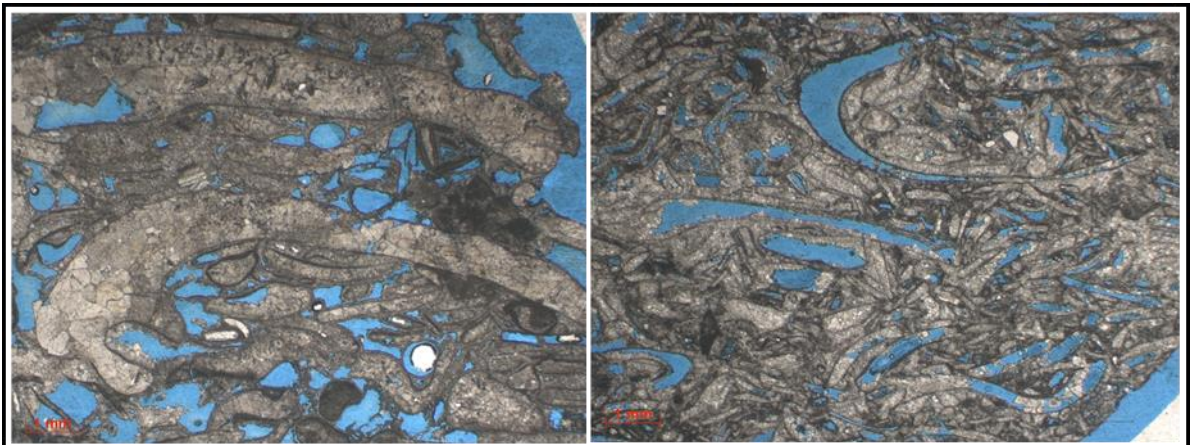


6.2.2 Reservatório da Formação Itapema

Caracterizados como coquinas, os reservatórios desta seção são descritos como sendo *rudstones* de coloração cinza clara a escura (Figura 38), formados por conchas de moluscos por vezes silicificados e/ou dolomitizados em alguns intervalos.

Figura 38 - Fotomicrografias das Coquinas da Formação Itapema.



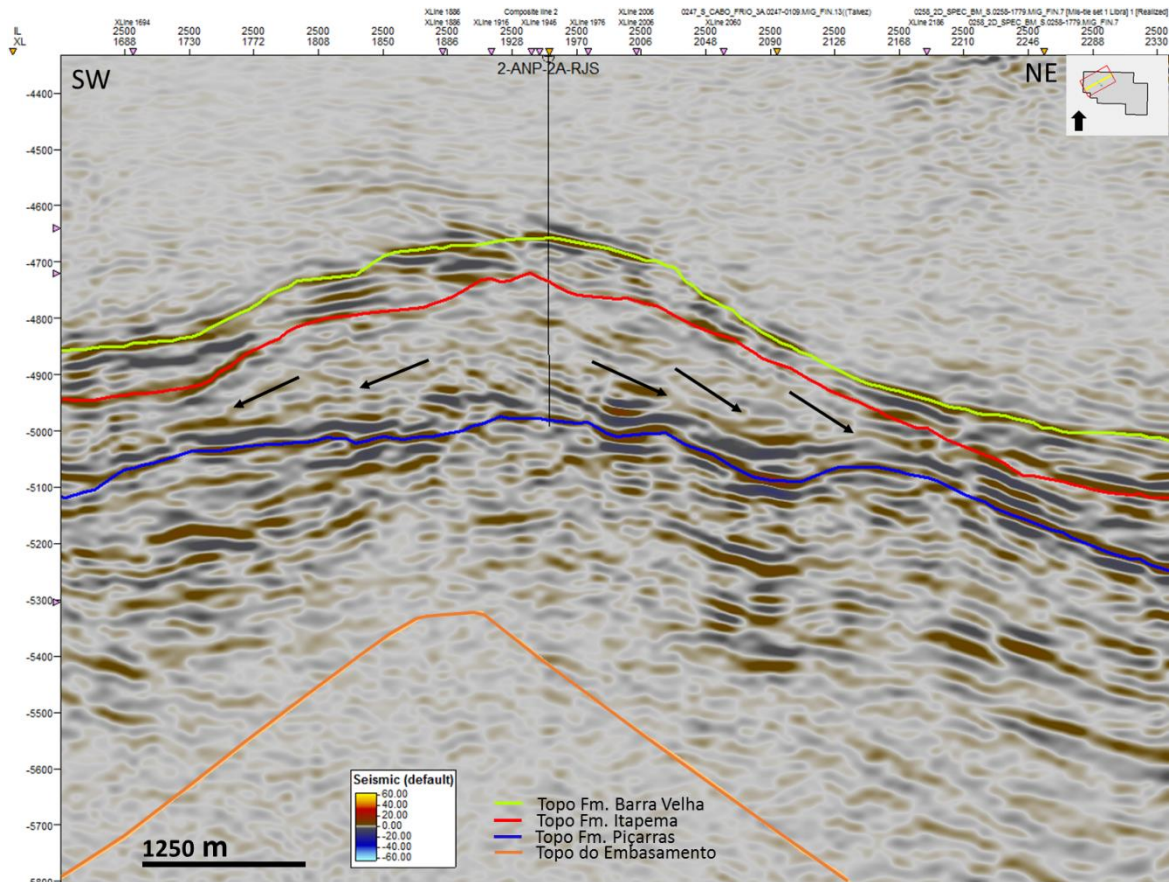
Legenda: Coquinas formadas por conchas de moluscos recristalizados, com porosidade móldica e interpartícula. PPL

Fonte: Pasta de poço.

As sismofácies que representam este reservatório são classificadas como caóticas a progradantes, apresentando refletores descontínuos e de baixa amplitude, sendo mapeadas através do auxílio dos atributos de amplitude original e relativa impedância acústica. Estas sismofácies encontram-se nos altos estruturais, e apresentam em geometria em forma de *mounds* (Figura 39).

É possível observar, através da superfície gerada do mapeamento, que as coquinas progradam em direção aos baixos estruturais, para nordeste e também para sudoeste (Figura 40).

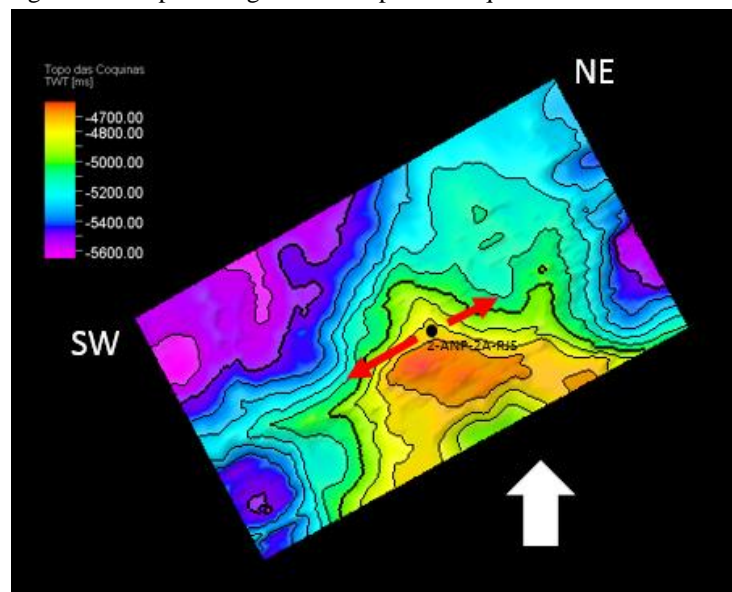
Figura 39 - *Inline* 2508 interpretada, mostrando a geometria de *mound*.



Legenda: Linha sísmica mostrando a geometria em *mound* das coquinas e o sentido de progradacao das mesmas.

Fonte: A autora, 2018.

Figura 40 - Superfície gerada do topo das coquinas.



Legenda: Superfície do topo das coquinas no qual as setas vermelhas indicam o sentido de progradação em direção aos baixos estruturais.

Fonte: A autora, 2018.

Foi possível também dividir o reservatório de coquinas em três eletrofácies distintas, a partir da análise do poço 2-ANP-2A-RJS, que apresentam padrões diferentes nos perfis de raios gama, sônico (Figura 41) e porosidade (calculado pela densidade) (Figura 42).

