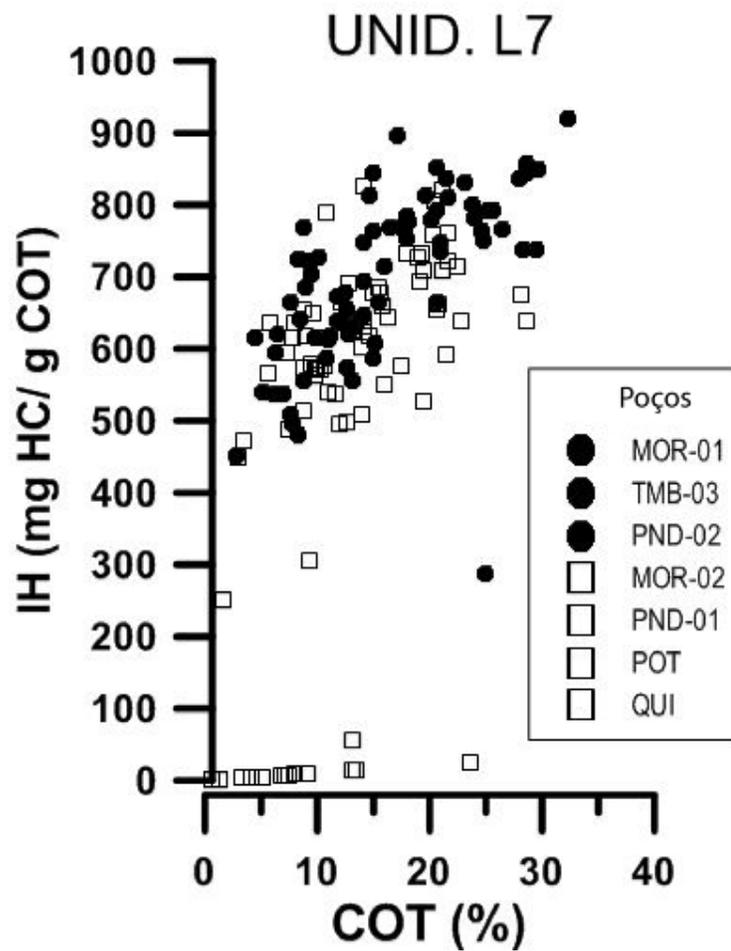
Figura 5042 - Mapas de distribuição da espessura, COT e rendimento da subunidade L7.



Nota: a) Isópacas, b) Teores de COT, c) Valores de rendimento (S1+S2).

Fonte: a autora (2017).

Figura 5143 - Relação do índice de hidrogênio (IH) versus COT na subunidade L7.



Nota: Os poços circulares e da cor preta são os poços de maior interesse

Fonte: A autora (2017).

7.4 Densidade

Os poucos dados de densidade da fácies de folhelho betuminoso da Formação Tremembé encontrados na literatura são os de Abreu (1936), Castro e Silva (1952) e Campos (1952). Os dois primeiros autores adotam o valor de 1,40 g/cm³ como referência para a densidade média, enquanto Campos (1952) adota um valor de 1,60 g/cm³.

Com vistas a determinar uma densidade média para os folhelhos betuminosos das subunidades mais promissoras, optou-se por utilizar amostras do poço TMB-03-SP, perfurado junto à área com o maior enriquecimento orgânico na bacia. Nestes intervalos de interesse (subunidades L7, L6 e L5), foram selecionadas 19 amostras, representativas de fácies com diferentes graus de enriquecimento orgânico.

Assim, para o cálculo de volume deste estudo, foi realizada a média da densidade da rocha a partir da análise de 19 amostras para cada uma das subunidades L7(1,37), L6 (1,68), L5 (1,35), L3 (1,60) e L1(1,66) do poço TMB-03-SP. A média aritmética de todas as unidades resultou num valor de 1,40 g/cm³, valor este coincidente, conforme acima mencionado, com aquele já apontado por Abreu (1939) e por Castro e Silva (1952). Na tabela 9 são mostrados os valores de densidade e respectivos teores de óleo. Os teores de óleo foram obtidos a partir do índice S2 da pirólise Rock-Eval através da equação de conversão $y=15.536x -33.756$ (RUBLE, 2011).

Na figura 52 observa-se gráficos de correlação do teor de óleo *versus* densidade para amostras de folhelhos betuminosos da Formação Irati (dados compilados de Padula, 1969) e da Formação Tremembé (gerados nesta pesquisa). Os dados mostram a correlação inversa ($R^2=0,241612$) existente entre estas duas propriedades para ambas as formações, conforme já bem estabelecido e discutido na literatura (PADULA, 1969; JOHNSON et al. 2010, entre outros). Entretanto, observa-se que algumas amostras da formação Tremembé apresentam um comportamento disperso. Ao tentar compreender a razão de tal dispersão, foi observado que grande parte das amostras que se apresentam mais distanciadas da reta de correlação assinalada no gráfico, destacadas com a cor vermelha,

correspondem a amostras que apresentam fragmentos vegetais carbonizados (troncos e folhas). Foi assumido, então, que a presença de tais fragmentos induziu a um aumento no teor de COT dessas amostras, sem, no entanto, significar que esta matéria orgânica estivesse dispersa de forma homogênea pela matriz da rocha, como provavelmente acontece com as demais amostras. Sendo assim, via de regra, estas amostras destacadas em vermelho, que correspondem a “pontos fora da curva”, apresentam, pela razão apontada acima, teores elevados de COT não acompanhadas pela respectiva diminuição de densidade. Assim, ao se considerar somente as amostras representadas pela coloração preta no gráfico, observa-se que a correlação inversa torna-se bem mais ajustada ao que é esperado, sendo que cinco (cor vermelha) dessas amostras encontram-se bem distantes da reta mostrada na figura 52.

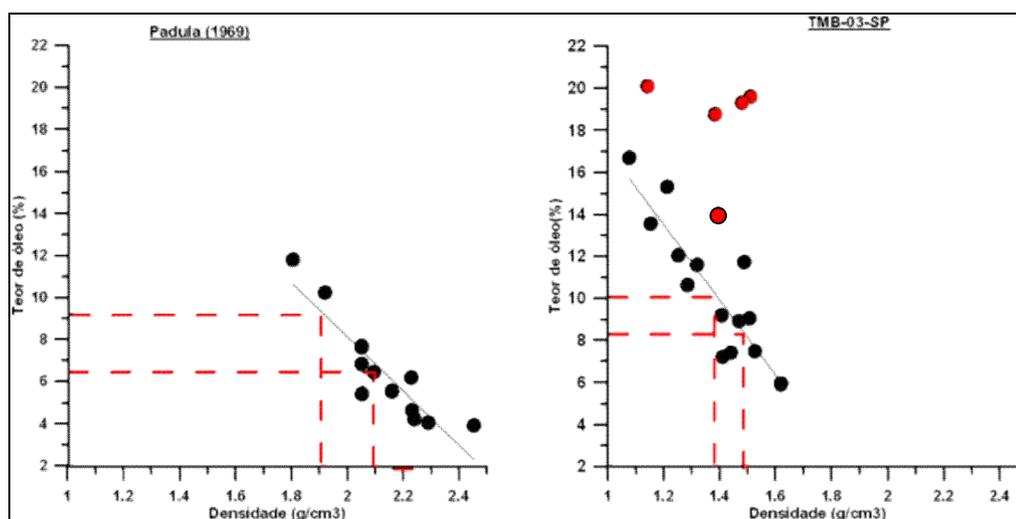
Tabela 9 - Dados de densidade gerados na pesquisa, com os respectivos valores de COT e teor de óleo, para as subunidades L7, L6 e L5.

Subunidade	Profundidade (m)	Fácies	COT (%)	Teor de óleo (%)	Densidade (g/cm ³)
L7	*32,8	Flp	24,9	5,73	1,41
	*33,6	Flp	14,6	9,49	1,29
	*35,3	Flp	17,5	10,77	1,38
	*35,7	Fp	26,4	16,17	1,08
	*36,5	Flp	11,8	6,02	1,53
	*37,7	Flp	28,6	19,29	1,48
	38,1	Flp	29,6	20,09	1,14
	39,3	Flp	29,51	17,38	1,35
	40,3	Flp	10,2	5,94	1,44
	40,9	Fp	28	18,74	1,38
	41,3	Fp	28,6	19,58	1,51
41,9	Fp	22	12,71	1,15	
L6	45,7	Flm	13,5	7,90	1,41
L5	46,6	Flm	10,4	4,32	1,62
	46,8	Fp	19,9	11,05	1,25
	47,0	Fp	24,6	14,64	1,21
	48,6		23,1	14,59	1,66

	48,8	Flp	14,6	7,74	1,51
	49,2	Flp	18	10,55	1,32
L3	52,00	Flp	14,3	4,9	1,66
	52,40	Flp	7,3	10,92	1,57
	52,80	Fp	20,5	7,79	1,57
	53,00	Flp	12,6	12,13	1,52
	53,20	Flp	4,1	14,53	1,62
	53,40	Fp	27,1	4,42	1,67
L1	56,30	Flp	5,03	8,53	1,75
	56,70	Flp	14,3	5,05	1,69
	58,10	Flp	7,3	11,95	1,63
	59,70	Flp	20,5	7,92	1,70
	60,70	Flp	12,6	3,91	1,60
	61,60	Flp	4,1	15,68	1,46
	62,90	Flp	27,1	4,08	1,64

Nota: o asterisco destaca as amostras que apresentam restos vegetais carbonosos em sua composição.

