

Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências Faculdade de Geologia

Caroline Adolphsson do Nascimento

Identificação e avaliação de reservatórios do tipo shale oil/gas no Campo de Cexis, na Bacia do Recôncavo, através de interpretações sísmicas, geoquímicas e de perfis de poços

> Rio de Janeiro 2016

Caroline Adolphsson do Nascimento

Identificação e avaliação de reservatórios do tipo *shale oil/gas* no Campo de Cexis, na Bacia do Recôncavo, através de interpretações sísmicas, geoquímicas e de perfis de poços.

Dissertação apresentada como requisito para a obtenção do título de Mestre, pelo programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Orientador: Prof. Dr. Hernani Aquini Fernandes Chaves Coorientador: Prof. Dr. René Rodrigues

> Rio de Janeiro 2016

CATALOGAÇÃO NA FONTE UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

N244 Nascimento, Caroline Adolphsson do. Identificação e avaliação de reservatórios do tipo shale oil/gas no Campo de Cexis, na Bacia do Recôncavo, através de interpretações sísmicas, geoquímicas e de perfis de poços / Caroline Adolphsson do Nascimento. -2017. 175 f.: il. Orientador: Hernani Aquini Fernandes Chaves. Co-orientador: René Rodrigues Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia. Bibliografia. 1. Geologia estatigráfica - Teses 2. Xisto Oleoginosos - Campo de Cexis, Bacia do Recôncavo (BA) - Teses. 3. Geoquímica - Campo de Cexis, Bacia do Recôncavo (BA) - Teses. 4. Geologia econômica - Campo de Cexis, Bacia do Recôncavo (BA) - Teses. I. Chaves, Hernani Aquini Fernandes. II. Rodrigues, René. III. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. IV. Título. CDU 551:7(81)

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação, desde que citada a fonte.

Caroline Adolphsson do Nascimento

Identificação e avaliação de reservatórios do tipo shale oil/gas no Campo de Cexis, na Bacia do Recôncavo, através de interpretações sísmicas, geoquímicas e de perfis de

poços

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias

Aprovada em 20 de dezembro de 2016.

Coorientador: Prof. Dr. René Rodrigues

Faculdade de Geologia - UERJ

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Hernani Aquini Fernandes Chaves (Orientador) Departamento de Estratigrafia e Paleontologia - UERJ

Prof. Dr. Marcus Vinícius Berao Ade Departamento de Estratigrafia e Paleontologia - UERJ

Prof. Dr. Andres Cesar Gordon Geólogo consultor na Karoon

> Rio de Janeiro 2016

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, que me trouxe até aqui e que colocou as pessoas mais maravilhosas no meu caminho; Ele quem sempre ouviu minhas preces e súplicas, e com quem sempre pude contar nos momentos de angústia e insegurança.

A minha família, meu porto seguro, que me amparou e subsidiou em tudo que eu precisei para seguir nesta jornada. Às incansáveis orações, palavras de amor, fé e conforto da minha mãe, Patricia Adolphsson; aos incentivos do meu pai, Jorge Nascimento, para sempre fazer as coisas com perfeição e dar meu melhor em tudo; aos momentos de risadas e descontração com meu irmão, Paulo Adolphsson, que sempre ajudaram a esquecer dos problemas e respirar, e ao seu exemplo de luta e superação em busca de seu sonho de vida.

Ao meu companheiro de vida, meu amor, Hugo Obermüller, agradeço por sua calma e seu apoio, mesmo quando estou errada ou quando eu fraquejo por medo de arriscar. Agradeço por ouvir meus lamentos e meus sonhos (im)possíveis. Agradeço por planejar, comigo, nosso futuro. E agradeço, principalmente, por sua compreensão por eu ter estado tão ausente no último ano.

Ao meu grande amigo, Gustavo Couto, que me incentivou a fazer esse mestrado, me incentivou a me expor e me arriscar na vida acadêmica e que me inspira e me orgulha, todos os dias, por sua persistência em alcançar seu objetivo e, essencialmente, pela sua bondade e sua amizade pura e verdadeira.

A minha amiga linda, Stephanie Wischer, um presente que o mestrado me trouxe de longe, a quem devo bastante do meu aprendizado durante esse último ano, agradeço não só pelo tempo dedicado a me ajudar, mas pelas conversas, pelos "cafezinhos" e por essa amizade que criamos e que espero que se solidifique, mesmo com a distância.

À Priscila Tavares, que com seu jeito afetado de ser, me mostrou que a amizade chega devagar e sem avisar. A ela, agradeço por ter sido, durante esse tempo, uma pessoa tão sonhadora (como eu), prestativa e, sobretudo, palhaça.

Agradeço a todas as pessoas que fizeram parte do meu cotidiano na UERJ durante esse tempo e alegraram meu dia com um abraço, um sorriso ou só com um "bom dia" e, aqui, não posso deixar de citar algumas pessoas como Valente, Henrique, Thadeu, Bianca, Milhouse, Márcio, Wilmer, Diego, Victor, Gabis, Thamila, Maria, Isa, Alex (*in memorian*), e tantos outros discentes, docentes e funcionários da UERJ.

Agradeço à Faculdade de Geologia e ao Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias da UERJ, que mesmo com todas as dificuldades impostas pelo governo do estado, ofereceram as instalações e condições necessárias para o desenvolvimento do trabalho.

Agradeço às funcionárias da secretaria da pós-graduação, Juçara e Marianni, pela prestatividade, eficiência e simpatia que sempre demonstraram quando precisei de sua ajuda.

À ANP, pela disponibilização dos dados sísmicos e de poços utilizados na confecção desta dissertação.

Agradeço, também, àqueles que me ajudaram diretamente na idealização e confecção da presente dissertação. Primeiramente, ao argentino mais carismático e prestativo que conheço, Andres Gordon, que me apresentou, há 3 anos, as etapas da avaliação de um campo de petróleo, e que aceitou, de imediato, fazer parte da banca avaliadora desta dissertação. Ao doutor Cleveland Jones, por sua generosidade e por suas imprescindíveis considerações acerca da avaliação dos reservatórios do campo. Ao professor Marcus Berao, por sua ajuda no entendimento e interpretação de algumas etapas do trabalho, e por suas críticas construtivas e sugestões na revisão do mesmo. Ao geólogo Nivaldo Destro, por sua formidável educação e disponibilidade em ajudar, que me permitiram ver a geologia da minha área (literalmente) de outra forma.

Por fim, e não menos importante, agradeço aos meus mentores. Ao meu orientador, Hernani Chaves, que com sua vasta experiência na área de exploração de petróleo, sugeriu o tema desta dissertação e me incentivou, com sua busca pela excelência, a ultrapassar as barreiras para o conhecimento. E ao meu querido coorientador, René Rodrigues, que me acompanha pacientemente desde a graduação e em quem me inspiro profissionalmente, por sua imensa satisfação em dividir seu conhecimento de forma clara e humilde.

Muito obrigada!

RESUMO

NASCIMENTO, Caroline Adolphsson do. Identificação e avaliação de reservatórios do tipo shale oil/gas no Campo de Cexis, na Bacia do Recôncavo, através de interpretações sísmicas, geoquímicas e de perfis de poços. 2016. 175 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