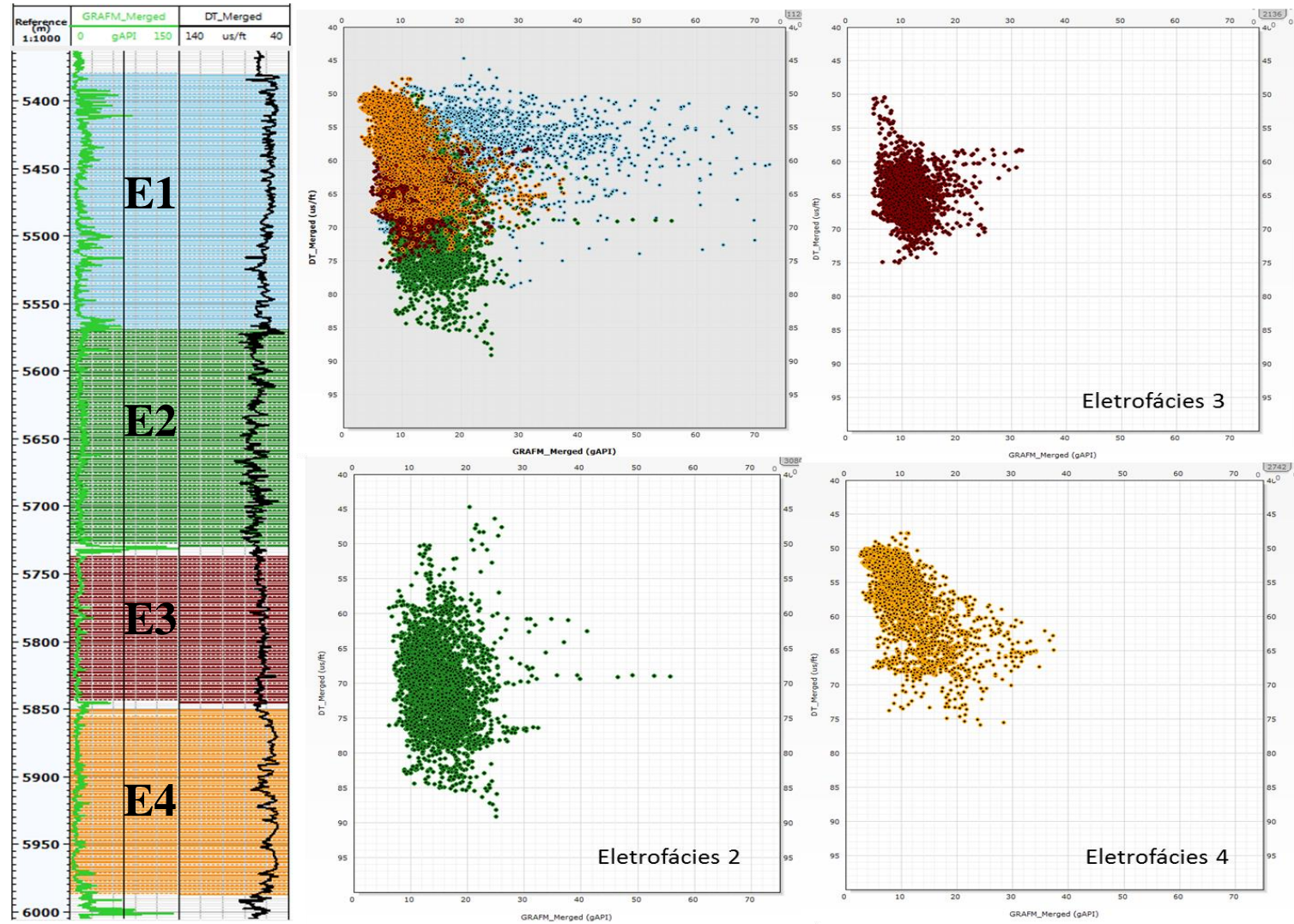
A eletrofácies 2 (verde) é delimitada pelo intervalo de 5570m até 5730m e é identificada pelo padrão do perfil de raios gama, que comparado com as demais eletrofácies, apresenta valores mais alto, em um intervalo de 10 a 20° API. É possível observar também no perfil de porosidade um padrão mais serrilhado, indicando uma maior variação dos valores (12 a 23%). Já no perfil sônico a eletrofácies 2 possui um maior espectro de tempo de trânsito, como pode-se observar nos diagramas de dispersão.

A eletrofácies 3 (vinho) é definida no intervalo de 5740m a 5840m e apresenta no perfil de raios gama valores entre 8 e 14° API. Em relação a porosidade possui valores variando de 10 a 17% e um padrão menos serrilhado. Ainda é possível observar no perfil sônico um menor espectro de tempo de trânsito, variando de 55 a 70 us/ft.

Por último a eletrofácies 4 (laranja) é caracterizada por apresentar um intervalo com valores de raios gama muito baixos, muito semelhantes aos da eletrofácies 3, porém a eletrofácies 4 difere da anterior por abranger um espectro maior de tempo de trânsito, com valores que variam entre 50 a 70 us/ft e também por apresentar no perfil um padrão mais serrilhado.

Sendo assim, com as informações dos perfis do poço, as coquinas da formação foram divididas em três eletrofácies diferentes, corroborando com a divisão proposta por Silva et al. (2014) *apud* Carlotto et al. (2017), que dividem, com base em dados sísmicos, em perfis de poço e descrições petrográficas, as coquinas em três intervalos, sendo eles: superior, médio e inferior, que se diferenciam por fatores como cimentação e dolomitização.

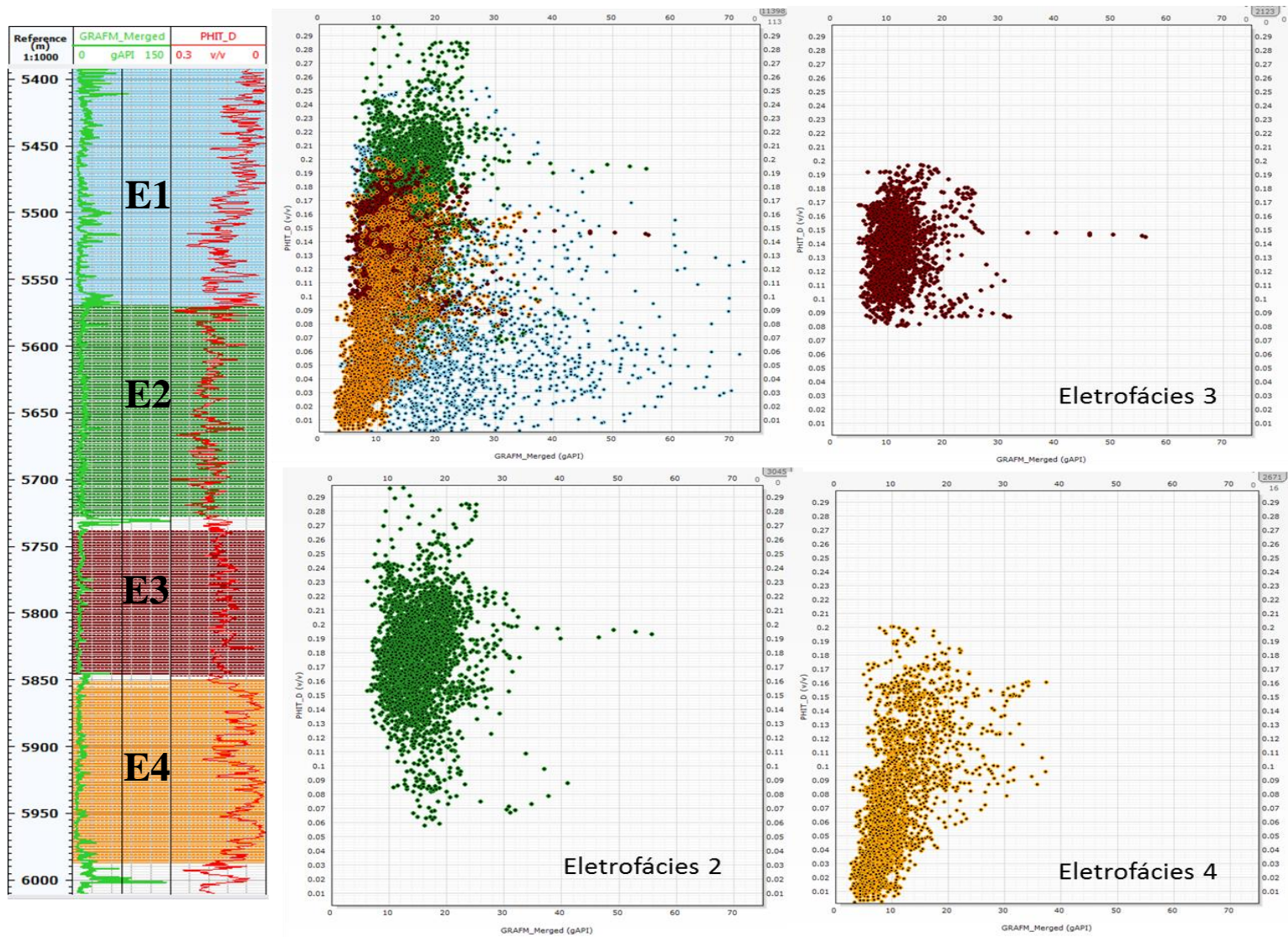
Figura 41 - Diagramas de dispersão dos perfis de raios gama *versus* sônico no intervalo do reservatório.



Legenda: Diagramas de dispersão gerados para identificação de eletrofácies no intervalo das coquinas através do poço 2-ANP-2A-RJS.

Fonte: A autora, 2018.

Figura 42 - Diagramas de dispersão dos perfis de raios gama *versus* porosidade no intervalo do reservatório.



Legenda: Diagramas de dispersão gerados para identificação de eletrofácies no intervalo das coquinas através do poço 2-ANP-2A-RJS.

Fonte: A autora, 2018.

Cálculos petrofísicos também foram realizados para esse reservatório com o objetivo de obter valores de porosidade total, saturação de água e de óleo e também valores de *net pay*. Para isso foi definido o intervalo de interesse (Tabela 08) para cada poço a partir de dados contidos no perfil composto, na literatura e na pasta poço.

Tabela 8 - Intervalo de interesse para cada poço.

Poço	Intervalo de Interesse	
	Topo (m)	Base (m)
2-ANP-2A-RJS	5570	6036
3-BRSA-1255-RJS	5307	5580

Legenda: Intervalos de interesse definidos a partir de dados de perfil composto, da pasta poço e da literatura.

Fonte: A autora, 2018.

Os resultados de porosidade e saturação de água de formação e saturação de óleo estão representados na tabela a seguir:

Tabela 09 - Resultados obtidos de porosidade, saturação de água e de óleo para as coquinas da Fm. Itapema.

Poço	Zona	Variável	Mínimo	Média	Máximo
2-ANP-2A-RJS	Coquinas	PHIT_D	8%	15.9%	24%
2-ANP-2A-RJS	Coquinas	SW_AR	1.4%	11.5%	40%
2-ANP-2A-RJS	Coquinas	S_OL	60%	88.5%	98.6%
3-BRSA-1255-RJS	Coquinas	PHIT_D	8%	13.7%	20%
3-BRSA-1255-RJS	Coquinas	SW_AR	1.6%	3.8%	40%
3-BRSA-1255-RJS	Coquinas	S_OL	60%	96.2%	98.4%

Legenda: PHIT_D = Porosidade total, SW_AR = saturação de água de formação e S_OL = saturação de óleo.

Fonte: A autora, 2018.