Figura 5244 - Gráficos comparativos entre teor de óleo e densidade e para as Formações Irati (gráfico à esquerda) e Tremembé (gráfico à direita).



Nota: os círculos na cor vermelha são aqueles relacionados às amostras com material vegetal (terrestre) em sua composição. E por esse motivo elas encontram-se fora da tendência, conforme discutido no texto. Fonte: A autora, 2017.

7.5 Cálculos de volume

A utilização do método Monte Carlo tem como objetivo viabilizar a simulação do cálculo de volume de óleo possivelmente recuperável na Formação Tremembé, através de análises probabilísticas.

A ferramenta de cálculo probabilístico utilizada para obter os volumes de rocha e de óleo, a partir dos parâmetros de entrada, foi a “Probabilistic Assessment Tool Using Monte Carlo Method”, versão 2.1, que funciona em uma planilha do Microsoft Excel® (pacote Microsoft Office 2013), desenvolvida e fornecida por Prof. Cleveland M. Jones (Apêndice 1).

Visando oferecer panoramas exploratórios diferenciados para tomadas de decisões a depender de distintos fatores tecnológicos e/ou econômicos, três cenários são considerados para o cálculo de volume. Estes cenários são delimitados com base em distintos valores limites de rendimentos (*cutoff*). No primeiro cenário, considera-se somente áreas delimitadas com base em *cutoff* superior a 100 mg HC/g ROCHA. No segundo cenário, por sua vez, vislumbra-se uma possibilidade de aproveitamento de áreas maiores, delimitadas por *cutoff* intermediário, da ordem de 80 mg HC/g ROCHA. O terceiro cenário considera a exploração de áreas de maior abrangência, delimitadas pelo *cutoff* de 60 mg HC/g ROCHA. Vale destacar que para os três cenários exploratórios serão apresentados os resultados das simulações das probabilidades de 90% (P90), 50% (P50) e 10% (P10).

Os dados de entrada para o cálculo volumétrico através da simulação Monte Carlo são os seguintes: Espessura média (m); Média da área (km²); Média da densidade da rocha (g/cm³); média do rendimento (S1 + S2; mg HC/g rocha); Média do fator de conversão rocha – óleo; e os seus respectivos desvios padrão.

As áreas em cada subunidade foram obtidas a partir do polígono da isolinha de 60, 80 e 100 mg HC/rocha, conforme visualizado na Figura 53. Com isso, em cada cenário, as áreas das respectivas isolinhas variaram em cada unidade, acompanhando a distribuição do rendimento médio.

A espessura média de cada unidade foi obtida a partir da delimitação de topo e base das unidades quimioestratigráficas de interesse econômico (unidade L) definidas em cada um dos poços considerados para o cálculo volumétrico.

O valor médio de densidade adotado representa uma média dos valores obtidos nesta pesquisa para amostras de folhelhos com valores de rendimentos elevados. Este valor encontra-se compatível com os valores adotados por outros autores já citados, como Campos (1952), que adotou uma densidade média de $1,6\text{g/cm}^3$, e Castro e Silva (1952), que adotou uma densidade média de $1,4\text{g/cm}^3$. Quanto ao valor relativo ao fator de conversão, foi usado o valor de 0,9 com base no estudo de Soldan et al, (1988.)

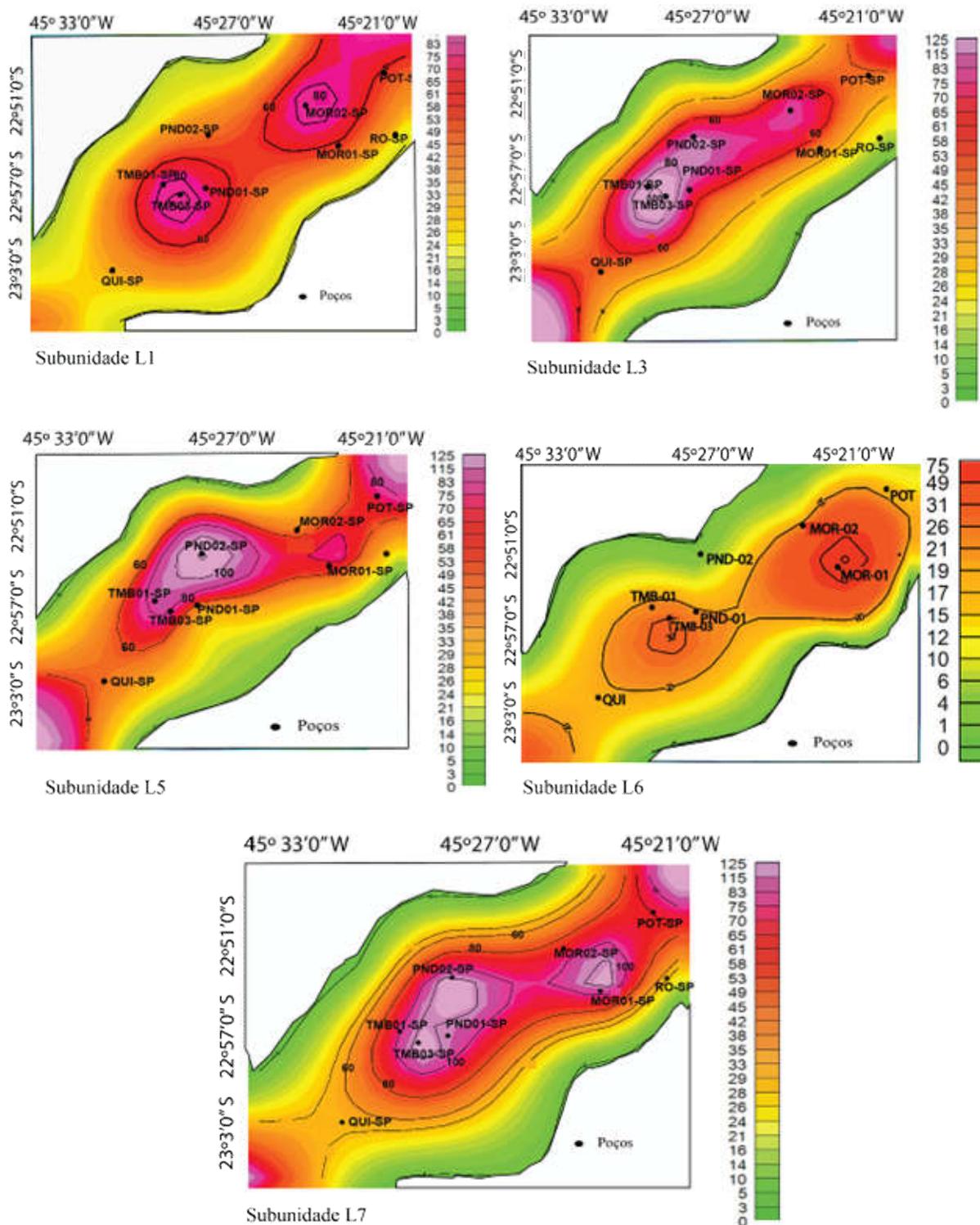
Os principais trabalhos que citam cubagem dos folhelhos betuminosos na Bacia de Taubaté são Castro e Silva (1952) e Campos (1952). Através de perfis estratigráficos, estes autores estimaram teor de óleo visando sua cubagem, determinação da posição vertical e extensão da coluna economicamente explorável.

Em seu estudo, Campos (1952) quantifica o volume para nove pacotes econômicos entre a região de Quiririm e Roseira, em uma área de aproximadamente 200 km^2 , apresentando o valor de 4 bilhões de barris, resultante da soma do volume calculado das nove camadas mais ricas em teor de óleo.

Castro e Silva (1952) calcula para uma área de 540 Km^2 cerca de 1,850 bilhão de barris para o grupo das camadas economicamente exploráveis, utilizando densidade mínima de cerca de $1,4\text{ g/cm}^3$.