O interesse por reservatórios não convencionais surgiu a partir da demanda mundial por novas fontes de energia, tornando-se um fator de grande relevância na política energética atual. O Brasil tem um futuro promissor no que tange à exploração desses recursos, pois figura como 10º colocado no ranking mundial de reservas tecnicamente recuperáveis de shale gas. Na 12ª rodada de licitações da ANP, foram ofertados blocos para pesquisa e exploração de óleo e gás em reservas não convencionais, voltando à atenção para a exploração onshore em bacias maduras, como a Bacia do Recôncavo. Por existirem, ainda, alguns obstáculos para a exploração desses recursos no Brasil, entre eles a quantidade limitada de pesquisas sobre o tema nas bacias brasileiras, o objetivo dessa dissertação foi buscar um fluxo de trabalho que permitisse a identificação, caracterização e avaliação dos reservatórios não convencionais no Campo de Cexis, na Bacia do Recôncavo. Para tal, foram feitas análises e interpretações sísmicas, geoquímicas e de perfis de poços. A primeira etapa consistiu na interpretação sísmica, a partir da qual foi visualizada a configuração estrutural da área, com o mergulho preferencial das camadas para sudoeste, influenciado pelo sistema de falhas de alívio de direção NW-SE. Na segunda etapa foi feita a correlação estratigráfica dos poços, utilizandose os princípios da estratigrafia de seguências para bacias do tipo rifte, que apontou o Trato Tectônico de Clímax de Rifte como o mais provável para a preservação de grandes quantidades de matéria orgânica. A etapa seguinte foi a correlação dos poços a partir dos intervalos geoquímicos mais ricos em matéria orgânica. Em posse dos dados de pirólise e de evolução térmica da matéria orgânica, foi possível destacar os intervalos de maior interesse econômico, com maturação térmica ideal e qualidade para a geração de óleo, sendo eles os intervalos Gomo Inferior, Gomo Intermediário e Gomo Superior. As análises dos perfis geofísicos dos pocos e das descrições de amostras de calha constataram que os folhelhos das zonas de interesse têm composição favorável à produção de reservatórios do tipo shale oil e respostas adequadas à presença de hidrocarbonetos e matéria orgânica, além de características que sugerem a presença de fraturas. As etapas descritas permitiram que fosse feita a estimativa do potencial de óleo nos intervalos do Membro Gomo, onde foi encontrada uma estimativa inferior de 493 milhões de barris, somados os 3 intervalos de interesse geoquímico. A dissertação teve um fluxo multidisciplinar que proporcionou o alcance dos seus principais objetivos, e, por isso, propõe-se a utilização da metodologia aplicada em futuros estudos que possam ser realizados em outras áreas do restante da Bacia do Recôncavo, para investigação de reservatórios do tipo shale oil e/ou shale gas.

Palavras-chave: Recursos Não Convencionais. *Shale Oil.* Bacia do Recôncavo. Campo de Cexis. Membro Gomo. Interpretação Sísmica.

ABSTRACT

NASCIMENTO, Caroline Adolphsson do. Resources assessments from shale oil/gas reservoirs in the Cexis oil Field *at Recôncavo Basin- Geochemical Analysis, Seismic and Petrophysics Interpretation.* 2016. 175 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

The interest regarding the unconventionals reservoirs have been increased due to the continuous worldwide expansion for new energy source demand, becoming a major play in the current energetic political scenario. Brazil has a promising future in respect to the exploration from this type of resource, the country is already the tenth in shale gas recoverable reserves in the world. In the 12th national bid round from ANP, it was offered blocks for the oil and gas exploration for unconventional reserves, returning to mature onshore basin areas such as Recôncavo Basin. Due to the fact that there are still some obstacles in relation to the country's shale/oil gas exploration, such as the limited research involving the subject in the Brazilian basin, the main goal from this dissertation project was to propose a workflow that could provide the identification, characterization and evaluation from the unconventionals reservoir from Cexis Field in Recôncavo Basin. For that purpose, seismic interpretation, geochemical and well log analysis were made. The first stage was comprised by seismic interpretation, from which the structural settings of the area was visualized, with the preferential dip of the layers dipping to the southwest, influenced by the relief fault system NW-SE. In the second stage, the stratigraphic correlation of the wells was performed, using the principles of sequence stratigraphy for rifte-type basins, which pointed to the Rifte Climax Tectonic Tract as the most probable for the preservation of large amounts of organic matter. The next step was the correlation of the wells from the geochemical intervals rich in organic matter. The next step was the correlation of the wells from the geochemical intervals rich in organic matter. Based on the thermal evolution of the organic matter and the pyrolysis data, it was possible to highlight the intervals of greatest economic interest, whose depth of burial has ideal thermal maturation and whose organic matter has quality for the generation of oil. They are: Lower Gomo, Intermediate Gomo and Upper Gomo. The analysis of the geophysical well logs and the descriptions of the trough samples showed that the shales of the zones of interest have favorable composition for the production of shale oil reservoirs. The well logs have also adequate responses to the presence of hydrocarbons and organic matter, besides characteristics that suggest the presence of fractures. The described steps allowed the estimation of the oil potential in the Gomo Member intervals, where a lower estimate of 493 million barrels was found in the three geochemical interest intervals. The dissertation presented a multidisciplinar workflow that provided the reach of its main objectives. It also proposes the application of the used methodology in future studies in other areas in the Recôncavo basin to the shale oil and/or shale gas investigation.

Keywords: Unconventionals. Shale Oi. Recôncavo Basin. Cexis Oil Field. Gomo Member. Seismic Interpretation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Plays dos recursos não convencionais no Brasil 22			
Figura 2 –	Localização da área de estudo 24			
Figura 3 –	Mapa geológico esquemático com localização do Rifte			
	Recôncavo-Tucano-Jatobá no nordeste do Brasil, e a			
	distribuição dos sedimentos pré-, sin-, e pós-rifte	26		
Figura 4 –	Modelo de rifteamento duplo para o Rifte Recôncavo-Tucano-			
	Jatobá	27		
Figura 5 –	Seção geológica esquemática NW-SE, ilustrando a morfologia			
	de meio- <i>graben</i> da Bacia do Recôncavo	28		
Figura 6 –	Mapa tectônico simplificado do topo da Formação Sergi no			
	semi- <i>graben</i> do Recôncavo	28		
Figura 7 –	Campos de petróleo e gás controlados pelos principais trends			
	de falhas da Bacia do Recôncavo			
Figura 8 –	Bloco-diagrama mostrando a formação de falhas de alívio	30		
Figura 9 –	Carta tectonoestratigráfica da Bacia do Recôncavo	32		
Figura 10 –	Paleogeografia sin-rifte da Bacia do Recôncavo 34			
Figura 11 –	Modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia do			
	Recôncavo	36		
Figura 12 –	Histórico de produção de hidrocarbonetos no Campo de Cexis 37			
Figura 13 –	Seção sísmica baseada na linha 26-RL-964, representativa do			
	Campo de Cexis	38		
Figura 14 –	Seção geológica baseada na linha sísmica 26-RL-964 e em			
	dados de poços	39		
Figura 15 –	Mapa com localização de diápiros e possíveis diápiros de			
	folhelho na Bacia do Recôncavo	40		
Figura 16 –	Mapa estrutural mostrando o alinhamento diapírico Cinzento-			
	Santa Maria	41		
Figura 17 –	Mapa de dados requeridos (poços, levantamentos 2D e			
	levantamentos 3D) junto à área estudada	44		
Figura 18 –	Tabela de correção do mis-tie dos dados sísmicos			

Figura 19 – Profundidade dos marcadores estratigráficos nos poços 4CX				
	BA e 4CX-6-BA	49		
Figura 20 –	Atributos sísmicos utilizados no cubo sísmico 3D			
Figura 21 –	Determinação de fase e polaridade sísmica			
Figura 22 –	Definição da polaridade da sísmica da área			
Figura 23 –	Eliminação dos <i>spikes</i> e suavização das curvas DT e RHOB no			
	poço 4CX-7-BA	54		
Figura 24 –	Retirada dos valores espúrios de checkshot no poço 3CX-43-BA	55		
Figura 25 –	Estudo de caso da amarração do poço 4CX-6-BA	57		
Figura 26 –	Estudo de caso da amarração do poço 4CX-7-BA	58		
Figura 27 –	Baixa qualidade da linha 0027-1867	59		
Figura 28 –	Poço 4CX-7-BA amarrado junto a uma linha sísmica arbitrária			
	no cubo 3D	60		
Figura 29 –	Mapeamento do horizonte do topo do embasamento	60		
Figura 30 –	Mapeamento do horizonte do topo da seção pré-rifte	61		
Figura 31 –	Mapeamento do horizonte do topo da Formação Candeias	62		
Figura 32 –	Mapeamento do horizonte do topo da Formação Maracangalha	63		
Figura 33 –	Mapeamento dos horizontes dos topos das formações Taquipe			
	e Pojuca	64		
Figura 34 –	Superfícies em tempo criadas a partir dos horizontes			
	interpretados na área do Campo de Cexis	65		
Figura 35 –	Interpretação estrutural da linha 0026-1371, no Campo de Cexis	67		
Figura 36 –	Localização das seções interpretadas junto à área do Campo de			
	Cexis	68		
Figura 37 –	Linha sísmica da seção A, de direção NW-SE, com horizontes e			
	falhas interpretados	70		
Figura 38 –	Linha sísmica da seção B, de direção NW-SE, com horizontes e			
	falhas interpretados	71		
Figura 39 –	Linha sísmica da seção C, de direção NW-SE, com horizontes e			
	falhas interpretados	72		
Figura 40 –	Linha sísmica da seção D, de direção NE-SW, com horizontes e			
	falhas interpretados	74		
Figura 41 –	Linha sísmica da seção E, de direção NE-SW, com horizontes e			