Para a obtenção dos valores de *net pay*, considerou-se regiões onde a porosidade das coquinas encontrava-se acima de 8% e com saturação de água de formação (Sw) de até 40%. Os resultados estão representados na Tabela 10.

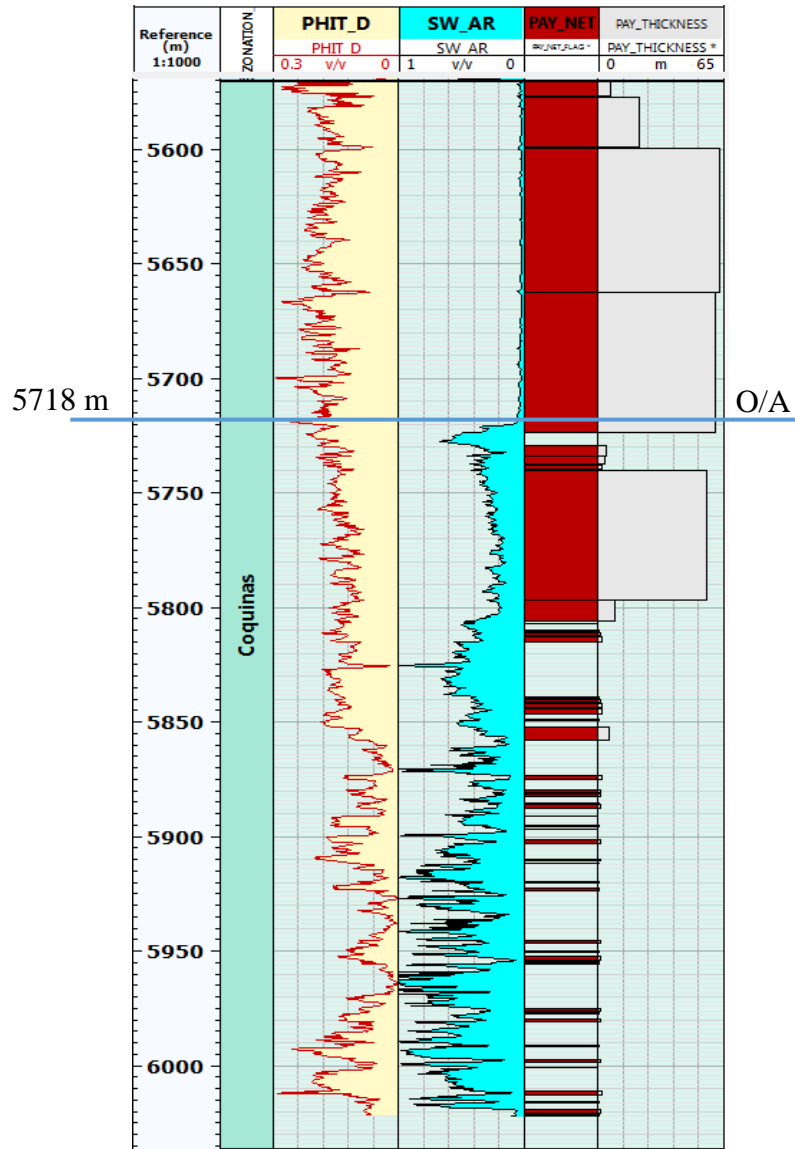
Tabela 10 - Resultados de *net pay* obtidos após os cálculos.

Poço	Zona	Unidade	Gross	Net	Net- to-Gross
2-ANP-2A-RJS	Coquinas	m	467	268	58%
3-BRSA-1255-RJS	Coquinas	m	273	240	88%

Fonte: A autora, 2018.

As Figuras 43 e 44 demonstram o *layout* de todos os resultados da análise nos dois poços disponíveis para o trabalho.

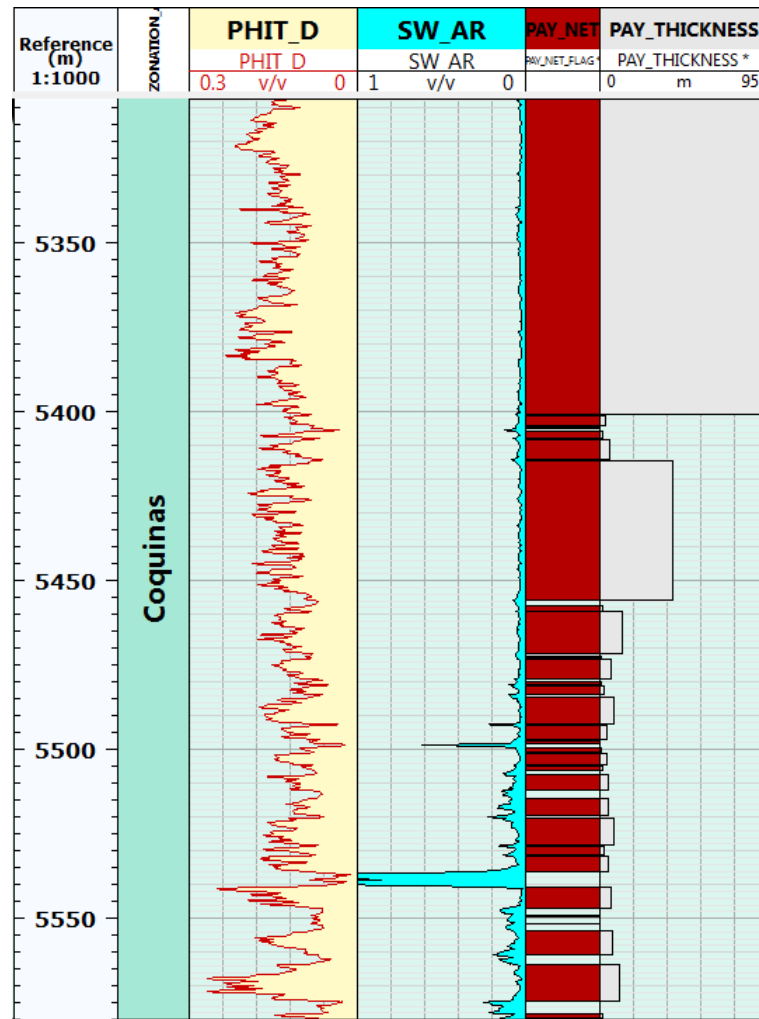
Figura 43 - *Layout* dos resultados obtidos para o poço 2-ANP-2A-RJS.



Legenda: PHIT_D = Porosidade total, SW_AR = saturação de água de formação e PAY_NET = zonas de *net pay*.

Fonte: A autora, 2018.

Figura 44 - *Layout* dos resultados obtidos para o poço 3-BRSA-1255-RJS.



Legenda: PHIT_D = Porosidade total, SW_AR = saturação de água de formação e PAY_NET = zonas de *Net Pay*.

Fonte: A autora, 2018.

A partir dos valores encontrados, pode-se definir o reservatório das coquinas como sendo um intervalo de grande espessura, com valores de porosidades mais altos comparados com os calcários presentes na formação Barra Velha. Contudo o intervalo das coquinas apresenta valores elevados de saturação de água, sendo alguns intervalos preenchidos somente por água.

Os cálculos realizados para o poço 2-ANP-2A-RJS (Figura 43) apresentam valores elevados de saturação de óleo, em que o método de Archie (cálculos mediante curva resistiva) superestima os resultados, pois considera valores de *net pay* abaixo do contato óleo/água estabelecido para o poço em 5718m, conforme dados do teste de formação.

O valor médio encontrado para porosidade total de 13,7% a 15,9% corrobora com o valor publicado por Carlotto et al. (2017), no qual a porosidade das coquinas tem valor médio

de 15%. Os valores de *Net-to-Gross* diferem muito de um poço para o outro, pois o poço 2-ANP-2A-RJS apresenta um grande intervalo com altos valores de saturação de água.

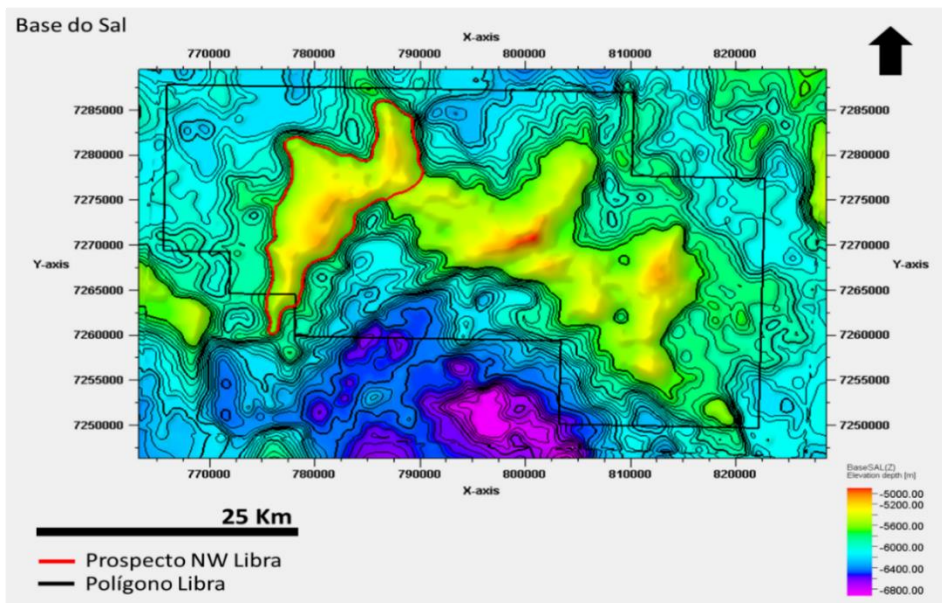
6.3 Avaliação de Ocorrência de Petróleo

A partir dos parâmetros definidos neste trabalho para os reservatórios e com a utilização de três superfícies publicadas pela ANP, foram realizados, utilizando o software GeoX, cálculos volumétricos e de incerteza da ocorrência de petróleo para o prospecto da área noroeste do bloco de Libra.