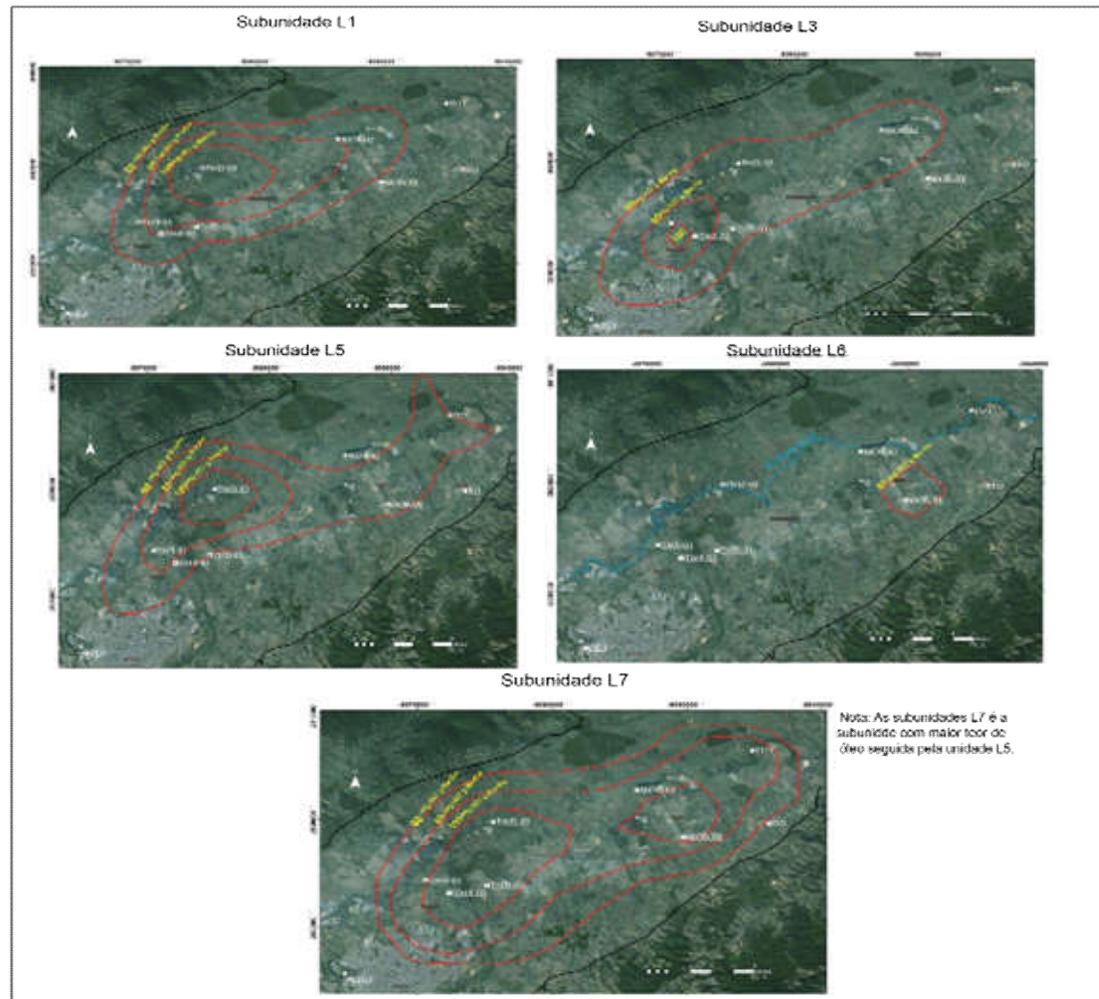
A figura 54 mostra as unidades quimioestratigráficas e as isolinhas de rendimento de 60, 80 e 100 mg HC/g Rocha (vermelho). É possível notar que as isolinhas de maior rendimento (100 mg) englobam os poços TMB-03-SP e PND-02-SP na maioria das sete unidades, configurando assim, as áreas de maior riqueza.

Figura 5345-Mapas de rendimento ($S_1 + S_2$, em mg HC/g Rocha) por subunidade, usados para estimar a média das áreas e o desvio padrão.



Nota: os mapas mostram os teores de rendimento ($S_1 + S_2$ mg HC/g rocha) por unidade. As isolinhas de 60, 80 e 100mg/g mostram a área que foi calculada para a simulação Monte Carlo.

Figura 464 - Mapas das áreas de rendimento por subunidade.



Nota: A subunidade L7 é a subunidade com maior teor de óleo seguida pela subunidade L5. Ambas estão localizadas próximo à superfície.

7.5.1- Cálculo volumétrico considerando *cutoff* de 100 mg HC/g rocha

Adotou-se inicialmente um *cutoff* mais elevado (teores médios de rendimento superiores a 100 mg HC/g Rocha) visando estabelecer um parâmetro para um cenário exploratório mais restrito em termos de área e rendimento.

Assim, adotando-se o *cutoff* de 100 mg HC/g rocha de rendimento médio, bem como os dados de *input* da tabela 10, a simulação de Monte Carlo indicou para o somatório das subunidades L1, L3, L5, L6 e L7, um volume de rocha economicamente viável de 1,0 bilhão de toneladas considerando-se a probabilidade de 90% (P90). Para as probabilidades de 10% (P10) e 50% (P50), por sua vez, os volumes de rocha economicamente viáveis são de, respectivamente, 1,2 bilhão e 1,5 bilhão de toneladas de folhelho betuminoso (Tabela 11).

Para o volume recuperável de óleo, as probabilidades de 90% (P90), 50% (P50) e 10% (P10) resultaram, respectivamente, em volumes de 525, 686 e 884 milhões de barris de óleo para o somatório dessas subunidades.

A contribuição total de óleo por subunidade é mostrada na Figura 55, onde, a subunidade L7 destaca-se como a unidade que apresenta maior contribuição, em torno de 89% do total. Esta unidade caracteriza-se por ser a unidade mais espessa, de maior área e a que apresenta maior rendimento quando comparada às demais unidades.

Tabela 10 - Parâmetros de entrada (*inputs*) utilizados na simulação Monte Carlo para o cenário de rendimento mínimo de 100 mg HC/g Rocha.

Parâmetros	L7	L6	L5	L3	L1
Espessura média (m)	9	2	6	6	8
Desvio padrão espessura (m)	1	0,1	1	0,6	2
Média da área (km ²)	85	0	19	2	0
Desvio padrão da área (km ²)	8,5	0,1	1,9	0,2	0,1
Média densidade da rocha (g / cm ³)	1,37	1,68	1,35	1,60	1,66
Desvio padrão da densidade da rocha (g/cm ³)	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
S1 + S2 média (mg HC/g rocha)	106	28	75	70	70
S1 + S2 Desvio Padrão (mg HC/g rocha)	15	6	20	10	13
Média do fator de conversão (%)	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Desvio padrão do fator de conversão (%)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Tabela 11 - Resultado probabilístico para um *cutoff* de rendimento de 100 mg HC/g rocha, considerando-se o somatório das subunidades L1, L3, L5, L6 e L7.

Volume de Rocha (M ton)		Volume do óleo (M bbl)	
P 90	1.0	P 90	525
P 50	1.2	P 50	686
P 10	1.5	P 10	884

Figura 55 - Contribuição do total de óleo por subunidade para o *cutoff* de 100 mg HC/g rocha.



Fonte: A autora, 2017.

7.5.2- Cálculo volumétrico considerando *cutoff* de 80 mg HC/g rocha

Adotando-se o *cutoff* de 80 mg HC/g rocha de rendimento, bem como os dados de *input* da tabela 11, a simulação de Monte Carlo indicou para o somatório das subunidades L1, L3, L5, L6 e L7, um volume de rocha economicamente viável de 3,2 bilhões de toneladas considerando-se a probabilidade de 90% (P90). Para as probabilidades de 50% (P50) e 10% (P10), por sua vez, os volumes de rocha economicamente viável são de, respectivamente, 3,8 bilhões de toneladas e 4,4 bilhões de toneladas de folhelho betuminoso (Tabela 12).

Para o volume recuperável de óleo, as probabilidades de 90% (P90), 50% (P50) e 10% (P10) resultaram, respectivamente, em volumes de 1,6, 2,0, e 2,6 bilhões de barris de óleo para o somatório dessas subunidades (Tabela 13).

A contribuição total de óleo por unidade é mostrada na figura 56, onde, a unidade L7 destaca-se como a unidade que apresenta maior contribuição, em torno de 81% do total. Esta unidade caracteriza-se por ser a unidade mais espessa, de maior área e a que apresenta maior rendimento quando comparada as demais unidades.