	falhas interpretados	75		
Figura 42 –	Linha sísmica da seção F, de direção NE-SW, com horizontes e			
	falhas interpretados	76		
Figura 43 –	Visualização 3D das falhas interpretadas na área			
Figura 44 –	Distinção entre os sistemas de falhas de direção NE-SW e NW-			
	SE, numa linha de direção strike da área	78		
Figura 45 –	Diagrama de rosetas das falhas do Campo de Cexis			
Figura 46 –	Mapa estrutural em tempo ao nível da seção pré-rifte, com as			
	principais falhas normais e de alívio da área	80		
Figura 47 –	Padrões deposicionais como resposta da relação entre espaço			
	de acomodação e aporte sedimentar	82		
Figura 48 –	Modelos evolutivos mostrando a relação entre tectonismo e			
	erosão	83		
Figura 49 –	Empilhamento litoestratigráfico idealizado com as mudanças			
	tectônicas no controle dos sistemas deposicionais	84		
Figura 50 –	Modelo de Tratos de Sistemas Tectônicos porposto, com seus			
	respectivos padrões de empilhamento e superfícies limítrofes	85		
Figura 51 –	Fisiografia da bacia durante o Trato de Sistemas Tectônico de			
	Clímax de Rifte	86		
Figura 52 –	Fisiografia da bacia durante o Trato de Sistemas Tectônico de			
	Preenchimento de Rifte	86		
Figura 53 –	Discordância sin-rifte caracterizada no poço 4CX-6-BA	88		
Figura 54 –	Superfície que marca o início do TTCR no poço 4CX-6-BA	89		
Figura 55 –	Aparecimento de conglomerados da falha de borda no poço			
	1CZ-1-BA	90		
Figura 56 –	Superfície de rifteamento máximo no poço 4CX-66D-BA	91		
Figura 57 –	Localização das seções onde foram feitas as correlações			
	estratigráficas entre os poços	92		
Figura 58 –	Correlação estratigráfica entre os poços da seção Norte-Sul,			
	mostrando os intervalos pré-rifte, e os Tratos Tectônicos de			
	Início, Clímax e Preenchimento de Rifte	94		
Figura 59 –	Correlação estratigráfica entre os poços da seção WNW-ESE,			
	mostrando os intervalos pré-rifte, e os Tratos Tectônicos de			

	Início, Clímax e Preenchimento de Rifte	95
Figura 60 –	Correlação estratigráfica entre os poços da seção SW-NE,	
	mostrando os intervalos pré-rifte, e os Tratos Tectônicos de	
	Início, Clímax e Preenchimento de Rifte	96
Figura 61 –	Ciclo de análise e exemplo de registro obtido como resultado da	
	pirólise <i>Rock-Eval</i>	98
Figura 62 –	Classificação e evolução térmica dos querogênios segundo	
	diagrama do tipo "Van Krevelen"	100
Figura 63 –	Intervalos geoquímicos de interesse do poço 4CX-1-BA, que se	
	repetem nos demais poços do Campo de Cexis	102
Figura 64 –	Localização das seções geoquímicas junto ao Campo de Cexis	104
Figura 65 –	Seção Norte-Sul com os intervalos geoquímicos de interesse	
	destacados	106
Figura 66 –	Seção WNW-ESE com os intervalos geoquímicos de interesse	
	destacados	107
Figura 67 –	Seção Sudoeste-Nordeste com os intervalos geoquímicos de	
	interesse destacados	108
Figura 68 –	Relação entre a profundidade e valores de Tmax na área de	
	estudo	109
Figura 69 –	Relação entre a profundidade e valores de %Ro na área de	
	estudo	110
Figura 70 –	Gráfico geoquímico do poço 1NRR-1-BA, mostrando os	
	intervalos geoquímicos identificados no poço	111
Figura 71 –	Gráfico geoquímico do poço 3CX-26-BA, mostrando os	
	intervalos geoquímicos identificados no poço	112
Figura 72 –	Gráfico geoquímico do poço 4CX-1-BA, mostrando os intervalos	
	geoquímicos identificados no poço	113
Figura 73 –	Gráfico geoquímico do poço 4CX-7-BA, mostrando os intervalos	
	geoquímicos identificados no poço	114
Figura 74 –	Diagrama do tipo Van Krevelen do intervalo geoquímico Tauá	
	Inferior	114
Figura 75 –	Valores de reflectância da vitrinita para o poço 4CX-7-BA	116
Figura 76 –	Gráfico geoquímico do poço 3CX-12-BA, mostrando os	

	intervalos geoquímicos identificados no poço	118			
Figura 77 –	Valores da reflectância da vitrinita para o poço 3CX-12-BA 11				
Figura 78 –	Gráfico geoquímico do poço 4CX-6-BA, mostrando os intervalos				
	geoquímicos identificados no poço	120			
Figura 79 –	Diagrama do tipo Van Krevelen do intervalo geoquímico Tauá				
	Superior	120			
Figura 80 –	Gráfico geoquímico do poço 3CX-43-BA, mostrando os				
	intervalos geoquímicos identificados no poço	122			
Figura 81 –	Gráfico geoquímico do poço 3CX-61-BA, mostrando os				
	intervalos geoquímicos identificados no poço	123			
Figura 82 –	Gráfico geoquímico do poço 4CX-13-BA, mostrando os				
	intervalos geoquímicos identificados no poço	124			
Figura 83 –	Valores da reflectância da vitrinita para o poço 4CX-13-BA	124			
Figura 84 –	Gráfico geoquímico do poço 3CGL-2-BA, mostrando os				
	intervalos geoquímicos identificados no poço	125			
Figura 85 –	Diagrama do tipo Van Krevelen do intervalo geoquímico Gomo				
	Inferior	126			
Figura 86 –	Gráfico geoquímico do poço 3CX-25-BA, mostrando os				
	intervalos geoquímicos identificados no poço	128			
Figura 87 –	Valores de reflectância da vitrinita para o poço 3CX-25-BA	129			
Figura 88 –	Gráfico geoquímico do poço 1CGL-1D-BA, mostrando os				
	intervalos geoquímicos identificados no poço	129			
Figura 89 –	Diagrama do tipo Van Krevelen do intervalo geoquímico Gomo				
	Intermediário	130			
Figura 90 –	Diagrama do tipo Van Krevelen do intervalo geoquímico Gomo				
	Superior	133			
Figura 91 –	Respostas dos perfis do poço 1NRR-1-BA no intervalo Gomo				
	Inferior	143			
Figura 92 –	Respostas dos perfis do poço 3CX-43-BA no intervalo Gomo				
	Inferior	145			
Figura 93 –	Respostas dos perfis do poço 3CGL-2-BA no intervalo Gomo				
	Inferior	147			
Figura 94 –	Respostas do perfil composto do poço 3CGL-2-BA no intervalo				

	Gomo Inferior	147
Figura 95 –	Respostas dos perfis do poço 1NRR-1-BA no intervalo Gomo	
	Intermediário	148
Figura 96 –	Respostas dos perfis do poço 4CX-7-BA no intervalo Gomo	
	Intermediário	150
Figura 97 –	Respostas dos perfis do poço 3CX-25-BA no intervalo Gomo	
	Intermediário	151
Figura 98 –	Respostas dos perfis do poço 3CX-43-BA no intervalo Gomo	
	Superior	153
Figura 99 –	Respostas do perfil composto do poço 3CX-43-BA no intervalo	
	Gomo Superior	154
Figura 100 –	Respostas dos perfis do poço 3CX-25-BA no intervalo Gomo	
	Superior	156
Figura 101 –	Respostas do perfil composto do poço 1CGL-1D-BA no intervalo	
	Gomo Superior	157
Figura 102 –	Respostas dos perfis do poço 1CGL-1D-BA no intervalo Gomo	
	Superior	157
Figura 103 –	Figura esquemática da classificação de recursos sugerida pela	
	SPE-PRMS	160
Figura 104 –	Número de ocorrências da amostragem	165
Figura 105 –	Número de ocorrências cumulativas da amostragem	166