O prospecto noroeste foi definido de acordo com a apresentação da Petrobras, que divide o bloco de Libra em três setores, sendo estes, Noroeste, Central e Sudeste. Para a realização dos cálculos o prospecto foi dividido em dois segmentos, devido ao fato de apresentarem características e parâmetros de rochas distintos, sendo estes: o segmento dos Calcários da Formação Barra Velha e o segmento das Coquinas da Formação Itapema. Todos os parâmetros utilizados foram extraídos das análises realizadas neste trabalho e de relatórios da ANP.

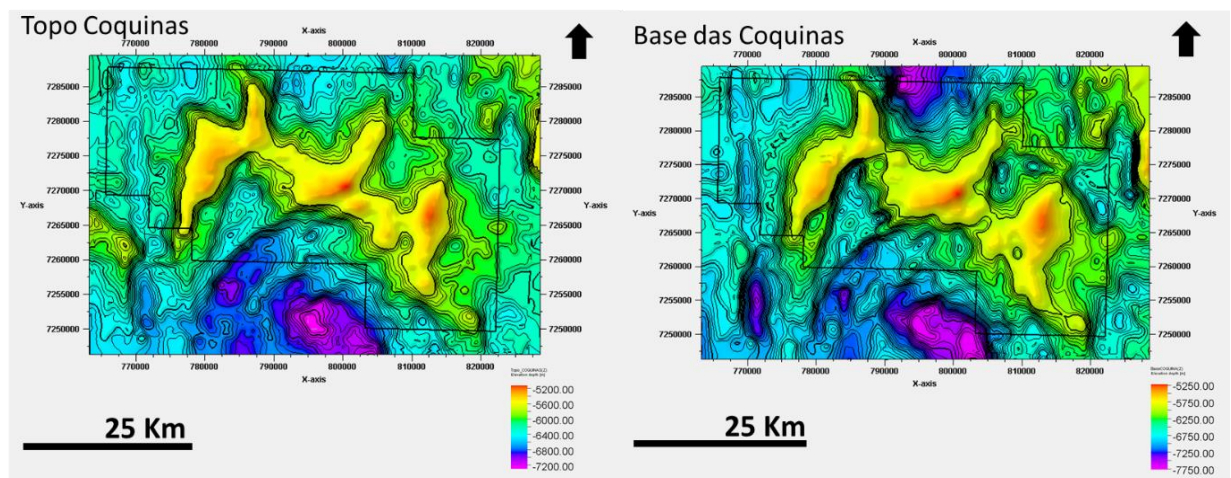
Como os dados sísmicos 3D disponibilizados para a pesquisa abrangiam aproximadamente 40% da porção noroeste e estavam em tempo, sendo a conversão tempo-profundidade inviabilizada devido à ausência de um modelo de velocidade, foi necessária a utilização das superfícies em profundidade da Base do Sal (Figura 45), do Topo e Base das Coquinas (Figura 46) geradas a partir da digitalização de mapas publicados do Bloco de Libra, possibilitando assim, o cálculo do volume de rocha total presente em cada segmento através do programa Petrel.

Figura 45 - Superfície da Base do Sal em profundidade.



Legenda: Superfície da base do Sal utilizada no cálculo de volume de rocha total dos reservatórios.
Fonte: ANP, 2014. Modificado pela autora, 2018.

Figura 46 - Superfícies do topo e base das coquinas em profundidade.



Legenda: Superfícies do topo e da base das coquinas utilizadas no cálculo de volume de rocha total dos reservatórios.

Fonte: ANP, 2014. Modificado pela autora, 2018.

Foi considerado também o contato óleo/água em 5700 m, definido pelos perfis compostos dos poços utilizados neste trabalho. Os resultados de volume de rocha (*Gross rock volume*) dos segmentos podem ser observados na Tabela 11. Para o cálculo de valores de mínimo e máximo foi considerado um erro de 5% do mapa das superfícies.

Tabela 11 - Resultados de volume de rocha para cada segmento.

Zona	Volume (m3)	Mínimo	Máximo
Calcários (Fm. Barra Velha)	23,347,000,000	22,179,650,000	24,514,350,000
Coquinas (Fm. Itapema)	13,547,000,000	12,869,650,000	14,224,350,000

Legenda: Valores mínimo e máximo de volume de rocha para cada segmento.

Fonte: A autora, 2018.

Ambos os segmentos se encontram na zona de óleo, sendo o óleo encontrado de boa qualidade (27° a 30° API), com taxas de CO₂ de 40 a 42% e taxas de H₂S inferiores a 16ppm.

6.3.1 Segmento dos Calcários da Formação Barra Velha

O segmento dos calcários foi analisado volumetricamente, sendo necessários, como dados de entrada do software GeoX, alguns parâmetros de rocha e fluido, com as respectivas distribuições (Tabela 12). Os valores de porosidade, saturação do óleo e *net-to-gross*, foram retirados dos cálculos petrofísicos realizados e os valores de Bo, Bg, razão gás/óleo e fator recuperação foram obtidos de relatórios fornecidos pela ANP.

Tabela 12 - Valores de entrada dos parâmetros de reservatório e fluido para os calcários da Fm. Barra Velha.

Segmento	Calcários (Fm. Barra Velha)			
	Mínimo	*Moda/Mediana	Máximo	Distribuição
Volume de Rocha [MM m ³]	22,179.0	23,347.0	24,514.0	<i>Stretched Beta</i>
Porosidade [decimal]	0.06	0.14	0.19	Normal <i>LoHi</i>
<i>Net-to-Gross</i> [decimal]	0.35	-	0.68	Uniforme
Sat. Óleo [decimal]	0.60	0.94	0.98	Normal <i>LoHi</i>
Preenchimento Trapa	1.0	1.0	1.0	Constante
Bo [bbl/STB]	2.0	-	2.2	Uniforme
Razão Gás/Óleo [scf/STB]	340	-	370	Uniforme
Fator Recuperação [decimal]	0.25	-	0.30	Uniforme

Legenda: *Moda utilizada na distribuição *Stretched Beta* e Mediana utilizada nas distribuições Normal *LoHi*.

Fonte: A autora, 2018.

Além dos parâmetros de reservatório, a análise requer como dado de entrada o risco associado ao *play* que está sendo avaliado, aos elementos (rocha geradora, rocha reservatório, selo e trapa) e aos processos (geração, migração e preservação).

A obtenção do risco geológico é feita através do produto entre as probabilidades de sucesso de cada elemento do *play*. Como os poços analisados continham hidrocarbonetos, o risco exploratório associada a esta região é baixo, sendo os valores dos dados de entrada, para o *play*, todos 1.

Porém, ao se fazer a avaliação dos elementos do segmento, alguns destes apresentaram características que elevam o fator de risco, diminuindo assim a probabilidade de sucesso. O elemento qualidade do reservatório foi considerado o maior fator de risco, pois através de dados de poços, pode-se observar que os calcários possuem uma intensa dolomitização, além de recristalização e pontos de silicificação. Além disso, ainda é possível identificar no segmento, intrusões de rochas ígneas que interferem diretamente na presença e qualidade do reservatório. A partir dessas características foi calculado o risco exploratório (*Dry Hole Risk*) associado a este segmento, que apresentou um valor de 23,5%, sendo considerado baixo (Figura 47).

O valor encontrado para a probabilidade de sucesso (*Unconditional Probability*) é utilizado para o cálculo das probabilidades do volume de óleo no final do processo. Sendo assim, uma probabilidade de sucesso baixa conotará uma redução significativa nos volumes de hidrocarbonetos presentes.

Figura 47 - Avaliação do Risco geológico do segmento dos calcários da Fm. Barra Velha.

Risk factor	P(play)	P(segment play)	P(segment play) justification
Trap and Seal	1.000	1.000	Sal - rocha selante
Reservoir Presence	1.000	0.900	Presença de diabásio intercalado com o calcário.
Reservoir Quality	1.000	0.850	Recristalização, dolomitização e silicificação.
Source and Migration	1.000	1.000	Poço saturado com óleo.
> Marginal play probability	1.000		
> Conditional segment probability		0.765	
> Unconditional probability		0.765	
> Dry hole risk		0.235	

Legenda: Valores e justificativas utilizados na análise do risco geológico do segmento.

Fonte: A autora, 2018.

Depois de inseridos os fatores de risco e obtida a probabilidade de sucesso, foram calculados os volumes de óleo *inplace* e recuperável do segmento. Estes volumes são apresentados em uma distribuição de resultados esperados de acordo com suas probabilidades de ocorrência. O valor de P90 apresenta o volume que tem 90% de chance de ocorrer, é a

combinação dos parâmetros mais pessimistas de rocha e fluido. O P50 representa o volume que tem 50% de chance de ocorrer. E por último, o P10 que representa o volume que possui menos de 10% de chance de ocorrer, é o caso mais otimista, pois reúne os melhores parâmetros possíveis. É utilizada a probabilidade excedente na qual o percentil indica a probabilidade da variável ser igual ou maior que o valor indicado.

O resultado do volume de óleo *inplace* e também do volume de óleo recuperável são expressos na Tabela 13 e também apresentados nas curvas de distribuição (Figuras 48 e 49).