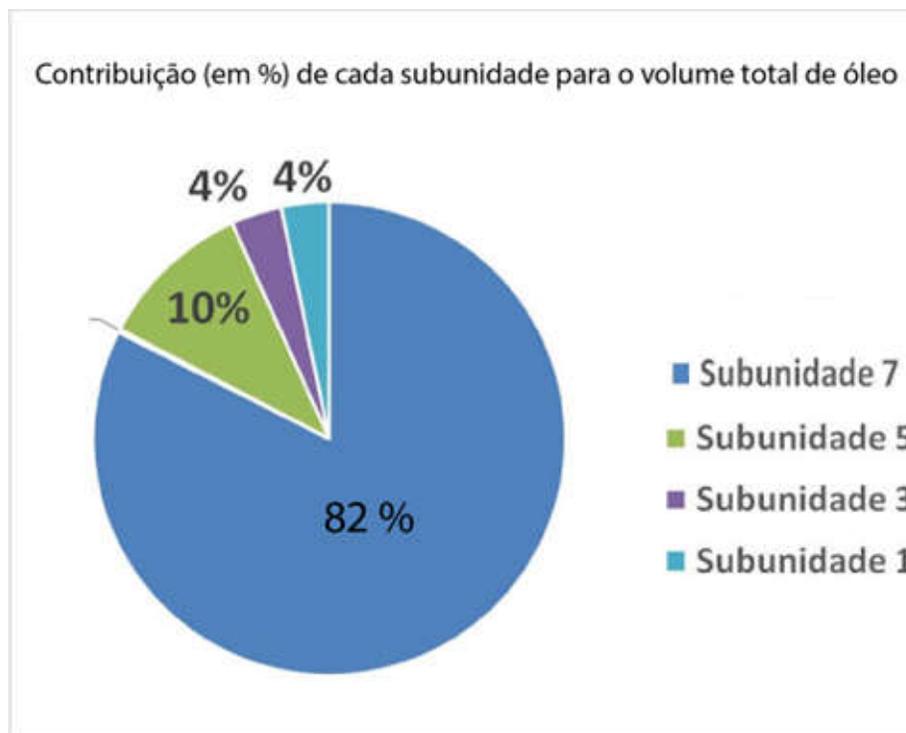
Tabela 12 - Parâmetros de entrada (*inputs*) utilizados na simulação Monte Carlo para o cenário de rendimento mínimo de 80 mg HC/g Rocha.

Parâmetros	L7	L6	L5	L3	L1
Espessura média (m)	9	2	6	6	8
Desvio padrão espessura (m)	1	0,1	1	0,6	2
Média da área (km ²)	231	10	60	21	15
Desvio padrão da área (km ²)	23,1	2	6	2,1	1,5
Média densidade da rocha (g/cm ³)	1,37	1,68	1,35	1,60	1,66
Desvio padrão da densidade da rocha (g/cm ³)	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
S1 + S2 média (mg HC/g rocha)	106	28	75	70	70
S1 + S2 Desvio Padrão (mg HC/g rocha)	15	6	20	10	13
Média do fator de conversão (%)	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Desvio padrão do fator de conversão (%)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Tabela 13 - Resultado probabilístico para um *cutoff* de rendimento de 80 mg HC/g rocha, considerando-se o somatório das subunidades L1, L3, L5, L6 e L7.

Volume de Rocha (M ton)		Volume do óleo (M bbl)	
P 90	3.2	P 90	1.6
P 50	3.8	P 50	2.0
P 10	4.4	P 10	2.6

Figura 5647 - Contribuição do total de óleo por unidade para o *cutoff* de 80 mg HC/g rocha.



Fonte: a autora (2017)

7.5.3 Cálculo volumétrico considerando *cutoff* de 60 mg HC/g rocha.

Um terceiro cenário, que leva em conta a possibilidade de exploração de camadas com teores médios a partir de 60 mg HC/g Rocha, foi também considerado. Neste cenário, a simulação de Monte Carlo indicou para o somatório das subunidades L1, L3, L5, L6 e L7, um volume de rocha economicamente viável de 8,1 bilhões de toneladas considerando-se a probabilidade de 90% (P90), considerando-se os dados de *input* apresentados na tabela 14. Para as probabilidades de 50% (P50) e 10% (P10), por sua vez, os volumes de rocha economicamente viável são de, respectivamente, 9,3 e 10,6 bilhões de tonelada de folhelho betuminoso (Tabela 15).

Para o volume recuperável de óleo, as probabilidades de 90% (P90), 50% (P50) e 10% (P10) resultaram, respectivamente, em volumes de 3,6, 4,5 e 5,4 bilhões de barris de óleo para o somatório dessas subunidades (Tabela 15).

A contribuição total de óleo por unidade é mostrada na figura 57, onde, a unidade L7 destaca-se como a unidade que apresenta maior contribuição, em torno de 55% do total. Esta unidade caracteriza-se por ser a unidade mais espessa, de maior área e a que apresenta maior rendimento quando comparada as demais unidades.

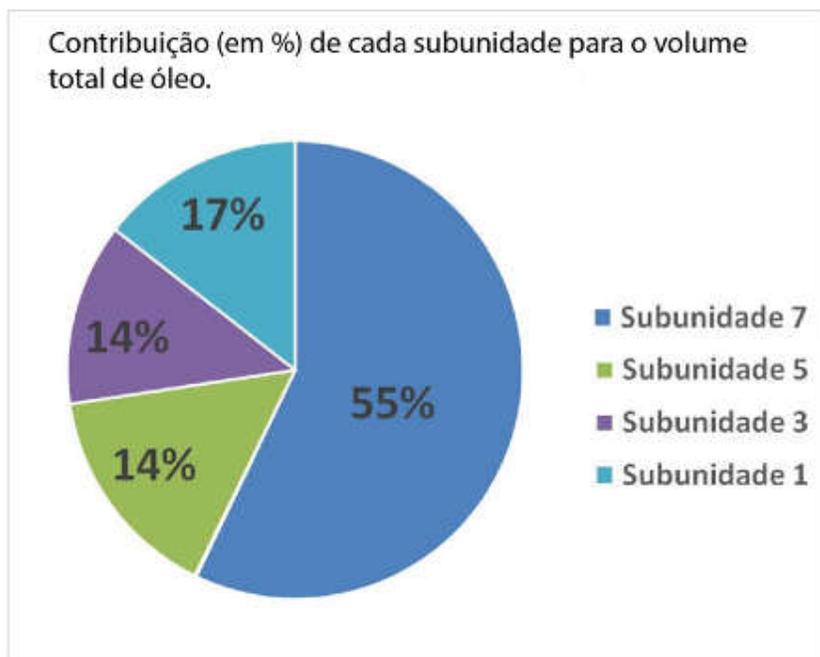
Tabela 14- Parâmetros de entrada (*inputs*) utilizados na simulação Monte Carlo para o cenário de rendimento mínimo de 60 mg HC/g Rocha.

Parâmetros	L7	L6	L5	L3	L1
Espessura média (m)	9	2	6	6	8
Desvio padrão espessura (m)	1	0,1	1	0,6	2
Média da área (km ²)	353	12	200	176	150
Desvio padrão da área (km ²)	35,3	1,2	20	17,6	15
Média densidade da rocha (g / cm ³)	1,37	1,68	1,35	1,60	1,66
Desvio padrão da densidade da rocha (g / cm ³)	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
S1 + S2 média (mg HC /g rocha)	106	28	75	70	70
S1 + S2 Desvio Padrão (mg HC/g rocha)	15	6	20	10	13
Média do fator de conversão (%)	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Desvio padrão do fator de conversão (%)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Tabela 15 - Resultado probabilístico para um *cutoff* de rendimento de 60 mg HC/g rocha, considerando-se o somatório das subunidades L1, L3, L5, L6 e L7.

Volume de Rocha (M ton)		Volume do óleo (M bbl)	
P 90	8.1	P 90	3.6
P 50	9.3	P 50	4.5
P 10	10.6	P10	5.4

Figura 487 - Contribuição do total de óleo por unidade para o *cutoff* de 60 mg HC/g rocha.



Fonte: a autora (2017)

A tabela 16 apresenta os resultados para cada um dos três cenários detalhados segundo as subunidades e os respectivos graus de incerteza (P90, P50, P10).

Tabela 16 - Volume de óleo para cada subunidade nos três cenários.

Cenários	Subunidades	Volume de óleo (M bbl)		
		P90	P50	P10
100 mg HC/ g Rocha	Total (L1 a L7)	525	686	884
	L1	0	0	1
	L3	5	7	9
	L5	34	57	86
	L6	0	0	0
	L7	453	615	809
80 mg HC/ g Rocha	Total (L1 a L7)	1600	2000	2600
	L1	47	76	116
	L3	59	79	102
	L5	124	205	308
	L6	3	5	7
	L7	1.300	1.700	2.200
60 mg HC/ g Rocha	Total (L1 a L7)	3600	4500	5400
	L1	428	679	1017
	L3	436	588	759
	L5	357	583	885
	L6	4	6	8
	L7	1900	2600	3400

7.5.4 Discussão

Os cálculos de volume mostraram que as subunidades L7 e L5 são aquelas que se destacam por apresentar maior contribuição do total de óleo nos três cenários estudados. Como mostrado ao longo do estudo, a quantidade de óleo (teor) tem relação inversa com a densidade da rocha. Quanto menos densa for a rocha, maior será seu teor de óleo e, conseqüentemente, maior a contribuição da subunidade com relação ao teor de óleo. Na tabela 17 é possível observar que as subunidades que se destacam por serem as responsáveis pela maior contribuição de óleo (teor) são aquelas que apresentam as menores densidades (L5 e L7).