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Top 10 de países com reservas tecnicamente recuperáveis de				
	shale gas	20			
Tabela 2 –	Levantamentos 2D requeridos junto ao BDEP, ANP	42			
Tabela 3 –	Levantamentos 3D requeridos junto ao BDEP				
Tabela 4 –	Lista de poços requeridos e seus dados disponíveis				
Tabela 5 –	Estágios de maturação da matéria orgânica com os valores de				
	Ro (%) e Tmax (ºC) associados	101			
Tabela 6 –	Resumo dos valores de COT e pirólise nos poços do intervalo				
	geoquímico Tauá Inferior	115			
Tabela 7 –	Resumo dos valores de COT e pirólise nos poços do intervalo				
	geoquímico Tauá Superior	117			
Tabela 8 –	Resumo dos valores de COT e pirólise nos poços do intervalo				
	geoquímico Gomo Inferior	121			
Tabela 9 –	Resumo dos valores de COT e pirólise nos poços do intervalo				
	geoquímico Gomo Intermediário	127			
Tabela 10 –	Resumo dos valores de COT e pirólise nos poços do intervalo				
	geoquímico Gomo Superior	131			
Tabela 11 –	Densidades comuns de diferentes litologias	138			
Tabela 12 –	Velocidades acústicas compressionais e tempos de trânsito em				
	algumas matrizes de rochas	139			
Tabela 13 –	Respostas em perfis para a presença de fraturas nas formações	141			
Tabela 14 –	Relação entre terminologias recomendadas pelo SPE-PRMS	161			
Tabela 15 –	Valores dos parâmetros de entrada utilizados para cada				
	intervalo analisado	164			
Tabela 16 –	Estimativa probabilística, em milhões de barris, dos intervalos				
	de interesse	164			

LISTA DE ABREVIAÇÕES E SIGLAS

AIE	Agência Internacional de Energia	
ANP	Agência Nacional do Petróleo	
BDEP	Banco de Dados de Exploração e Produção	
CO ₂	Dióxido de Carbono	
СОТ	Carbono Orgânico Total	
DP	Desvio Padrão	
DPHI	Porosidade calculada a partir da densidade	
DT	Perfil sônico	
EPE	Empresa de Pesquisa Energética	
Fm	Formação	
GR	Gamma Ray Log	
IH	Índice de Hidrogênio	
ILD	Resistivity Log	
IO	Índice de Oxigênio	
IP	Índice de Produção	
MM bbl	Milhões de Barris	
NPHI	Perfil Neutrão	
PSDM	Pre-Stack Depth Migration	
PSTM	Pre-Stack Time Migration	
RI	Resíduo Insolúvel	
RHOB	Perfil de densidade	
RMS	Root-mean-square	

- SIM Superfície de Inundação Máxima
- SPE Society of Petroleum Engineers
- SPHI Porosidade calculada a partir do perfil sônico
- TCF Trilhões de pés cúbicos
- TecVA Técnica de Volume de Amplitudes
- TTCR Trato Tectônico de Clímax de Rifte
- TTIR Trato Tectônico de Início de Rifte
- TTPR Trato Tectônico de Preenchimento de Rifte
- UTM Universal Tranverse Mercator
- UERJ Universidade do Estado do Rio de Janeiro

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	19
1	GEOLOGIA REGIONAL	25
1.1	Aspectos gerais	27
1.2	Arcabouço Estrutural	27
1.3	Embasamento e evolução tectonoestratigráfica	31
1.4	Sistemas petrolíferos	35
1.5	Campo de Cexis	36
1.6	Diápiros de folhelho	39
2	MATERIAIS E MÉTODOS	42
2.1	Dados requeridos	42
2.2	Metodologia de estudo	44
3	INTERPRETAÇÕES SÍSMICAS	46
3.1	Carregamento dos dados	47
3.2	Correção do mis-tie	47
3.3	Definição dos marcadores estratigráficos	48
3.4	Atributos sísmicos	49
3.5	Fase e polaridade do dado sísmico	52
3.6	Amarração poço-sísmica	53
3.7	Interpretação dos horizontes	59
3.8	Interpretação estrutural	66
4	CORRELAÇÃO ESTRATIGRÁFICA DOS POÇOS	81
4.1	Estratigrafia de sequências para bacias do tipo rifte	81

4.2	Aplicação da estratigrafia de sequências no Campo de Cexis			
5	INTERPRETAÇÕES GEOQUÍMICAS			
5.1	Carbono Orgânico Total	97		
5.2	Pirólise Rock-Eval	98		
5.3	Reflectância da Vitrinita	101		
5.4	Aplicação da geoquímica orgânica no Campo de Cexis	101		
5.4.1	Evolução térmica da matéria orgânica na área de estudo	109		
5.4.2	Intervalo geoquímico Tauá Inferior	110		
5.4.3	Intervalo geoquímico Tauá Superior	116		
5.4.4	Intervalo geoquímico Gomo Inferior	121		
5.4.5	Intervalo geoquímico Gomo Intermediário	126		
5.4.6	Intervalo geoquímico Gomo Superior	130		
6	INTERPRETAÇÕES PETROFÍSICAS DE POÇOS	135		
6 6.1	INTERPRETAÇÕES PETROFÍSICAS DE POÇOS	135 135		
6 6.1 6.2	INTERPRETAÇÕES PETROFÍSICAS DE POÇOS Composição mineralógica dos folhelhos Perfil de raios gama (GR)	135 135 136		
6 6.1 6.2 6.3	INTERPRETAÇÕES PETROFÍSICAS DE POÇOS Composição mineralógica dos folhelhos Perfil de raios gama (GR) Perfil de resistividade (ILD)	135 135 136 136		
6 6.1 6.2 6.3 6.4	INTERPRETAÇÕES PETROFÍSICAS DE POÇOS Composição mineralógica dos folhelhos Perfil de raios gama (GR) Perfil de resistividade (ILD) Perfil de densidade (RHOB)	 135 135 136 136 137 		
6 6.1 6.2 6.3 6.4 6.5	INTERPRETAÇÕES PETROFÍSICAS DE POÇOS Composição mineralógica dos folhelhos Perfil de raios gama (GR) Perfil de resistividade (ILD) Perfil de densidade (RHOB) Perfil sônico (DT)	 135 135 136 136 137 139 		
6 6.1 6.2 6.3 6.4 6.5 6.6	INTERPRETAÇÕES PETROFÍSICAS DE POÇOS Composição mineralógica dos folhelhos Perfil de raios gama (GR) Perfil de resistividade (ILD) Perfil de densidade (RHOB) Perfil sônico (DT) Perfil neutrão (NPHI)	 135 135 136 136 137 139 140 		
6 6.1 6.2 6.3 6.4 6.5 6.6 6.7	INTERPRETAÇÕES PETROFÍSICAS DE POÇOS Composição mineralógica dos folhelhos Perfil de raios gama (GR) Perfil de resistividade (ILD) Perfil de densidade (RHOB) Perfil sônico (DT) Perfil neutrão (NPHI) Identificação das zonas de fraturas	 135 135 136 136 137 139 140 141 		
6 6.1 6.2 6.3 6.4 6.5 6.6 6.7 6.8	INTERPRETAÇÕES PETROFÍSICAS DE POÇOS Composição mineralógica dos folhelhos Perfil de raios gama (GR) Perfil de resistividade (ILD) Perfil de densidade (RHOB) Perfil sônico (DT) Perfil neutrão (NPHI) Identificação das zonas de fraturas Interpretação petrofísica do intervalo geoquímico Gomo Inferior	 135 135 136 136 137 139 140 141 142 		
6 6.1 6.2 6.3 6.4 6.5 6.6 6.7 6.8 6.9	INTERPRETAÇÕES PETROFÍSICAS DE POÇOS Composição mineralógica dos folhelhos Perfil de raios gama (GR) Perfil de resistividade (ILD) Perfil de densidade (RHOB) Perfil sônico (DT) Perfil neutrão (NPHI) Identificação das zonas de fraturas Interpretação petrofísica do intervalo geoquímico Gomo Inferior Interpretação petrofísica do intervalo geoquímico Gomo Inferior	 135 135 136 136 137 139 140 141 142 148 		

7	ESTIMATIVA DE RECURSOS	159
7.1	Classificação de recursos	159
7.2	Métodos probabilísticos – Simulação de Monte Carlo	161
7.3	Estimativa de volume de óleo original <i>in situ</i>	162
	CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES	167
	REFERÊNCIAS	171

INTRODUÇÃO

Apresentação

A presente dissertação intitulada "Identificação e avaliação de reservatórios do tipo *shale oil/gas* no Campo de Cexis, na Bacia do Recôncavo, através de interpretações sísmicas, geoquímicas e de perfis de poço" é um dos requisitos para a obtenção do grau de mestre no Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias da Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).