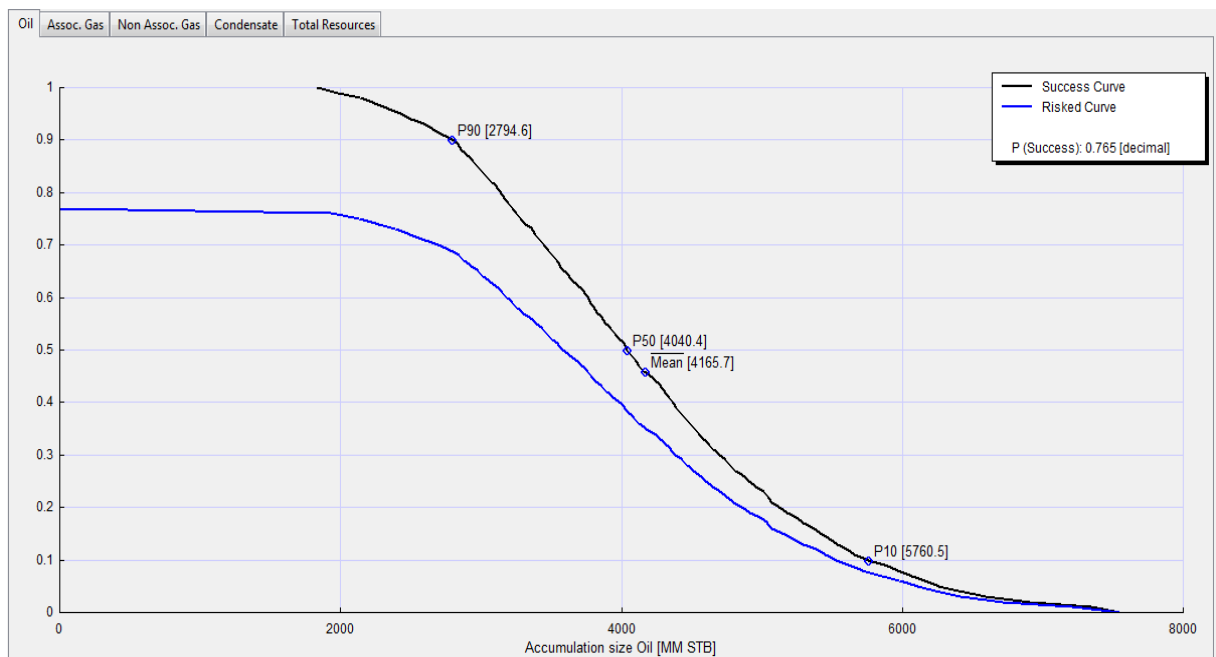
Tabela 13 - Resultados de volumetria obtidos para o segmento dos calcários da Fm. Barra Velha.

Tipo de Recursos [Unidades]	P90	P50	P10
<i>Inplace</i>			
Acumulação de Óleo [MM STB]	2794,6	4040,4	5760,5
Recuperável			
Acumulação de Óleo [MM STB]	865,7	1316,8	1893,1

Legenda: MM STB = *million stock tank barrels*.

Fonte: A autora, 2018.

Figura 48 - Curva de distribuição para valores de volume de óleo *inplace* do segmento dos calcários da Fm. Barra Velha.

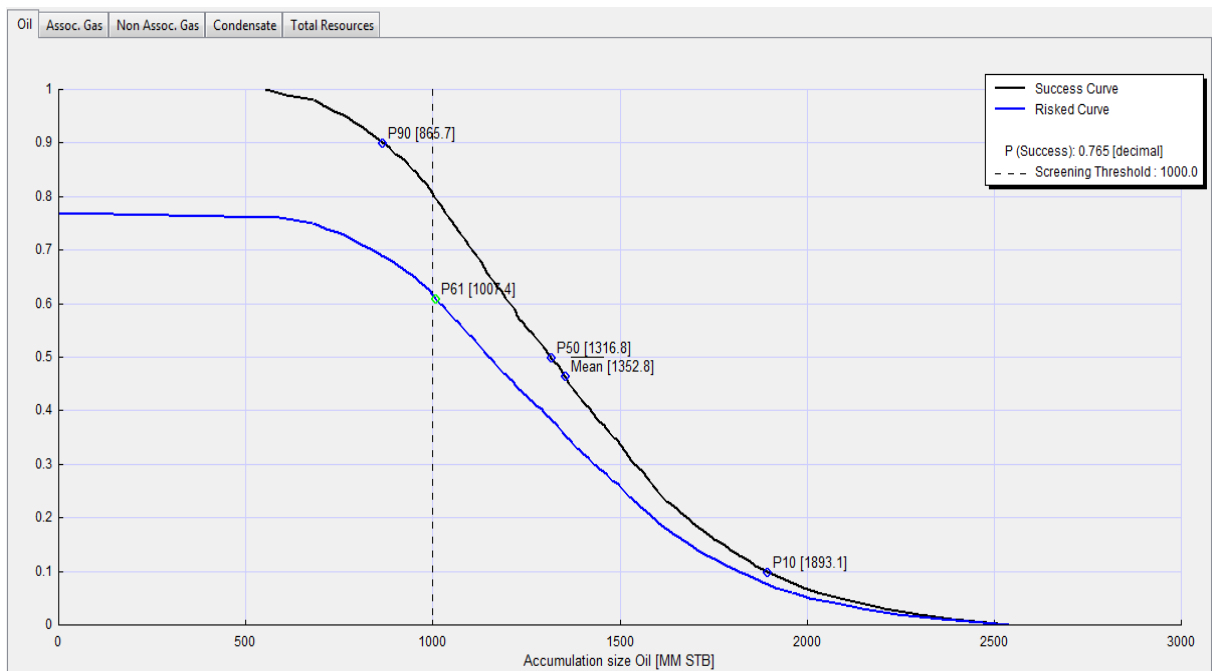


Legenda: Volumes de acumulação de óleo *inplace* para as probabilidades de P90, P50 e P10, com as curvas de sucesso e risco.

Fonte: A autora, 2018.

A curva em preto representa os valores obtidos pelo método Monte Carlo para o caso de sucesso e em azul a mesma distribuição para os valores riscados, isto é, considerando o risco de insucesso da ocorrência de óleo.

Figura 49 - Curva de distribuição para valores de volume de óleo recuperável para o segmento dos calcários da Fm. Barra Velha.



Legenda: Volumes de acumulação de óleo recuperável para as probabilidades de P90, P50 e P10, com as curvas de sucesso e risco.

Fonte: A autora, 2018.

6.3.2 Segmento das Coquinas da Formação Itapema

A análise volumétrica do segmento das coquinas foi realizada a partir de parâmetros gerados nesta pesquisa e também com informações de reservatório/fluído obtidas de relatórios da ANP. Os dados de entrada para os parâmetros estão contidos na Tabela 14 com as respectivas distribuições utilizadas.

Tabela 14 - Valores de entrada dos parâmetros de reservatório e fluido para as coquinas da Fm. Itapema.

Segmento	Coquinas (Fm. Itapema)			
	Mínimo	*Moda/Mediana	Máximo	Distribuição
Volume de Rocha [m ³]	12,869.7	13,547.0	14,224.4	<i>Stretched Beta</i>
Porosidade [decimal]	0.08	0.148	0.24	Normal <i>LoHi</i>
<i>Net-to-Gross</i> [decimal]	0.58	-	0.88	Uniforme
Sat. Óleo [decimal]	0.6	0.92	0.98	Normal <i>LoHi</i>
Preenchimento Trapa	1.0	1.0	1.0	Constante
Bo [bbl/STB]	2.0	-	2.2	Uniforme
Razão Gás/Óleo [scf/STB]	340	-	370	Uniforme
Fator Recuperação [decimal]	0.25	-	0.30	Uniforme

Legenda: *Moda utilizada na distribuição *Stretched Beta* e Mediana utilizada nas distribuições Normal *LoHi*.

Fonte: A autora, 2018.

Assim como na análise do segmento dos calcários (Fm. Barra Velha), o segmento das coquinas necessita como dados de entrada o risco associado ao play em questão, aos elementos e também aos processos presentes na área. Como, a partir de informações dos poços, confirma-se a presença de óleo na rocha, os valores de entrada do play são todos 1, sendo o risco associado muito baixo. Porém na análise dos elementos do segmento, o valor de entrada da qualidade do reservatório é questionado por o segmento também apresentar pontos de intensa silicificação e dolomitização, comprometendo valores de porosidade. A partir desses dados obteve-se o risco exploratório no valor de 14,5%, sendo considerado muito baixo, devido ao fato do poço conter hidrocarbonetos (Figura 50).

Figura 50 - Avaliação do Risco geológico do segmento das coquinas da Fm. Itapema.

Risk factor	P(play)	P(segment play)	P(segment play) justification
Trap and Seal	1.000	1.000	Sal - rocha selante
Reservoir Presence	1.000	0.950	Ocorrência de rochas ígneas.
Reservoir Quality	1.000	0.900	Dolomitização e Silicificação.
Source and Migration	1.000	1.000	Poço saturado com óleo.
> Marginal play probability	1.000		
> Conditional segment probability		0.855	
> Unconditional probability		0.855	
> Dry hole risk		0.145	

Legenda: Valores e justificativas utilizados na análise do risco geológico do segmento.

Fonte: A autora, 2018.

Os resultados da estimativa volumétrica realizada para o segmento das coquinas podem ser observados na Tabela 15 e nas curvas de distribuição que apresentam o valor do volume de óleo *inplace* (Figura 51) e o volume de óleo recuperável (Figura 52), nos casos de P90, P50 e P10.