É possível notar na figura 54 que essas duas subunidades apresentam maior riqueza entre os poços PND-02-SP e TMB-03-SP. Essas regiões não são densamente povoadas, sendo, a área do poço PND-02-SP mais próxima ao rio Paraíba do Sul. Tal proximidade acarretaria um grande problema ambiental no caso de uma possível exploração por mineração a céu aberto.

Tabela 17 - Comparação entre a densidade e o teor de óleo entre as subunidades L1, L3, L5, L6 e L7.

Subunidade	Densidade média (g/cm³)	Teor de óleo (mg HC/g rocha)
L7	1,37	13,50
L6	1,68	7,75
L5	1,35	10,48
L3	1,60	9,12
L1	1,66	8,16

Nota: As subunidades em negrito são as que apresentam maior contribuição de óleo nos três cenários.

7.6 Comparação com os dados de Campos (1952)

Buscando não ser muito otimista e nem muito conservadora, os resultados volumétricos aqui comparados aos dados de Campos (1952) estão ligados ao cenário de rendimento de 80 mg HC/g rocha.

O gráfico da figura 56 mostra que as unidades L7 e L5 são as que mais contribuem com relação à quantidade óleo que pode ser gerado. Somadas, estas unidades alcançam espessura de 15 metros e uma área de 291 km², totalizando 1,3 bilhão de barris para P90.

Campos (1952) calcula o volume de óleo em barris para nove pacotes econômicos (A a I) (Figura 58), cujo pacote com maior volume de óleo apresenta o valor de 1,0 bilhão de barris, sendo este o pacote mais espesso (9 m).

Dentre os pacotes econômicos/subunidades, a subunidade L7 é aquela que apresenta valores significativamente mais importantes de volume de óleo. Para esta subunidade foi obtido um volume de P90 de 1,125 bilhão de barris de óleo em um pacote de espessura média de 9 metros e área de 231 km², volume este próximo a aquele obtido por Campos (1952) para seu pacote econômico F de mesma espessura, em área de 200 km² e volume de barris de óleo de 1,0 bilhão de barris.

Considerando-se as tendências de variação de rendimento ao longo do intervalo econômico no perfil de referência de Campos (1952) e no intervalo econômico do poço TMB-03-SP aqui estudado, correlacionou-se o pacote econômico “F” de Campos (1952) à “subunidade L7”, bem como o pacote econômico “G” à “subunidade L5” (ver Figura 59).

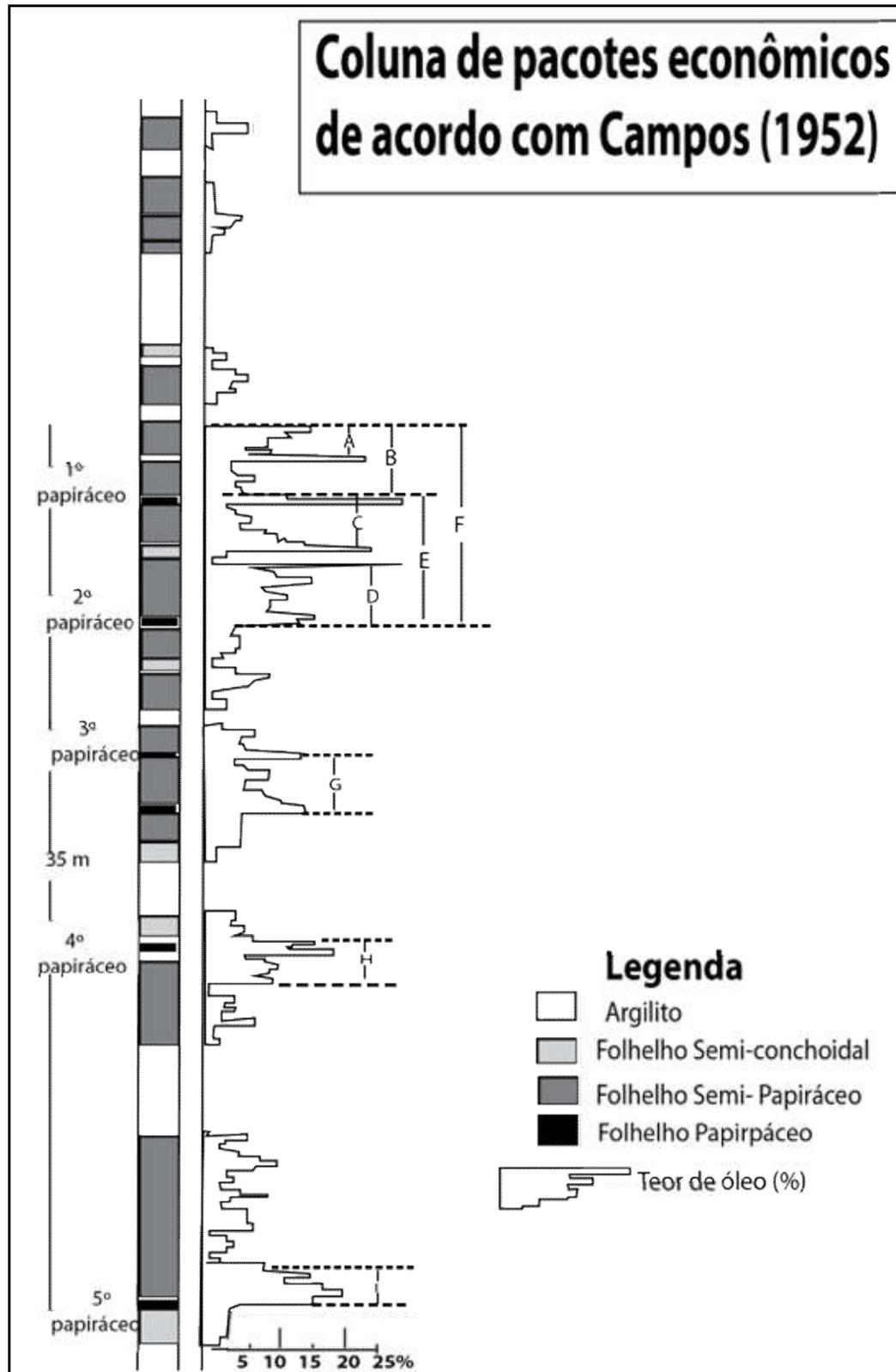
A Tabela 18 mostra a comparação entre os valores de barris de óleo de P90 referente às subunidades L5 e L7 e dados retirados de Campos (1952), sendo possível notar a semelhança entre os valores.

Tabela 18 - comparação dos dados área e barris entre Campos (1952) e este trabalho.

	Campos (1952), pacotes econômicos F e G	Subunid. L7 + L5 (P90)
Área	200 km ²	231 km ² (para L7) e 60 km ² (para L5)
Barris	1,305 bilhão bbl	1,300 bilhão bbl

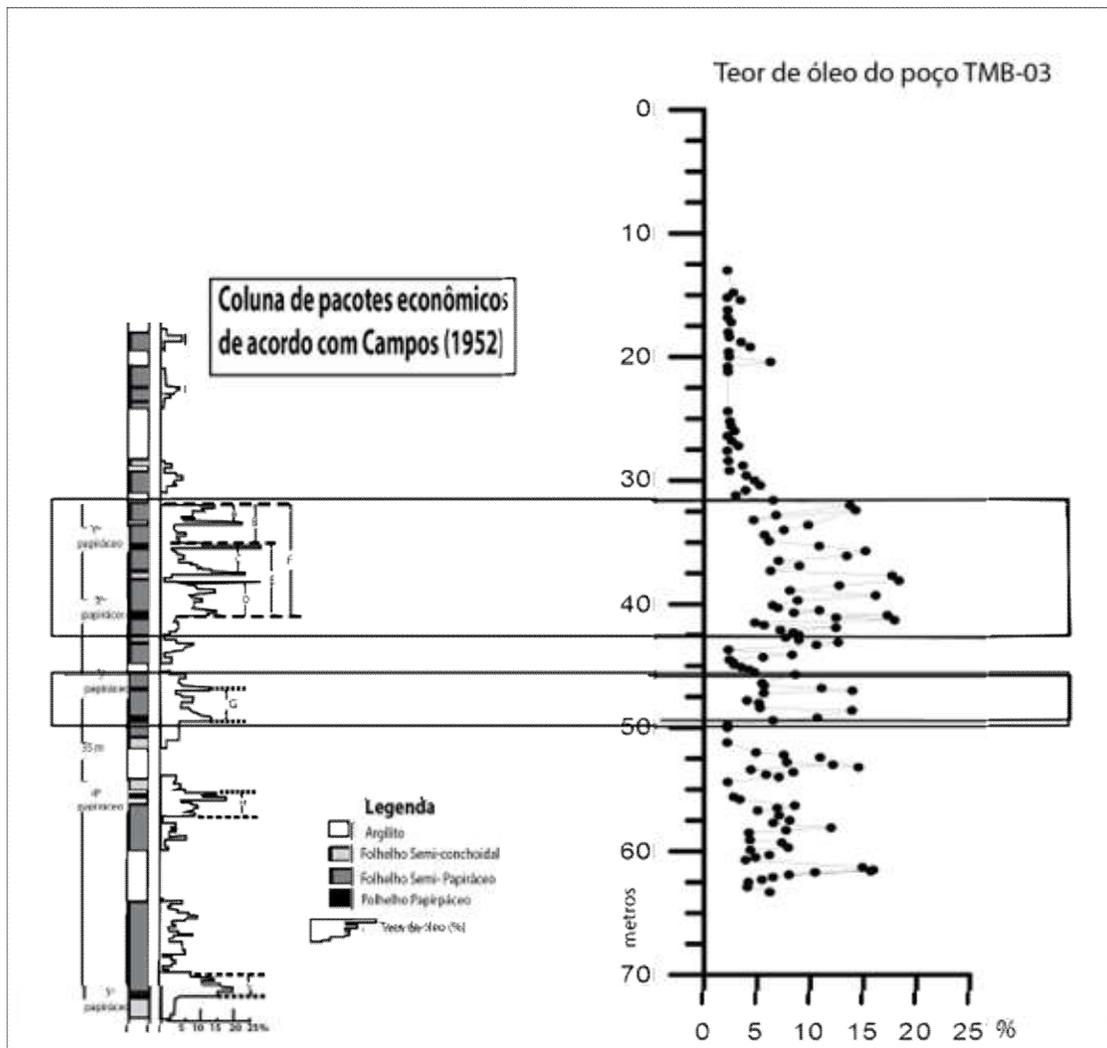
Vale destacar que em cada cenário aqui considerado, o *cutoff* utilizado para delimitar as respectivas áreas de interesse exploratório corresponde à média de rendimento nas subunidades. Em cada subunidade as camadas econômicas foram tomadas como verticalmente contínuas. No entanto, para a exploração efetiva, há que se levar em consideração o *cutoff* mínimo admitido pelo processo industrial adotado. Assim, a depender deste *cutoff* mínimo, a espessura da (s) camada (s) a ser (em) minerada (s) pode variar de forma importante, o que pode, eventualmente, implicar na redefinição da espessura da camada de interesse econômico e, por consequência, no cálculo volumétrico.