A mesma foi desenvolvida sob a orientação do Professor Doutor Hernani Chaves e coorientação do Professor Doutor René Rodrigues, ambos do Departamento de Paleontologia e Estratigrafia da UERJ.

Justificativa

Segundo a ANP (2000), recursos não convencionais são aqueles cuja quantidade de petróleo e gás não é afetada significativamente pela hidrodinâmica e nem é condicionada à existência de uma estrutura geológica ou condição estratigráfica. Zalan (2012) descreve os combustíveis não convencionais como os produzidos a partir de rochas tradicionalmente incapazes de expelir volumes comerciais de hidrocarbonetos. Esse autor diz, ainda, que as acumulações não convencionais produzem hidrocarbonetos a partir de arenitos fechados e não permeáveis, de rochas finas como os folhelhos (*shale oil* ou *shale gas*), de carvão mineral, ou de rochas fechadas, mas extremamente fraturadas.

O interesse por reservatórios não convencionais surgiu a partir da crescente demanda mundial por novas fontes de energia. As recentes rodadas de licitações da Agência Nacional do Petróleo (ANP) colocaram foco na produção de hidrocarbonetos não convencionais, principalmente a partir de

folhelhos. O *shale oil/gas* pode ser encontrado em rochas de granulometria fina (pelitos), e de baixa permeabilidade, ricas em matéria orgânica, e capazes de produzir, armazenar e selar grandes quantidades de hidrocarbonetos, que são formados *in-situ* tanto pela degradação primária da matéria orgânica, quanto pelo craqueamento secundário. Os hidrocarbonetos ocorrem livres nos poros e fraturas das rochas e também adsorvidos pela matéria orgânica. Neste caso, a geradora e o reservatório são igualmente caracterizados e mais facilmente identificados.

Ainda que existam grandes obstáculos a serem superados, o Brasil tem um futuro promissor no que tange à exploração desses recursos, já que figura como décimo colocado no ranking mundial de reservas tecnicamente recuperáveis de *shale gas*, feito pela *Energy Information Administration* (EIA) (2015) (tabela 1).

Colocação	País	Shale Gas (trilhões de pés cúbicos)
1	China	1115
2	Argentina	802
3	Argélia	707
4	Estados Unidos	623
5	Canadá	572
6	México	545
7	Austrália	429
8	África do Sul	390
9	Rússia	285
10	Brasil	245
	Total Mundial	7299

Tabela 1 – Top 10 de países com reservas tecnicamente recuperáveis de shale gas.

Fonte: Adaptado de EIA, 2015.

Na 12^a rodada de licitações da ANP, foram ofertados blocos para pesquisa e exploração de óleo e gás em reservas não convencionais, voltando à atenção para a exploração *onshore* em bacias maduras, como é o caso da Bacia do Recôncavo, que é o alvo de estudo da presente dissertação.

O Zoneamento Nacional de Recursos de Petróleo e Gás, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), mapeou a possibilidade de produção de gás não convencional nas bacias terrestres de São Francisco, Recôncavo, Parnaíba, Parecis, Paraná, Potiguar, Amazonas e Solimões. Somando-se a essa estimativa a possibilidade de produção de hidratos de metano das bacias de Foz do Amazonas e Pelotas (figura 1).

Segundo um estudo preliminar feito pela EIA e publicado pela ANP, estima-se que as reservas de *shale gas* análogas ao *Barnett Shale*, dos Estados Unidos, para a Bacia do Recôncavo são de aproximadamente 20 trilhões de pés cúbicos (TCF), valor esse capaz de alterar a matriz energética brasileira. No entanto, é preciso analisar outras especificidades do mercado brasileiro no caminho para a monetização dessas reservas. A Bacia do Recôncavo já apresenta um bom potencial de matéria orgânica, assim como instalações de produção, processamento e transporte, encerrando uma infraestrutura pronta para a produção de *shale oil/gas*. Portanto, considera-se que tal região seja a mais promissora dentre aquelas com potencial de viabilidade para a exploração de recursos não convencionais.

De acordo com Camões (1988), o Campo de Cexis, localizado na porção sul da Bacia do Recôncavo, teve sua primeira ocorrência comercial de hidrocarbonetos em 1966, onde o poço 4CX-1-BA mostrou-se surgente, produzindo a partir de folhelhos fraturados do Membro Gomo, situação que perdurou por quase 20 anos.

Levando-se em consideração os fatores acima descritos, observou-se a necessidade de identificar e caracterizar esses reservatórios na área em questão. Dessa forma, a pesquisa aqui proposta envolve a caracterização geológica da área do Campo de Cexis, através da integração de ferramentas geofísicas - em especial a sísmica 3D - e dados de poços, que permitam a avaliação de recursos não convencionais na região.



Figura 1 – Plays dos recursos não convencionais no Brasil.

Objetivo

O objetivo desta dissertação de mestrado é buscar um fluxo de trabalho para a utilização de ferramentas que permitam mapear os reservatórios não convencionais (de baixa permeabilidade) como os da Formação Candeias, no Campo de Cexis, na Bacia do Recôncavo, através de análises e interpretações sísmicas, geoquímicas e de perfis de poço, e fazer uma estimativa mais precisa das reservas desses recursos no campo estudado.

Área de estudo

A área escolhida para o atual estudo compreende o Campo Cexis, na Bacia do Recôncavo (figura 2). Com aproximadamente 55 Km², o campo está localizado entre os campos de Candeias, Massuí e Massapê, distando cerca de 35 Km do norte de Salvador.

Figura 2 – Localização da área de estudo.



Legenda: À esquerda, localização do sistema de riftes Recôncavo-Tucano-Jatobá, no nordeste brasileiro, e à direita, localização da área do Campo de Cexis, em azul.

Fonte: Adaptado do Webmap do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), ANP, 2016.

1 GEOLOGIA REGIONAL

1.1 Aspectos gerais

A Bacia do Recôncavo está situada na região nordeste do Brasil, no estado da Bahia (figura 2). Ela ocupa uma área de aproximadamente 11.500 km² e tem como limites, a norte e noroeste, o Alto de Aporá; a sul, o sistema de falhas da Barra; a oeste, a Falha de Maragogipe; e a leste, o sistema de falhas de Salvador (SILVA et al. 2007).

A Bacia do Recôncavo é parte do sistema de riftes Recôncavo-Tucano-Jatobá, que se estende pelos estados de Sergipe e Pernambuco, com área total de 45.000 km² (figura 3). Sua história tectônica e sedimentar revela uma íntima relação com os estágios de evolução inicial do Atlântico Sul, do qual foi abortado como um braço secundário durante o Aptiano. Para Magnavita (1992), houve dois eventos tectônicos na região. O primeiro teria acontecido durante o Rio da Serra Médio quando uma distensão E-W ao longo do Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá e bacias adjacentes teria sido acomodada por movimento sinistral ao longo do lineamento de Pernambuco/Ngaoundere (figura 4-a), uma vez que o bloco a norte teria ficado relativamente fixo em relação ao bloco meridional. O segundo evento tectônico durante a fase sin-rifte estaria relacionado à propagação da abertura do Atlântico Sul, quando se iniciou o espalhamento oceânico (figura 4-b). De acordo Magnavita (2005), se fosse assumida uma propagação de Sul para Norte no Eoaptiano, e uma rotação horária relativa da América do Sul em relação à África, poder-se-ia causar uma distensão NW-SE na região e "com a continuação da abertura, a distensão seria transferida para a margem atlântica, isolando o rifte, o qual iniciaria então sua fase de evolução pós-rifte, marcada por lenta e restrita subsidência térmica e por diversas fases de soerguimento e erosão".