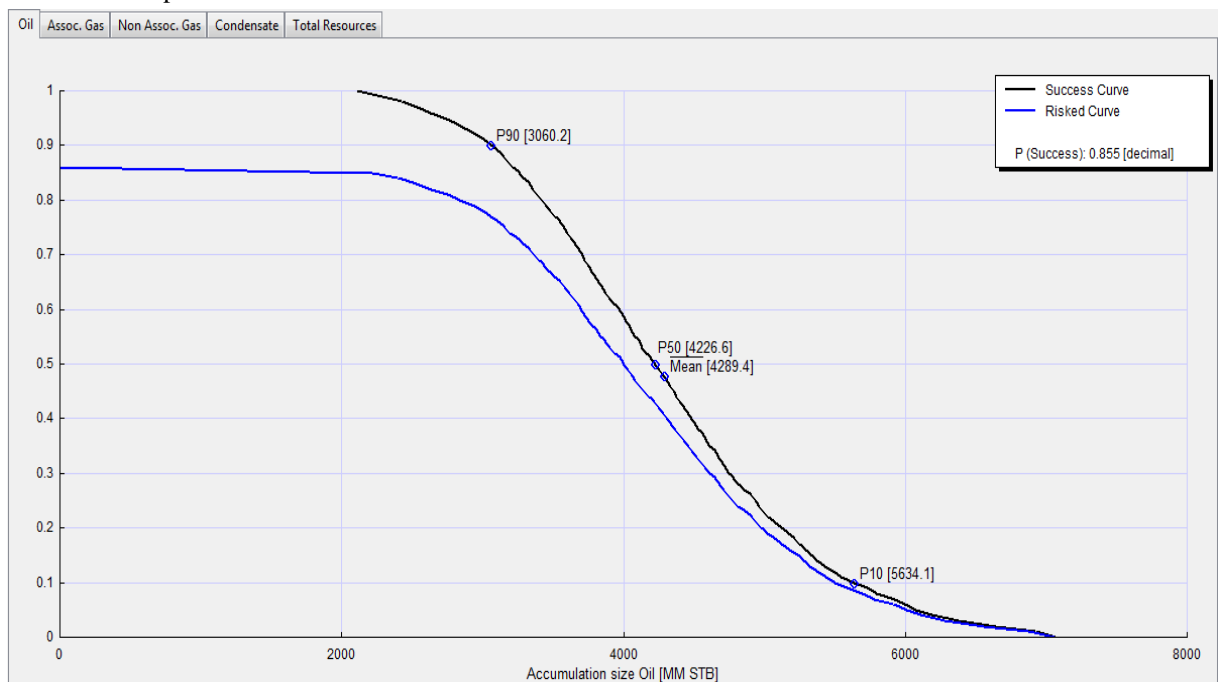
Tabela 15 - Resultados de volumetria obtidos para o segmento das coquinas da Fm. Itapema.

Tipo de Recursos [Unidades]	P90	P50	P10
<i>Inplace</i>			
Acumulação de Óleo [MM STB]	3060,2	4226,6	5634,1
Recuperável			
Acumulação de Óleo [MM STB]	960,7	1374,9	1863,2

Legenda: MM STB = *million stock tank barrels*.

Fonte: A autora, 2018.

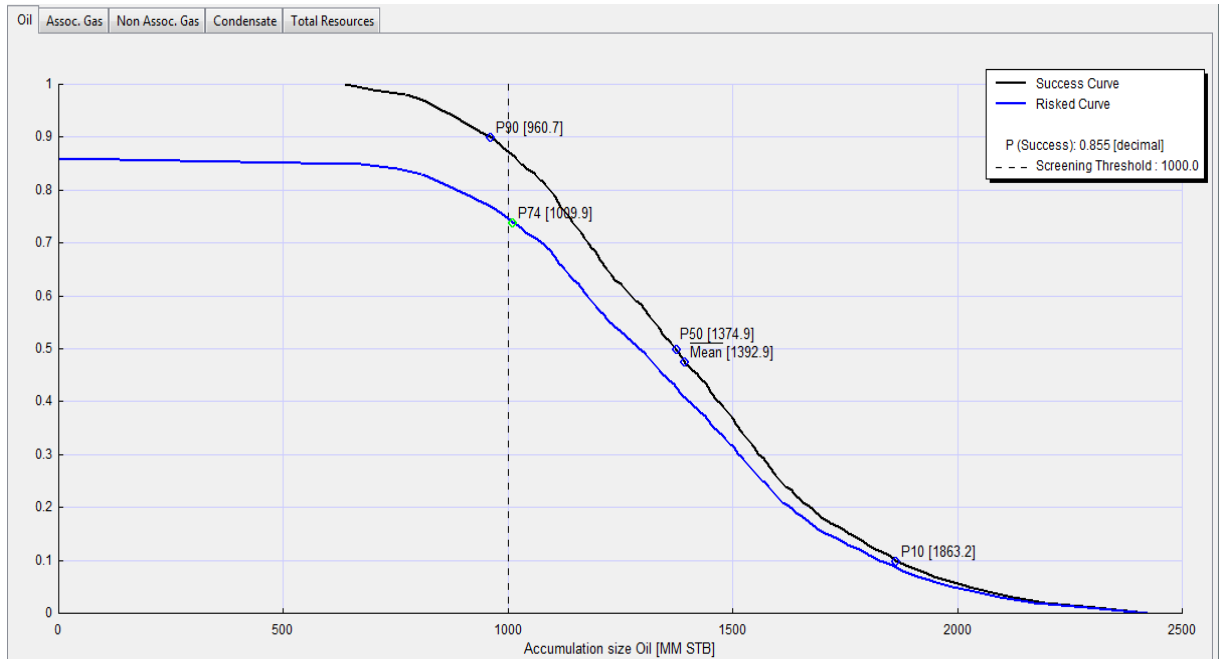
Figura 51 - Curva de distribuição para valores de volume de óleo *inplace* do segmento das coquinas da Fm. Itapema.



Legenda: Volumes de acumulação de óleo *inplace* para as probabilidades de P90, P50 e P10, com as curvas de sucesso e risco.

Fonte: A autora, 2018.

Figura 52 - Curva de distribuição para valores de volume de óleo recuperável do segmento das coquinas da Fm. Itapema.



Legenda: Volumes de acumulação de óleo recuperável para as probabilidades de P90, P50 e P10, com as curvas de sucesso e risco.

Fonte: A autora, 2018.

Nas Figuras 51 e 52, a curva em preto representa os valores obtidos pelo método Monte Carlo para o caso de sucesso e em azul a mesma distribuição para os valores riscados, isto é, considerando o risco de insucesso da ocorrência de óleo.

6.3.3 Prospecto NW Libra

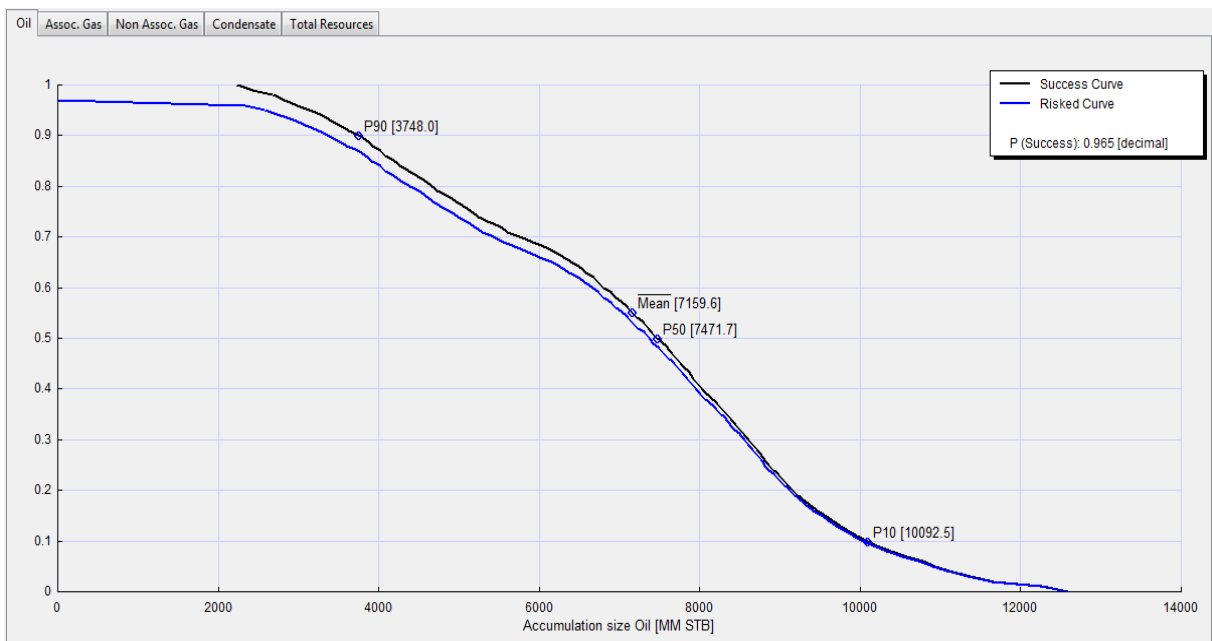
Com a análise dos segmentos em separado e a obtenção de seus volumes individuais, a última etapa dos cálculos volumétricos e de incerteza foi a avaliação do prospecto noroeste Libra. Foram obtidos valores de volume de óleo, as probabilidades de sucesso e insucesso do prospecto analisando os dois segmentos em conjunto, a partir do método Monte Carlo. Foram realizadas 2000 simulações. O método considera quatro possibilidades: sucesso nos dois segmentos; sucesso nas coquinas; sucesso nos calcários e insucesso total. Os resultados das 2.000 simulações estão resumidos na Tabela 16.

Tabela 16 - Resultados das simulações para o prospecto NW Libra.

N. Simulações	Calcários [0.7765]	Coquinas [0.8528]	Probabilidade	Cumulativa
1376	X	X	0.6641	0.6641
391		X	0.1887	0.8528
233	X		0.1125	0.9653
---			0.0347	1.0000

Legenda: Probabilidades de sucesso para os dois segmentos, para apenas um segmento e insucesso.
Fonte: A autora, 2018.

O resultado da avaliação de presença de óleo para o prospecto mostra valores de volume de óleo *inplace*, representados na curva de distribuição. A curva apresenta a volumetria para os casos de P90, P50 e P10 (Figura 53).