Figura 498-Perfil de referência de Campos (1952) exibindo os pacotes econômicos (A a I) e seus respectivos teores de óleo.



Fonte: Campos (1952)

Figura 509 - Correlação dos pacotes econômicos do perfil de referência do trabalho de Campos (1952) com as subunidades L1 a L7 do poço TMB-03-SP.



Fonte: Montagem a autora, 2017.

7.7 Comparação com o folhelho betuminoso da Formação Irati

Dado que até o momento dentre os depósitos de folhelhos betuminosos brasileiros apenas aqueles da Formação Irati encontram-se em exploração, estes serão tomados como referência para efeito de análise comparativa com os depósitos da Formação Tremembé, aqui analisados. Ambos os depósitos têm gênese, idade, extensão geográfica, características composicionais e reservas potenciais bastante distintas. No entanto, esta análise comparativa visa, em linhas gerais, fomentar uma discussão a respeito da viabilidade exploratória dos depósitos da Formação Tremembé.

Os sedimentos permianos da Formação Irati foram depositados em ambiente marinho restrito e apresentam teores de enxofre superiores em relação aqueles da Formação Tremembé. As características mecânicas e o teor de umidade são também significativamente diferentes. Na região de São Mateus do Sul, PR, onde a Petrobras produz óleo a partir de planta industrial lá instalada, esta exploração é desenvolvida a partir da mineração a céu aberto de duas camadas. A Figura 60 apresenta informações sobre os rendimentos e espessura de cada uma dessas camadas.

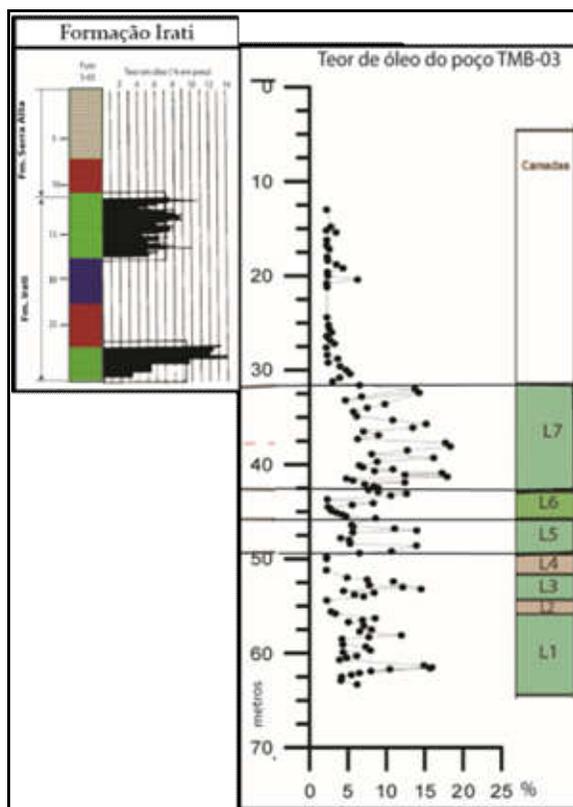
Como foi demonstrado pelos cálculos da simulação Monte Carlo, as subunidades L7 e L5 são aquelas que apresentam maior contribuição do total óleo, portanto, assumiu-se que ambas são importantes do ponto de vista econômico. Desta forma, as subunidades L7 e L5 foram relacionadas, respectivamente, às camadas superior e inferior da Formação Irati para efeito de análise comparativa.

A maior parte dos parâmetros da Formação Tremembé observados na tabela 19, quando comparados aos da Formação Irati, mostram-se bastante favoráveis sob o ponto de vista da avaliação econômica desses depósitos. Em termos gerais os aspectos mais discrepantes na análise comparativa dizem respeito ao teor de umidade mais elevado na Formação Tremembé e a maior variabilidade vertical nos valores de rendimento dentro dos horizontes econômicos, conforme pode ser observado nas subunidades L7 e L5 na figura 60.

Considerando-se as informações de Bruni e Padula (1974) sobre o rendimento médio das camadas inferior e superior da Formação Irati em São Mateus do Sul (7,4% de óleo na base seca), e considerando-se este valor como um valor de referência para o aproveitamento industrial de folhelho betuminoso, pode ser admitido, então, que as subunidades L7 e L5 apresentam, sob o ponto de vista do rendimento, uma elevada atratividade exploratória, já que o valor 7,4% de teor de óleo (obtido por ensaio Fisher) equivale aproximadamente ao valor de S_2 de 80 mg HC/g rocha (da pirólise Rock Eval), considerando-se a curva de conversão entre as metodologias de Ensaio Fisher e Pirólise Rock Eval, sugerida por Ruble (2011).

O parâmetro mais crítico para o aproveitamento industrial dos folhelhos Tremembé, apontado originalmente nos anos 1950, diz respeito ao elevado teor de umidade, bem como a elevada variabilidade vertical nos teores de rendimento. Atualmente, estes parâmetros não inviabilizam, a priori, a sua potencialidade para a exploração econômica, mas condicionam a escolha da tecnologia do equipamento industrial, que permita o aproveitamento de folhelhos com elevados teores de umidade e valores de rendimento mais baixos (poder calorífico inferior).

Figura 6051 - Comparação dos teores de óleo das camadas mais ricas das Formações Irati (esquerda) e Formação Tremembé (direita).



Fonte: A autora, 2017.

Tabela 19 - Comparação dos parâmetros das camadas mais enriquecidas das Formações Irati e Tremembé visando a avaliação da potencialidade econômica.

Parâmetros	Irati (Moreira, 1981)		Tremembé (poço TMB-03)	
	Camada superior	Camada inferior	Subunidade L7	Subunidade L5
Teor de óleo (%)	6,40	9,10	10,35	8,09
Densidade média (g/cm ³)	2,10**	1,92**	1,35**	1,50**
Espessura (m)	6,5	3,2	9	6
Continuidade lateral	Sim	Sim	Sim	Sim
Tipo de querogênio	Tipo II	Tipo II	Tipo I	Tipo I
Espessura do capeamento (m)	17,5		32	
Teor de enxofre (%)	3,53	4,86	0,11	0,14
Umidade (%)	6,4	3,5	33*	33*
* dados retirados de Moreira (1981)				
** dados obtidos pelos gráficos da Figura 52				

8 CENÁRIOS TECNOLÓGICOS

A tecnologia de processamento condiciona não só a possibilidade de uma exploração econômica e ambientalmente sustentável na Formação Tremembé, como também exerce influência direta na abrangência da área e no volume de óleo que pode ser aproveitado no processo exploratório. Os três cenários de exploração aqui considerados foram estabelecidos com base nos rendimentos mínimos de óleo a serem utilizados, o que é condicionado pela tecnologia do processo de extração de óleo. Em um cenário de alta tecnologia (maior eficiência), consideramos o aproveitamento a partir de rendimentos mais baixos como o de 60 mg HC/g ROCHA, enquanto que em um cenário de baixa tecnologia (menor eficiência), foi considerado o aproveitamento de áreas mais restritas, com rendimentos médios mais elevados superiores a 100 mg HC/g ROCHA. Um cenário intermediário, considerando o aproveitamento de rendimentos médios superiores a 80 mg HC/g ROCHA, foi também admitido.