Tomando-se como base alguns trabalhos que descrevem a arquitetura estratigráfica da Bacia do Recôncavo, como os trabalhos de Santos & Braga (1990), Caixeta et al. (1994), e Silva et al. (2007), pode-se dizer que a Bacia do Recôncavo é uma das mais completas bacias sedimentares do Brasil, apresentando, em sua evolução, as fases sinéclise, pré-rifte, rifte e pós-rifte. As duas maiores seqüências

sedimentares, responsáveis pelo preenchimento da bacia, correspondem aos sedimentos depositados no período que vai do Neo-Jurássico ao Eo-Cretáceo. A primeira seqüência foi depositada no durante o Neo-Jurássico e corresponde a sedimentos flúvio-eólicos e lacustres da fase pré-rifte, enquanto a segunda, sin-rifte, de idade Eo-cretácica, é composta por sedimentos aluviais, fluviais e deltaicos. O preenchimento pós-rifte é composto por sedimentos mais grossos de origem fluviais e aluviais e datam do Cretácio Superior e Terciário. A seção sedimentar, composta por essas três sequências, possui uma espessura máxima de aproximadamente 6.000 metros.

Figura 3 – Mapa geológico esquemático com localização do Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá no nordeste do Brasil e a distribuição de sedimentos pré-, sin- e pós-rifte.



Fonte: MAGNAVITA, 1992.



Figura 4 – Modelo de rifteamento duplo para o Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá.

Legenda: (A) - Distensão E-W durante o rifteamento inicial; (B) - Distensão NW-SE durante o rifteamento final. Fonte: Modificada de Magnavita, 1992.

1.2 Arcabouço estrutural

A Bacia do Recôncavo, como dito anteriormente, teve sua origem relacionada ao processo de estiramento crustal que resultou na fragmentação do Gondwana e abertura do Oceano Atlântico. Portanto, de acordo com Milhomem et al. (2003), "a arquitetura básica da bacia reflete as heterogeneidades do embasamento précambriano sobre o qual atuaram esforços distensionais, resultando em um meio*graben* com orientação NE-SW e falha de borda a leste (sistema de falhas de Salvador), com rejeito eventualmente superior a 6.000 metros". Ainda segundo esse autor, a configuração estrutural da bacia é caracterizada principalmente por falhamentos normais planares, com direção preferencial N30°E, e mergulho regional das camadas para SE, em direção às áreas mais subsidentes. A figura 5 mostra um perfil da Bacia, onde podem ser vistas suas formações, assim com sua característica de meio *graben* com o mergulho das camadas para SE.

Na figura 6 pode-se observar a existência de falhas transversais na área, com orientação N40°W, a exemplo da falha de Mata-Catu. Destro (2002) interpretou esta zona como constituída por duas falhas de alívio, geradas para compensar a variação

do rejeito entre as falhas de Salvador (falha de Mata-Catu Sul) e Trombador (falha de Mata-Catu Norte).

Figura 5 – Seção geológica esquemática NW-SE, ilustrando a morfologia de meio-graben da bacia do Recôncavo.



Fonte: MILHOMEM et al., 2003.

Figura 6 – Mapa tectônico simplificado do topo da Formação Sergi no semi-graben do Recôncavo.



bacia. A área do campo de Cexis está destacada em vermelho.

Fonte: Adaptado de Aragão, 1994, apud Destro, 2002.

As principais falhas que ocorrem na Bacia do Recôncavo são: Falha de Paranaguá, Falha de Maragogipe, Sistemas de Falhas de Salvador, Falha de Trombador; e as falhas de transversais, que, de acordo com Destro et al. (2003), separam os compartimentos Sul, Central e Nordeste do Recôncavo, sendo elas: Falha de Mata-Catu, Falha de Cassarongongo e Falha de Itanagra-Araçás. Os campos de petróleo são controlados pelos trends principais dessas falhas (figura 7).

Figura 7 – Campos de petróleo e gás controlados pelos principais trends de falhas da Bacia do Recôncavo.

Fonte: Adaptado de Aragão (1994) e Aragão (1995), apud Destro (2002).

Destro (2002) descreve, ainda, que juntas de alívio e diápiros de folhelho estão associados a falhas de alívio e contribuem para a formação de trapas estruturais do sistema petrolífero. Além disso, os folhelhos produtores de óleo e gás nos campos da bacia são fraturados por juntas transversais de alívio. O blocodiagrama da figura 8 explica a formação das falhas e fraturas de alívio, geradas para acomodar a variação de rejeito vertical ao longo da direção de uma falha normal de rejeito relativamente grande (falha materna).

Figura 8 – Bloco-diagrama mostrando a formação de falhas de alívio.

O campo de tensões responsável pela atenuação e ruptura da crosta teria estado ativo, segundo Milhomem et al. (2003), entre o Mesojurássico e o Eocretáceo.

Legenda: Falhas de alívio formadas pela variação de deslocamento vertical ao longo da direção de falhas normais de grande rejeito (maternas), de modo a acomodar o estiramento do bloco de capa.
 Fonte: Modificado de Destro (1995), apud Destro (2002).

1.3 Embasamento e evolução tectonoestratigráfica

O embasamento da bacia foi desenvolvido sobre o Cráton do São Francisco e é composto, de acordo com Silva et al. (2007), predominantemente por gnaisses granulíticos arqueanos do Bloco Serrinha, a oeste e norte; pelos cinturões Itabuna-Salvador-Curaçá, a oeste-sudeste; e Salvador-Esplanada, a leste-nordeste. Ao norte, ocorrem também rochas metassedimentares de idade neoproterozóica, relacionadas ao Grupo Estância.

A figura 9 ilustra a carta estratigráfica mais recente da Bacia do Recôncavo, de Silva et al. (2007), utilizada como base para a descrição da estratigrafia e evolução tectônica da mesma.

A Supersequência Paleozóica foi depositada num contexto de bacia intracratônica, sob paleoclima árido e é representada pelos sedimentos da Formação Afligidos, que é dividida entre os membros Pedrão e Cazumba. Segundo Aguiar e Mato (1990), o Membro Pedrão é composto por arenitos com retrabalhamentos por ondas e evaporitos de ambiente marinho restrito a marginal, enquanto no Membro Cazumba, predominam pelitos e lamitos vermelhos lacustres, com nódulos de anidrita na base da seção. Sua idade ainda é objeto de discussão por conta da pobreza do registro fossilífero, no entanto, Caixeta et al. (1994) restringem ao Permiano a deposição da Formação Afligidos.

A estratigrafia do Mesozóico no Rifte do Recôncavo-Tucano-Jatobá pode ser dividida em sequências depositadas nas fases pré-rifte, sin-rifte e pós-rifte e que incluem sedimentos com idades entre o Neojurássico e o Eocretáceo. Viana et al. (1971) propuseram a Série Recôncavo, que tem como base o conteúdo fossilífero dessas rochas e é composta de seis andares: Dom João, Rio da Serra, Aratu, Buracica, Jiquiá e Alagoas.

Figura 9 – Carta tectonoestratigráfica da Bacia do Recôncavo.

Fonte: Modificada de Silva et al., 2007.

A Supersequência Pré-Rifte (Andar Dom João ao Rio da Serra Inferior), de acordo com Silva et al. (2007), reúne os depósitos das Formações Aliança (membros Boipeba e Capianga), Sergi, Itaparica e Água Grande, relacionados ao estágio inicial de flexura da crosta. O Membro Boipeba da Formação Aliança, junto às Formações Sergi e Água Grande caracterizam ciclos flúvio-eólicos e são separados por transgressões lacustres de caráter regional, com sedimentação predominantemente pelítica que compõem os sedimentos do Membro Capianga da Formação Aliança, e a Formação Itaparica. Ainda de acordo com Silva et al. (2007), análises micropaleontológicas indicam que as formações Aliança e Sergi estão relacionadas ao Neojurássico, enquanto as formações Itaparica e Água Grande são de idade eocretácea.

Para Caixeta et al. (1994) e Magnavita (1996), o limite entre as fases pré-rifte e rifte está relacionado à transgressão regional associada a uma provável umidificação climática e ao aumento das taxas de subsidência, com ruptura da crosta sob atividade tectônica moderada.