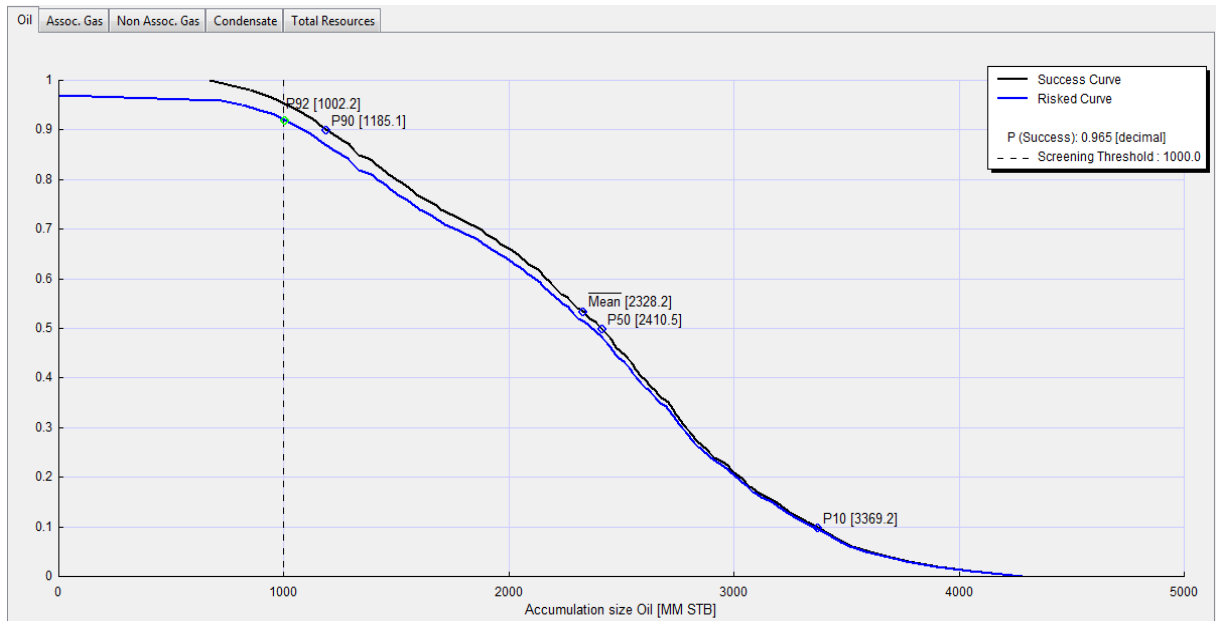
Figura 53 - Curva de distribuição para valores de volume de óleo *inplace* do prospecto NW Libra.

Legenda: Volumes de acumulação de óleo *inplace* para as probabilidades de P90, P50 e P10, com as curvas de sucesso e risco.

Fonte: A autora, 2018.

O volume de óleo recuperável estimado para o prospecto é apresentado em probabilidades de P90, P50 e P10. A curva de distribuição (Figura 54) representa os resultados da estimativa.

Figura 54 - Curva de distribuição para valores de volume de óleo recuperável do prospecto NW Libra.



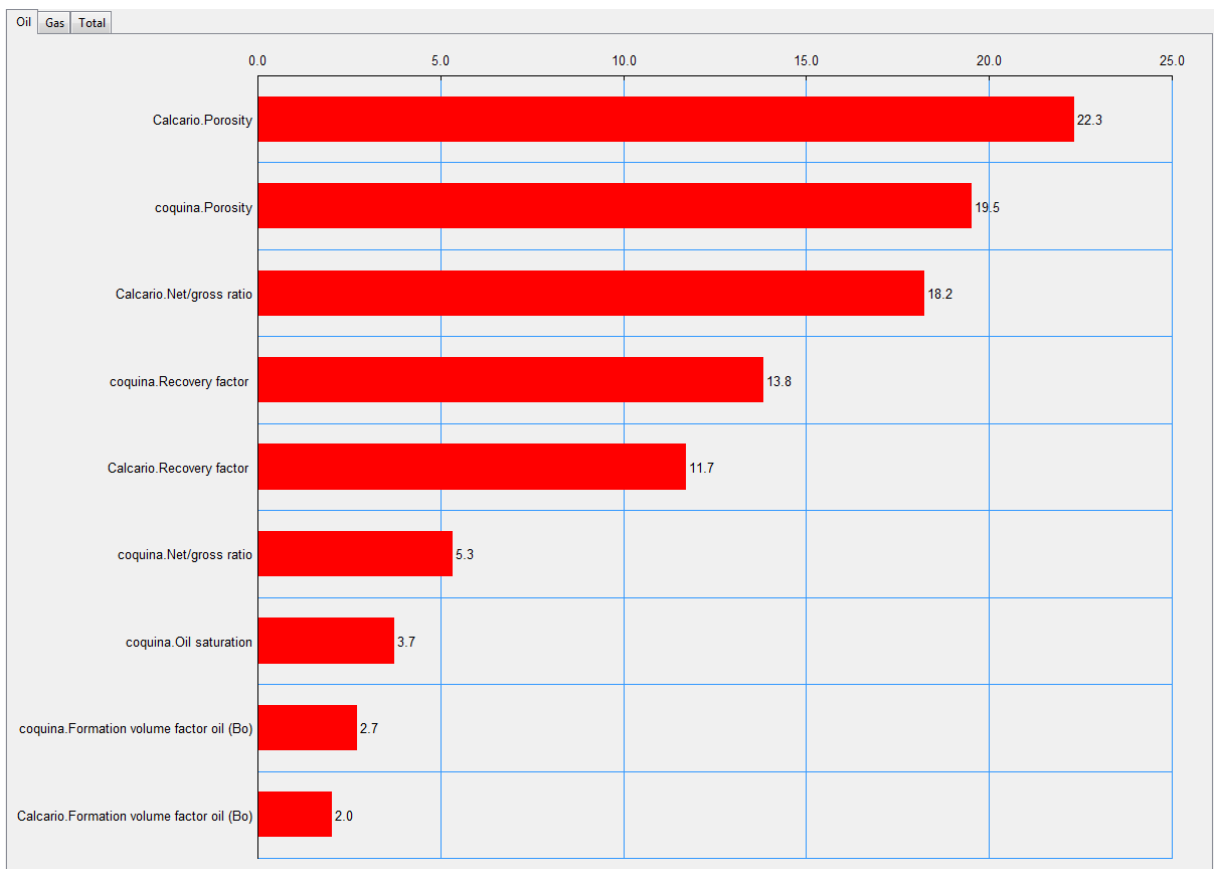
Legenda: Volumes de acumulação de óleo recuperável para as probabilidades de P90, P50 e P10, com as curvas de sucesso e risco.

Fonte: A autora, 2018.

Na análise do prospecto também foi gerado um diagrama de variância que fornece uma representação gráfica de como os diferentes parâmetros de entrada contribuem para a variância geral na estimativa do óleo recuperável. A variância é o quadrado do desvio padrão da estimativa e é uma medida de incerteza na estimativa calculada de recursos recuperáveis.

No caso estudado, o parâmetro de entrada que gera uma maior incerteza na estimativa é a porosidade do segmento dos Calcários da Formação Barra Velha, influenciando em 22,3% na variância geral (Figura 55).

Figura 55 - Diagrama de Variância.



Fonte: A autora, 2018.

Por fim, as Tabelas 16 e 17 mostram os resultados finais do cálculo volumétrico para o prospecto da porção noroeste do bloco de Libra, sendo representados com as suas respectivas probabilidades de ocorrência.

Tabela 16 - Volumes de óleo *inplace* para o prospecto NW Libra.

<u>VOLUME DE ÓLEO INPLACE (MM STB)</u>		
P90	P50	P10
3748,0	7471,7	10092,5

Legenda: MM STB = *million stock tank barrels*.

Fonte: A autora, 2018.

Tabela 17 - Volumes de óleo recuperável para o prospecto NW Libra.

VOLUME DE ÓLEO RECUPERÁVEL (MM STB)		
P90	P50	P10
1185,1	2410,5	3369,2

Legenda: MM STB = *million stock tank barrels*.

Fonte: A autora, 2018.

Os resultados finais da estimativa volumétrica realizada para o prospecto noroeste do Bloco de Libra demonstram um volume de óleo recuperável com um valor abaixo do divulgado em dezembro de 2017, pela empresa Petrobras de 3,3 bilhões de barris, no caso de P50. Esta discrepância possivelmente está relacionada ao valor do parâmetro de volume de rocha (*Gross rock volume*), pois a área e a espessura consideradas neste estudo podem não ser as mesmas utilizadas nos cálculos de volume efetuados pela operadora. Outro fator pode ter sido o valor do contato óleo/água considerado por este estudo e pela empresa, que dispõe de um acervo de dados muito maior e de melhor qualidade.

CONCLUSÃO

A realização deste estudo obteve como produto final a avaliação do prospecto da porção noroeste do Bloco de Libra, localizado na Bacia de Santos. Foram aplicados métodos de interpretação sísmica, uso de atributos, amarração sísmica-poço, análise de dados de poços (cálculos petrofísicos e identificação de eletrofácies) e estimativa volumétrica, com o objetivo de se obter informações importantes do prospecto em questão.

A partir da interpretação sísmica foram mapeados seis horizontes sísmicos e interpretadas cinco sequências, sendo elas a sequência do Embasamento Acústico (Formação Camboriú), Sequência Rifte Inicial (Formação Piçarras), Sequência Rifte Final (Formação Itapema), Sequência Pós-Rifte 1 (Formação Barra Velha) e Sequência Pós-Rifte 2 (Formação Ariri). Todas essas sequências foram descritas de acordo com as sismofácies características de cada uma delas e com o auxílio de atributos como o *Sweetness*, TecVa e impedância acústica relativa, sendo estes os que apresentaram melhores resultados para o reconhecimento de feições.

Com base na interpretação, dados de poços e revisões na literatura destacam-se no arcabouço estratigráfico do pré-sal, a Formação Itapema e a Formação Barra Velha, por conterem as rochas reservatório do Bloco de Libra contidas, respectivamente, nas sequências Rifte Final e Pós-Rifte 1.

Através da análise dos resultados foi possível caracterizar as rochas reservatório da Formação Itapema, sendo estas compostas por coquinas, representadas por sismofácies com geometria em *mounds*, ocorrendo nos altos estruturais. As coquinas apresentam valores de porosidade total média entre 13,7 e 15,9%, valores de saturação de óleo média entre 88,5% e 96,2% e razão *Net-to-Gross* no intervalo de 58 e 88%. Foram também definidas nesse reservatório, a partir do poço 2-ANP-2A-RJS, três eletrofácies características, sendo a eletrofácies 2 (valores mais altos de raios gama), a eletrofácies 3 (intervalo menor de valores de perfil sônico) e eletrofácies 4 (padrão mais serrilhado do perfil sônico).