O trabalho de Moreira (1981) mostrou que o folhelho Tremembé apresenta um elevado teor de umidade, razão que levou a Petrobras a direcionar suas pesquisas para a formação Irati. Desta forma, ficou estabelecido que a tecnologia Petrosix mostrou-se pouco eficiente quando aplicada ao folhelho Tremembé, devido aos custos energéticos gerados pela elevada quantidade de água no sistema. Como as tecnologias de extração de óleo de folhelhos betuminosos continuam a ser aprimoradas e testadas ao longo dos últimos anos, outros métodos que estão em teste (por exemplo: Shell ICP, Radio Frequency, Microondas entre outros), poderão, caso seja viável, ser aplicados na exploração do folhelho Tremembé.

O capítulo das tecnologias (capítulo 5) mostra que as tecnologias *in situ* são aplicadas em depósitos em grandes profundidades, o que não é o caso do folhelho deste estudo. Os trabalhos de Campos (1952) e Castro e Silva (1952) identificam as camadas de maior interesse econômico por volta de 30 metros de espessura, o que apresenta paridade com a profundidade da unidade L, caracterizada no poço TMB-03-SP nesta pesquisa. Desta forma, o intervalo de maior interesse econômico da formação Tremembé se apresenta em profundidades muito rasas para que sejam

aplicadas tecnologias de aquecimento *in situ*. A partir disto, admite-se que a técnica mais apropriada para explorar o folhelho da Bacia de Taubaté seja a retortagem, o que implica na necessidade de exploração do folhelho através de mineração, pelo fato da camada mais rica estar relativamente próxima à superfície.

Os elevados teores de umidade dos folhelhos da Formação Tremembé implicam em elevação de gastos de energia no processamento.

Há, porém, métodos, ainda em fase de desenvolvimento, onde a umidade elevada deixa de ser uma restrição. Um exemplo é associado à aplicação de técnica de micro-ondas. Harfi et al. (2000) mostram que folhelhos com elevada umidade (varia de 5,15 a 22%) podem ter óleo de boa qualidade, assim como reduzir a quantidade de enxofre gerado, se forem aquecidos por irradiação de micro-ondas. Este tipo de tecnologia ajuda também a reduzir o tempo de aquecimento de 60 minutos, em pirólises convencionais, para 40 minutos. Apesar de ter tido boa resposta em aquecer folhelhos com elevada umidade esta tecnologia encontra-se em fases iniciais de teste, tendo sido feitas análises em laboratório. Deve ser ressaltado que várias outras tecnologias continuam sendo desenvolvidas, em particular nos EUA, no âmbito de pesquisas exploratórias alternativas dos folhelhos da Formação Green River, conforme evidenciado por relatório da Intek (2011).

Dentre as tecnologias em uso comercial é importante mencionar a tecnologia Enefit280 (tecnologia Galoter combinada com a tecnologia de camadas de fluidos circulantes) que vem ganhando destaque na Estônia pelo fato de reduzir as emissões de gases poluentes, assim como o uso da água (um barril de água para cada barril de óleo produzido) além de possibilitar o aproveitamento de 100% do folhelho minerado e gerar produtos de melhor qualidade. É importante mencionar que como as características geológicas dos folhelhos da formação Tremembé são diferentes das dos folhelhos da Estônia, portanto, essa tecnologia teria que ser adaptada as características dos folhelhos da Formação Tremembé.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Projeções do IEA e da US Energy Agency apontam para a continuidade do protagonismo dos combustíveis fósseis no cenário da matriz energética mundial. Atualmente, petróleo, carvão e gás natural representam, respectivamente, cerca de 31%, 29% e 21% da matriz mundial, respondendo, assim, por cerca de 81% da energia primária disponibilizada. De acordo com a IEA (2016), há a perspectiva de que em 2040 este protagonismo se mantenha, sendo que tais fontes responderão, respectivamente por 27%, 23 % e 27%, ou seja, 77% da matriz mundial.

Nos últimos anos, os recursos não convencionais ganharam relevância no cenário de óleo e gás, em particular nos EUA e na China. Os EUA passaram por um *boom* de exploração de recursos não convencionais, em particular o *shale gas* e o *tight oil*, o que representou um significativo incremento na produção nacional de hidrocarbonetos naquele país. Nas projeções para as próximas décadas (até 2040), o protagonismo dos não convencionais é também ressaltado pelos recentes relatórios das agências de energia dos EUA (EIA, 2017). A China também projeta uma investida (já em andamento) na direção da exploração do *shale gas*, *tight oil* e folhelho betuminoso (*oil shale*), dada as suas gigantescas potencialidades em termos estratégicos ao país.

A produção de hidrocarbonetos a partir de folhelhos betuminosos não é ainda significativa, sendo, porém, estratégica em países como a Estônia. No entanto, dado a expressiva potencialidade desse recurso, tem havido, em alguns países (EUA e China em particular), direcionamento estratégico para a pesquisa exploratória e para desenvolvimento de novos processos, assim como, aperfeiçoamento de processos já existentes, para aproveitamento destes recursos. A depender do êxito destas pesquisas, e da evolução de cenários econômicos e tecnológicos nas próximas décadas, a exploração de folhelhos betuminosos pode também adquirir relevância no contexto dos recursos não convencionais.

Desde 2005 a China tornou-se o principal produtor de *oil shale* do mundo, e desde 2012 produz mais de 5 milhões de barris de petróleo por ano a partir do

processamento deste recurso (TANG et al., 2012). O país caminha para um aumento progressivo na produção, pois possui um enorme potencial de reservas (a segunda do mundo, atrás apenas dos EUA), com mais de 80 depósitos conhecidos, e uma decisão estratégica em realizar investimentos econômicos importantes nesta direção.

Os recursos contingentes de folhelho betuminoso no Brasil são também expressivos, muito embora uma avaliação satisfatória de suas reservas está ainda pendente. Estudos buscaram integrar avaliações quantitativas de cálculos de volumes de óleo recuperável em distintas unidades potencialmente importantes de folhelhos betuminosos nas bacias brasileiras. Estas avaliações, estabelecidas em alguns casos com confiabilidade bastante heterogênea, apontam para um total de cerca de 82 bilhões de barris de óleo recuperáveis em nossos depósitos de folhelhos betuminosos, o que posicionaria o Brasil na 5ª posição dentre as maiores reservas deste recurso no mundo (WEC/WER, 2013).

No Brasil, estudos da Petrobras apontam para reservas de até 80 bilhões de barris de óleo recuperável para os folhelhos betuminosos da Formação Irati (DYNI, 2006), que vêm sendo explorados em escala industrial pela Petrobras, em São Mateus do Sul, PR, desde 1991. Além deste, o folhelho Tremembé pode ser considerado também como uma reserva estratégica devido ao grande volume de óleo que pode ser ali recuperado (cerca de 1.8 bilhão considerando o P50 do cenário intermediário de 80 mg HC/g Rocha). Os resultados desta pesquisa mostram que este folhelho é caracterizado por apresentar matéria orgânica de excelente qualidade em grande quantidade, localizada em camadas próximas à superfície. Porém, o desenvolvimento do projeto de exploração para estes depósitos encontrou no passado uma barreira tecnológica relacionada ao elevado teor de umidade. No contexto das últimas duas décadas, onde os recursos não convencionais têm sido identificados como reservas expressivas de óleo, estudos relacionados ao aprimoramento de tecnologias colocam-se como estratégicos, condicionando, assim, um possível aproveitamento deste recurso.

Os dois principais depósitos na China, como Fushun e Daqing, apresentam elevados teores de umidade (superiores, respectivamente, a 21 e 27%) (DEWEN et al., 2007). No entanto, esta elevada umidade não tem sido um impeditivo para um

significativo investimento econômico e tecnológico na implantação de plantas de produção de óleo nesses depósitos. A produção mais significativa ocorre no depósito de Fushun, onde, em 2012 produziu-se cerca de 2,5 milhões de barris de óleo por ano (TANG et al., 2012).

A China, assim como os EUA, tem direcionado para as jazidas não convencionais seus investimentos em pesquisa, desenvolvimento tecnológico e recursos financeiros, o que justifica o sucesso alcançado por esses países através do significativo aumento de produção de óleo e gás, contribuindo para a segurança energética da nação com a maior oferta de energia.

O Brasil também detém enorme experiência e potencial na exploração de folhelho betuminoso, mas, a considerar o exemplo dos países acima citados, deve coordenar seus esforços e ações para o efetivo gerenciamento do aproveitamento desses recursos, de grande potencial econômico e estratégico.

Tais recursos podem representar uma importante fonte complementar no suprimento energético nacional, contribuindo na consolidação da autossuficiência energética e, assim, na diminuição da dependência de recursos externos.