Desta forma, a seção rifte é constituída, na base, pelos sedimentos de fácies lacustres das Formações Candeias (membros Tauá e Gomo) e Maracangalha (membros Pitanga e Caruaçu). Segundo Silva et al. (2007), essas formações abrangem grande parte do Andar Rio da Serra, da base do Neocomiano. Para ele, os folhelhos, calcilutitos e arenitos do Membro Gomo representam a fase inicial de aprofundamento da bacia, durante o Mesorrio da Serra. De acordo com esse autor, mesmo que a atenuação da atividade tectônica e o incremento do aporte sedimentar durante o Neo-Rio da Serra tenham culminado no progressivo assoreamento dos depocentros, a Formação Maracangalha ainda foi depositada sob paleobatimetrias ainda relativamente elevadas, acomodando um grande volume de depósitos relacionados a fluxos gravitacionais, equivalentes distais dos sistemas deltaicos.

Silva et al. (2007) apontam que, nesta fase, falhamentos lístricos sindeposicionais e um processo de argilocinese foram originados pela sobrecarga exercida pelos depósitos gravitacionais de idade Mesorrio da Serra e Neo-Rio da Serra, aliada à fisiografia própria de um meio-*graben* com blocos basculados em direção à falha de borda.

Segundo Da Silva & Picarelli (1990), discordâncias com origem em um provável rebaixamento do nível do lago, associado a mudanças climáticas, pontuam o registro associado ao Andar Rio da Serra. Esses autores descrevem ainda, que para o topo da Formação Maracangalha, a tendência regressiva está melhor representada em direção aos baixos regionais, culminando com depósitos deltaicos relacionados à base da Formação Marfim.

A Formação Marfim registra expansão dos sítios deltaicos, com progressivo recuo, para sul, dos sistemas deposicionais lacustres. Silva et al. (2007) dizem que a seção basal dessa formação, representada pelo Membro Catu, depositou-se em *onlap* sobre as áreas plataformais antes sujeitas à erosão e/ou *by-pass.* Dizem ainda que ao final do andar Neo-Rio da Serra, os arenitos deltaicos recobriram tais áreas e a bacia assumiu a geometria de rampa, que caracteriza o Andar Aratu, composto pela Formação Pojuca, com ciclos deltaico-lacustres num contexto de baixo gradiente deposicional e baixas taxas de subsidência. Nessa época, Silva et al. (2007) descrevem arenitos e carbonatos lacustres associados ao afogamento do sistema deltaico na bacia. Segundo Aragão (1994), para acima dos depósitos da Formação Pojuca, há o predomínio de fácies fluviais da Formação São Sebastião, que testemunham a fase final do assoreamento do rifte, que fora reativado durante o Jiquiá. Conglomerados sintectônicos (Formação Salvador) ocorrem ao longo do intervalo, estendendo- se ao Andar Jiquiá (SILVA et al. 2007).

A paleogeografia da fase rifte está representada na figura 10, onde pode ser vista uma sequência progradante caracterizada pela deposição de sedimentos turbidíticos e deltaicos sobre folhelhos lacustres.

Figura 10 – Paleogeografia sin-rifte da Bacia do Recôncavo.

Fonte: MAGNAVITA et al., 2005.

Segundo Da Silva (1993), a Supersequência Pós-Rifte é representada por conglomerados, arenitos, folhelhos e calcários de sistemas aluviais pertencentes à Formação Marizal, de idade Neo-Alagoas. Esses estratos foram depositados num contexto de subsidência termal, pós-rifte, como representado pela sub-horizontalidade dos mesmos.

Não há registro de depósitos neocretáceos na Bacia do Recôncavo. O Neógeno é representado pela Formação Sabiá e pelo Grupo Barreiras. A Formação Sabiá caracteriza-se por folhelhos cinza esverdeados e calcários impuros, cuja deposição relaciona-se a uma transgressão marinha de idade miocênica (Petri, 1972), enquanto sistemas de leques aluviais pliocênicos caracterizam o Grupo Barreiras.

A última seqüência registrada na Bacia do Recôncavo, de acordo com Silva et al. (2007), engloba os sedimentos pleistocênicos a holocênicos de praias e aluviões que compõem a fisiografia atual e que recobrem igualmente o embasamento cristalino da borda leste da bacia.

1.4 Sistemas petrolíferos

As rochas geradoras da Bacia do Recôncavo são os folhelhos da Formação Candeias, que apresentam COT (carbono orgânico total - %) médio de 1 a 2%, podendo chegar a 10%. De acordo com Santos & Braga (1990), os folhelhos da Formação Pojuca apresentam elevados valores de potencial gerador (S2), mas encontram-se imaturos em quase toda a bacia, exceto localmente em seus depocentros.

Santos & Braga (1990) descrevem três modelos para migração e acumulação de hidrocarbonetos na Bacia do Recôncavo: pré-rifte, rifte-Candeias e rifte-Ilhas (figura 11). A estruturação da bacia em *horts* e *grabens* fez com que os reservatórios do primeiro sistema, caracterizados pelos arenitos das formações Aliança (Membro Boipeba), Sergi e Água Grande, quando situados nos blocos altos, ficassem em contato lateral com os folhelhos geradores, ocorrendo migração direta. No sistema rifte-Candeias, onde os reservatórios, formados por turbiditos do Membro Gomo e da Formação Maracangalha (membros Pitanga e Caruaçu), estão envoltos pelos

folhelhos do Membro Gomo, a migração também ocorre diretamente da geradora para o reservatório. No terceiro sistema descrito, rifte-Ilhas, os falhamentos e discordâncias atuam como condutos de hidrocarbonetos das geradoras para os reservatórios das formações Marfim (Membro Catu), Pojuca e Taquipe. No que diz respeito aos selos, os mesmos provêm de níveis argilosos que capeiam as rochas reservatórios.

Figura 11 – Modelos de acumulação de hidrocarbonetos da Bacia do Recôncavo.

Fonte: Modificada de Santos & Braga, 1990.

1.5 Campo de Cexis

O Campo de Cexis, objetivo de estudo da presente dissertação, possui aproximadamente 55 km² e está localizado a 35 km do norte de Salvador, entre os campos de Candeias, Massuí e Massapê. Geologicamente, está situado próximo ao Baixo Estrutural de Camaçari (compartimento sul da Bacia do Recôncavo).

Como dito na introdução deste trabalho, Camões (1988) descreve que a primeira ocorrência comercial de hidrocarbonetos no campo data de 1966, com a perfuração do poço pioneiro 4-CX-1-BA, em cumprimento a um programa exploratório que visava testar áreas adjacentes ao Campo de Candeias. Este poço

mostrou-se surgente durante 20 anos, produzindo dos folhelhos fraturados do Membro Gomo.

Os reservatórios turbidíticos do sistema de Cexis, responsáveis por sua atual produção de hidrocarbonetos, só foram descobertos em 1982 pelo poço 4-CX-7-BA, ao ser testada uma estrutura dômica, mapeada pela sísmica ao nível de um refletor equivalente ao topo da quarta zona do Campo de Candeias (AGLE et al.,1979). Dos 31 poços perfurados no campo até 1988, 29 resultaram produtores comerciais de óleo, dois de gás e apenas dois secos. Hoje, segundo a ANP (2016), de 102 poços perfurados, 42 são produtores. O histórico de produção do campo, que pode ser visto na figura 12, mostra que o máximo de produção de óleo está junto ao ano de 1991, onde foi calculada uma produção de aproximadamente 3860 barris por dia. Atualmente, a produção está em torno de 500 barris por dia.

Figura 12 – Histórico de produção de hidrocarbonetos no Campo de Cexis.

A estratigrafia observada por Camões (1988) na área é composta, na base, por sedimentos neojurássicos das formações Aliança e Sergi, sobrepostos por sedimentos eocretácicos das formações Itaparica, Candeias, Marfim, Pojuca e São Sebastião. Os principais reservatórios do campo estão representados por uma sucessão de turbiditos confinados ao Membro Gomo da Formação Candeias.

Fonte: ANP, 2016.