As rochas reservatório da Formação Barra Velha também foram caracterizadas, sendo constituídas de carbonatos microbiais, apresentando sismofácies com geometria também em *mounds*, que ocorrem nos altos estruturais. Os calcários da formação possuem valores de porosidade total média de 12 a 14%, valores de saturação de óleo médio entre 93% e 95% e razão *Net-to-Gross* entre 35% e 68%. Também para esse reservatório foi possível a

identificação da eletrofácies 1, que apresenta valores de raios gama mais altos aos comparados no restante do perfil.

Por fim, a porção noroeste do Bloco de Libra foi avaliada volumetricamente, através de parâmetros de rocha e fluido calculados neste trabalho e dados constatados em relatórios dos poços. A análise volumétrica foi realizada separadamente para o segmento dos calcários da Formação Barra Velha e para o segmento das coquinas da Formação Itapema. E, por último, foi analisado o prospecto chamado de NW Libra contendo os dois segmentos. Foram obtidas as probabilidades de sucesso e insucesso em todos os casos.

O segmento dos calcários da Formação Barra Velha apresentou como resultados, o volume de óleo *inplace* de 4040,4 MM STB e probabilidade de sucesso de 75,6%. Já para o segmento das coquinas o volume de óleo *inplace* obtido foi de 4226,6 MM STB e a probabilidade de sucesso de 85,2%.

Finalizando a estimativa volumétrica foi calculado o volume de óleo *inplace* e o volume de óleo recuperável para o prospecto NW Libra, obtendo como resultados finais os valores de **7471,7** MM STB e **2410,5** MM STB, respectivamente. Sendo a probabilidade de sucesso de ocorrência de óleo de 96,5%.

Esta dissertação sugere para futuras avaliações de prospecto no bloco, a utilização de dados de mais poços que ficarão públicos na área, utilização de perfis de ressonância, se disponíveis, e também o fatiamento dos reservatórios nas análises de volume .

REFERÊNCIAS

- ALVARENGA, R., KUCHLE, J., IACOPINI, D., et al. **Reconhecimento e análise das fácies sísmicas nas sucessões rift das bacias de Campos e Santos**, *Pesquisas em Geociências, Instituto de Geociências, UFRGS*, 2016.
- ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Relatórios de poços*.
- ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Boletim Mensal de Novembro de 2017*.
- ARCHIE, G.E. **The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics**. *Petroleum Transactions of AIME* 146: 54–62. 1942.
- CAINELLI, C., MOHRIAK, W. **Some Remarks on the Evolution of Sedimentary Basins along the Eastern Brazilian Continental Margin**. *Episodes*, Vol. 22, n. 3. p. 206-216, 1999.
- CARLOTTO, M. A., et al., **Libra: A newborn giant in the Brazilian Presalt Province**, in R. K. Merrill and C. A. Sternbach, eds., *Giant fields of the decade 2000–2010: AAPG Memoir* 113, p. 165–176, 2017.
- CHANG, H. K., KOWSMANN, R. O., FIGUEIREDO, A. M. F., & BENDER, A. **Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview**. *Tectonophysics*, 213(1), 97-138, 1992.
- CHANG, H.K., KOWSMANN, R.O. and FIGUEIREDO, A.M.F. **New concepts on the development of East Brazilian marginal basins**. In: Raja Gabaglia, G.P. & Milani, E.J. (eds.) *Origem e Evolução das bacias sedimentares*, Petrobras, p.269-289, 1990.
- CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. S.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. **Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos**. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 38 (2 – suplemento), p. 29-46, 2008.
- CHOPRA, S. & MARFURT, K.J., **Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization**. Tulsa, OK, SEG books, 464p. 2007.
- DAVIS, J. C., **Statistics and Data Analysis in Geology**. 2nd Ed. John Wiley and Sons. 646p. 1986.
- DEMERCIAN, L. S. **A halocinese na evolução do sul da bacia de Santos do Aptiano ao Cretáceo superior**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 201 p., 1996.

- JONES, C. M., **Aplicação do conceito de área exaurida à região de águas rasas da bacia petrolífera de Campos, utilizando ferramentas de modelagem do processo exploratório.** Dissertação de mestrado. Universidade Estadual do Rio de Janeiro, 2009.
- JONES, C. M., **Distributions.** *Presentation of Specialization Course in Seismostratigraphy Interpretation UERJ.* Universidade Estadual do Rio de Janeiro, 2016.
- KEARY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. **Geofísica de Prospeção.** São Paulo. Oficina de Textos. 438p. 2009.
- KOCH, G.S.; LINK, R.F. **Statistical analysis of geological data.** New York, *Dover Publications Inc.* Vol. I. 375 p.; Vol. II. 438p. 1970.
- MACEDO, J. M. **Evolução tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes.** *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 3, n. 3, p. 159-173, 1989.
- MAGGON, L.B.; DOW, W.G. **The petroleum system – from source to trap.** *AAPG Memoir 60.* 1994.
- MASCLE J. R.; RENARD V. **The marginal Sao Paulo Plateau, comparison with the southern Angolan margin.** *Anais da Academia Brasileira de Ciências*, v. 48, p. 179-190, 1976
- MEISLING, K.E.; COBBOLD, P.R.; MOUNT, V.S. **Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil.** *AAPG Bulletin*, v. 85, n.11, p. 1903-1924, 2001.
- MITCHUM JR., R.M.; VAIL, P.R.; THOMPSON III, S.S., - **Seismic Stratigraphic and Global Changes of Sea-Level, part 2:** The Depositional Sequence as a Basic Unit For Stratigraphic Analysis. In: PAYTON, E.E. Ed. *Seismic Stratigraphy Application to Hydrocarbon Exploration*, Tulsa, *American Association Petroleum Geologists Memoir 26*.p.53-62, 1977(a)
- MOHRIAK, W.U., **Recursos energéticos associados à ativação tectônica mesozóico cenozóica da América do Sul.** In: V. MANTESSO – NETO, V. et al. (orgs.) *Geologia do Continente Sul-Americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida.* São Paulo: Ed. Beca, p. 293-318, 2004.
- MOREIRA, J.L.P., MADEIRA, C.V., GIL, J.A., MACHADO, M.A.P., **Bacia de Santos.** Rio de Janeiro, *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, **15**(2): 531-549, 2007.
- NERY, G. G., **Perfilagem Geofísica em Poço Aberto.** Salvador, BA, 231p, 1990.
- OLIVEIRA, P. H. D., BARROS, N. R., DOS REIS, S. G. **Aplicabilidade do método de simulação de Monte Carlo na previsão dos custos de produção de companhias**

industriais: o caso Companhia Vale do Rio Doce. *Anais, 7º Congresso USP Controladoria e Contabilidade*, 26 e 27 de julho, 2007, São Paulo, SP. 2007.

PAPATERRA, G., 2010, **Pré-Sal:** conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória de petróleo no Brasil. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PEREIRA, M. J.; MACEDO, J. M. **A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira.** *Boletim Geociências da Petrobras*, v. 4, p. 3-11, 1990.

PETERSOHN, E., ABELHA, M., **Libra: Avaliação Geológica.** *Seminário Técnico Ambiental*. Apresentação ANP, Brasil Pré-Sal, Rio de Janeiro, RJ, 2013.

PLANKE, S., RASMUSSEN, T., REY, S.S., MYKLEBUST, R. *Seismic characteristics and distribution of volcanic intrusions and hydrothermal vent complexes in the Vøring and Møre basins.* *Pet. Geol. Conf.* 2005 (6), 833 – 844, 2005.

O PRÉ-SAL. Disponível em: <http://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/o-pre-sal/caracteristicas>. Acessado em 15 janeiro, 2018.

RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L.G.; TASSINARI, C.C.G. **Pré-sal: Geologia e Exploração.** *Revista USP*, v. 1, n. 95, p. 33-42, 2012

RIDER, M. **The Geological Interpretation of Well Logs.** 3ª Edição. *Rider-French Consulting Ltd*, Sutherland, Scotland, 280p. 2011.

ROSE, P. R., **Measuring what we think we have found: Advantages of probabilistic over deterministic methods for estimating oil and gas reserves and resources in exploration and production.** *AAPG Bulletin*, v. 91, n. 1, p. 21-29, jan. 2007.

SEVERIANO RIBEIRO, H.J.P. **Estratigrafia de Sequências Fundamentos e Aplicações**, Editora UNISINOS, São Leopoldo, 428p., 2001

SERRA, O. **Fundamentals of Well-Log Interpretation – 2.** The Interpretation of Logging Data, Developments in Petroleum Science (15B), *Elsevier Science Publishers B.V.*, 684p, 1986.

SHERIFF, Robert E. **Encyclopedic dictionary of applied geophysics:** SEG. Geophysical References Series, v. 13, 2002.

TERRA, S. J. G. et al. **Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras.** *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 18, n. 1, p. 9-29, 2010.

VAIL, P.R. **Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy. Part 1: seismic stratigraphy interpretation procedure.** In: Bally, W.A. (ed.) *Atlas of Seismic Stratigraphy*, v. 1, AAPG Studies in Geology n.27 p.1-10. 1987.

WHITE, R. E.; SIMM, R.W. **Tutorial – good practice in well ties.** *First Break*, v. 21, n. 10, p.75-83, 2003.

ZALÁN, P. V., **Tectonic styles in sedimentary basins: short course notebook**, *7th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*, Salvador, Brazil, October 28 p., 2001.

ZALÁN, P. V., **Cinco quilômetros de sedimentos paleozóicos abaixo do pré-sal da Bacia de Santos.** *Rio Oil & Gas*, 2016.