No entanto, como é inerente às atividades produtivas que envolvam a mineração em ampla escala, há que se considerar entre os fatores de decisão, os sensíveis impactos ambientais e sociais associados a tais atividades na exploração desses recursos.

As questões de política ambiental são complexas e significativas, pois toda a atividade de mineração tem forte impacto ambiental e de uso da terra e da água.

A extração e o processamento de folhelho betuminoso têm consequências particularmente difíceis porque o material residual após o processamento ocupa um volume maior do que o material original. A produção de um barril de óleo de folhelho (*shale oil*) pode gerar até 1,5 toneladas de folhelho retornado, que pode ocupar até 25% mais volume do que o folhelho original. Quando este resíduo não puder ser utilizado, por exemplo, na indústria da construção, o volume excedente deve ser pelo menos recolocado acima da área minerada. Outra questão ambiental

importante é evitar que os produtos da lixiviação de materiais nocivos do folhelho retornado migrem para os recursos hídricos locais.

No caso específico dos depósitos da Formação Tremembé, os aspectos ambientais devem ser particularmente considerados com atenção, pois, conforme observado nos resultados apresentados nas Figuras 51 e 52, as áreas de maior rendimento localizam-se parcialmente nas proximidades da planície do rio Paraíba do Sul, o que implica em dificuldades para a mineração, e constituem um ecossistema que pode ser fortemente impactado por atividades extrativas.

Conforme destacam Francu et al. (2007), em relatório para o Parlamento da União Europeia:

A decisão de considerar se os folhelhos betuminosos constituem ou não um recurso estrategicamente significativo depende de uma série de critérios, destacando-se os seguintes: (i) se eles devem ser usados como fonte de petróleo e outras matérias-primas ou diretamente como combustível para uma estação de energia; (ii) o custo-base da extração e do tratamento; (iii) custos ambientais - salvaguarda do ambiente (água, ar, ecossistemas) durante a extração e transformação, recuperação de terras após utilização, eliminação de resíduos, custos de oportunidade, impostos destinados a refletir questões ambientais; (iv) o prêmio que um país pode estar disposto a pagar para assegurar a suficiência de energia e materiais; e (v) o prêmio que um país pode estar disposto a pagar para garantir a independência de fontes externas (Francu *et al.*, 2007, p. iv).

O que tem sido apontado e seguido por muitos países, no entanto, é que, à luz das evidências científicas e econômicas, e das incertezas inerentes, os folhelhos são uma fonte potencialmente útil de energia, de petróleo e de outros produtos químicos importantes, e que os países porventura interessados em seu aproveitamento devem apoiar os esforços para superar os obstáculos que atualmente impedem uma exploração mais completa e sustentável deste potencial. E este apoio passa necessariamente por aspectos relacionados ao melhor conhecimento das características e potencialidade desses depósitos, bem como por aspectos tecnológicos de seu aproveitamento. Francu et al. (2007) destacam que a avaliação de alguns desses critérios envolve essencialmente julgamentos políticos ou sociais.

CONCLUSÕES

- a) A partir dos dados de poços, as principais litofácies reconhecidas na formação Tremembé compreendem: argilitos verdes maciços, folhelhos, siltitos e arenitos. A passagem sucessiva de argilitos verdes para folhelhos betuminosos é atribuída ao aumento da profundidade da lâmina d'água do lago.
- b) A tendência geral do intervalo estudado da Formação Tremembé é transgressiva, sendo reconhecidos 5 ciclos de raseamento para o topo, constituídas na base pelo Trato de Sistemas Lago Profundo e pelo Trato de Sistemas Lago Raso no topo.
- c) A análise de geoquímica orgânica (teores de COT, análise de pirólise rock Eval) em testemunhos de 9 sondagens junto ao depocentro da Bacia de Taubaté permitiu a caracterização de 13 unidades quimioestratigráficas (denominadas de A a M, a partir da base), em uma seção de 240m de espessura na porção superior da Formação Tremembé.
- d) O intervalo mais promissor em termos de quantidade e qualidade da matéria orgânica, correspondendo à unidade L, com cerca de 35 m de espessura, foi analisada em maior detalhe, o que resultou na caracterização e correlação de 7 subunidades (L1 a L7, a partir da base).
- e) A identificação e caracterização dos folhelhos betuminosos do Oligoceno da Bacia de Taubaté, em termos de quantidade, qualidade e maturação da matéria orgânica, permitem reconhecer a presença de cinco intervalos (subunidades L1, L3, L5, L6 e L7) com altos teores de carbono orgânico, altos valores de rendimento (S1 + S2), predominância de matéria orgânica rica em hidrogênio e termicamente imatura, e, portanto, atrativos para o aproveitamento industrial.
- f) Visando o aproveitamento industrial dos folhelhos betuminosos, mapas de rendimento médio de óleo foram gerados para a porção central da Bacia de Taubaté, indicando áreas com os maiores índices de rendimento de óleo para cada uma das 5 subunidades de maior atratividade exploratória (L1, L3, L4, L6 e L7).

- g) A análise geoquímica ajudou a delimitar os intervalos e as áreas com maior interesse econômico. As áreas mais ricas estão próximas às cidades de Tremembé e Pindamonhangaba, as mesmas que Castro e Silva (1952) considerou como as mais importantes sob o ponto de vista exploratório.
- h) Com base em diferentes cenários exploratórios, foram apontadas as áreas de maior atratividade econômica, considerando-se teores médios de rendimentos de óleo superiores a 60, 80 e 100 mg HC/rocha para cada uma das 5 subunidades.
- i) Dentre os cinco intervalos correlacionados, as subunidades L7 e L5 mostraram-se com elevado teor de rendimento, sendo em maior quantidade nas áreas dos poços TMB-03-SP, PND-02-SP e MOR-01-SP para subunidade L7 e poço PND-02-SP para unidade L5. Nas áreas proximais às bordas da bacia, como as dos poços QUI-01-SP, RO-01-SP e POT-01-SP, os valores de carbono orgânico, rendimento e índice de hidrogênio tendem a ser menores, representando áreas de pouco interesse econômico.
- j) Os cálculos volumétricos através da simulação de Monte Carlo indicam a existência de volumes significativos de hidrocarbonetos que podem ser potencialmente recuperados a partir do aproveitamento industrial dos níveis mais enriquecidos.
- k) Considerando-se os três cenários investigados, aquele que leva em conta somente áreas mais restritas com os rendimentos mais elevados (rendimento médio mínimo de 100 mg HC/rocha) aponta para significativas reservas de óleo da ordem de 808 milhões de bbl, 630 milhões de bbl e 474 milhões de bbl, associadas, respectivamente às probabilidades de P10, P50 e P90, considerando-se as cinco subunidades.
- l) Um cenário intermediário em termos de rendimento médio mínimo (80 mg HC/rocha), aponta para significativas reservas de óleo da ordem de 2,3 bilhões de bbl, 1,8 bilhão de bbl e 1,4 bilhão de bbl, associadas, respectivamente às probabilidades de P10, P50 e P90, considerando-se as cinco subunidades.

- m) Por fim, um cenário mais otimista, que leva em conta a possibilidade de aproveitamento de depósitos de folhelhos betuminosos com rendimento médio mínimo a partir de teores médios de 60 mg HC/g rocha, aponta para significativas reservas de óleo, da ordem de 5,0 bilhões de bbl, 4,0 bilhões de bbl e 3,2 bilhões de bbl, associadas, respectivamente às probabilidades de P10, P50 e P90, considerando-se as cinco subunidades.
- n) Em função do pequeno soterramento da seção de folhelhos betuminosos da Formação Tremembé, estes depósitos apresentam termicamente imaturos, não tendo, assim, atingido a janela de geração de hidrocarbonetos, e tampouco atingido a fase senil, sendo, portanto, incapaz de haver geração de gás (*shale gas*) nesta seção.
- o) Em adição, devido ao fato das unidades mais rentáveis serem encontradas próximas à superfície, as tecnologias *in situ* não representam uma alternativa de aproveitamento desse recurso mineral, sendo as tecnologias de retortagem mais favoráveis.
- p) Trabalhos anteriores sugerem uma inviabilidade de aproveitamento dos folhelhos betuminosos da Formação Tremembé por meio do processo Petrosix, devido ao elevado grau de umidade desses depósitos. Porém, essa umidade elevada não descarta a viabilidade de aproveitamento econômico desses folhelhos, mas apenas restringe o uso da referida tecnologia.
- q) Estudos mais específicos a respeito do uso de diferentes tecnologias de aproveitamento industrial desses depósitos, valendo-se de tecnologias mais atualizadas (Shell Freeze Wall, Radio Frequency, Microondas, entre outras) em relação àquelas disponíveis nas pesquisas originais da década de 1950, se fazem extremamente necessários, visando um estudo mais atualizado quanto à economicidade e viabilidade de aproveitamento destes recursos de significativo valor estratégico.