Estes eventos turbidíticos estão representados por ciclos sedimentares, que foram agrupados operacionalmente em duas sequências arenosas principais (superior e inferior), separadas por um pacote espesso de folhelhos de baixa resistividade e boa continuidade lateral no campo, cuja base caracteriza o "marco X" (figura 13). Este marco tem-se mostrado de fundamental importância na elaboração dos modelos estruturais do campo (Camões e Rigueira, 1987). É importante salientar que na época dos trabalhos desses autores, todo o pacote de folhelhos da fase do Lago do Recôncavo era interpretado como sendo da Formação Candeias. Hoje, como descrevem Silva et al. (2007), há uma divisão entre as formações Candeias e Maracangalha, caracterizada pelo aumento do volume de depósitos relacionados a fluxos gravitacionais, consequência do aumento da atividade tectônica e do aporte sedimentar na bacia.

Figura 13 - Seção sísmica baseada na linha 26-RL-964, representativa do Campo de Cexis.

Fonte: Modificado de Camões, 1988.

Camões (1988) diferenciou dois sistemas distintos de falhamentos no Campo de Cexis. O primeiro é representado por falhas normais, subverticais, rígidas e semiplanares, que afetam os sedimentos da sequência pré-rifte a parte inferior da sequência rifte. Estas falhas, sintéticas em sua grande maioria, apresentam direção preferencial para NE-SW e mergulho para SE, separando blocos geralmente basculados em direção ao depocentro da bacia. Um subsistema menos proeminente, com falhas de direção NW-SE, mergulho para NE e rejeitos menos expressivos, também é observado nos mapas estruturais sísmicos da área (figura 14). O segundo sistema é representado por falhas lístricas que, preferencialmente, mergulham para E-SE, estando quase sempre associadas a anticlinais de compensação. Aparentemente, estas falhas estão limitadas aos sedimentos da fase rifte, com maior expressão dentro do Andar Rio da Serra Médio e com superfície assintótica de descolamento próxima ao topo do Andar Rio da Serra Inferior (figuras 13 e 14). Quando observadas em conjunto, as falhas lístricas guardam certo paralelismo com os falhamentos de idade pré-rifte de direção NE-SW e, como estes, também mergulham para SE. Alguns autores acreditam que o acúmulo de sedimentos rígidos sobre rochas de comportamento dúctil, associado à ocorrência de heterogeneidades no substrato, facilitou a origem de parte destas falhas lístricas.

Fonte: Modificado de Camões, 1988.

1.6 Diápiros de folhelho

Segundo a definição de O'Brien (1968), "diapirismo é um processo pelo qual rochas de um nível mais profundo penetram ou aparentam ter penetrado rochas mais rasas". Ocorrências anômalas de folhelhos encaixados em sedimentos predominantemente arenosos foram mapeadas na Bacia do Recôncavo por Pontes & Ribeiro (1964) e encaradas, desde então, como possíveis fenômenos diapíricos.
Esses diápiros foram mapeados e confirmados, por estudos posteriores, nas áreas de Cinzento, Santa Maria e Rosário, além de Biriba e Carijó (figura 15).

Figura 15 – Mapa com a localização de diápiros e possíveis diápiros de folhelho na Bacia do Recôncavo.

Fonte: HORSCHUTZ & TEIXEIRA, 1969.

Esses autores construíram um mapa estrutural próximo ao topo da Formação Ilhas (atualmente Formação Pojuca), que indica mergulho regional da área para nordeste, com algumas variações locais causadas pelos diápiros (figura 16). Os três domos que formam esse alinhamento estão alongados na direção NE-SW.

Características como baixa compactação, fazendo com que os folhelhos apresentem também baixas densidades, resistividade (2 ohms m²/m) e velocidade sônica (da ordem de 1950 – 2100 m/s), além de altas pressões de fluido, podem ajudar a localizar esses diápiros.

Figura 16 – Mapa estrutural mostrando o alinhamento diapírico Cinzento-Santa Maria.

Fonte: Modificado de Horschutz & Teixeira, 1969.

Segundo Horschuts & Teixeira (1969), a origem do diapirismo é explicada por instabilidade gravitacional, existindo relações diretas e indiretas com o tectonismo. Para esses autores algumas armadilhas previstas para essa área são o truncamento e/ou afinamento dos reservatórios das formações Marfim e Pojuca, associados a "narizes" anticlinais, além de falhas radiais associadas ao soerguimento dos diápiros.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Dados requeridos

Para a confecção desta dissertação, foram requeridos à ANP (Agência Nacional do Petróleo), a partir da plataforma de atendimento às universidades do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), dados geoquímicos, dados de poços, levantamentos 2D e levantamentos 3D.

As tabelas 2 e 3 mostram, respectivamente, os dados requeridos de levantamentos 2D e 3D. A tabela 4 mostra a lista de poços requeridos, assim como os dados disponíveis para os mesmos. Todos os poços apresentam perfil composto, o que facilitou bastante a interpretação de seus perfis. A localização dos dados junto à área de estudo pode ser vista no mapa da figura 17.

Levantamento	Segmento	Tipo de Projeção	Extensão da Linha (Km)
0026_RECONCAVO_39	0026-1127	MIG_FIN	9.6
0026_RECONCAVO_39	0026-1368	MIG_FIN	13.6
0026_RECONCAVO_39	0026-1371	MIG_FIN	26.1
0026_RECONCAVO_39	0026-1494	MIG_FIN	15.3
0026_RECONCAVO_39	0026-1497	MIG_FIN	9.7
0026_RECONCAVO_39	0026-1619	MIG_FIN	10.6
0026_RECONCAVO_39	0026-1629	MIG_FIN	16.2
0026_RECONCAVO_39	0026-1656	MIG_FIN	11.5
0026_RECONCAVO_39	0026-1939	MIG_FIN	10.1
0027_TUCANO_SUL_39	0027-1862	MIG_FIN	8.4
0027_TUCANO_SUL_39	0027-1867	STK_FIN	16.8
0027_TUCANO_SUL_39	0027-1868	MIG_FIN	9.2
0027_TUCANO_SUL_39	0027-1872	MIG_FIN	20.5
R0018_RECONCAVO_2006	0026-1656	MIG_PSTM	11.4
R0018_RECONCAVO_2006	0027_1871	MIG_PSTM	19.5
R0018_RECONCAVO_2006	0027-1874	MIG_PSTM	5.6
R0018_RECONCAVO_2006	0065-0058	MIG_PSTM	4.2

Tabela 2 – Levantamentos 2D requeridos juntos ao BDEP, ANP.

Fonte: A autora, 2016.

Tabela 3 – Levantamentos 3D requeridos junto ao BDEP.

Levantamento	Proprietário	Tipo de Projeção
0026_CEXIS	Petrobras	MIG FIN / STK FIN
0026_CANTAGALO	Petrobras	MIG FIN
Fonte: A autora, 2016.		

Tabela 4 – Lista de poços requeridos e seus dados disponíveis.

Nome do poço	Elevação	Prof.	AGP	Checkshot	Geoquímica	Curvas	Resultado			
1BRSA-502 BA	63	3042	Sim	Sim	Não	DT, GR, HDRS, RHOB	Produtor subcomercial de petróleo			
1CGL 0001D BA	80	3171	Sim	Não	Sim	DT, GR, LLD, RHOB	Descobridor de campo com gás e condensado			
1CZ 0001 BA	65	4434.5	Sim	Não	Sim	DLT, GR, RILD, RHOB	Produtor subcomercial de gás			
1NRR 0001 BA	43	3752.8	Não	Não	Sim	CAL, SP, ILD, RHOB	Produtor subcomercial de gás			
1RR 0001 BA	43	3752.8	Não	Não	Sim	CAL, DLT, GR, SP, RILD	Produtor subcomercial de gás			
1STM 0001 BA	32.4	3936.5	Sim	Não	Sim	CAL, DT, GR, SP, RILD, RHOB	Produtor subcomercial de petróleo			
3CGL 0002 BA	67	3130	Sim	Não	Sim	CAL, DT, GR, ILD, RHOB, NPHI	Descobridor de nova jazida de óleo			
3CX 0012 BA	44.1	3298	Não	Não	Sim	DT, GR, ILD, RHOB, NPHI	Extensão para petróleo			
3CX 0025 BA	61.6	2808	Não	Não	Sim	CAL, DT, GR, ILD, RHOB, NPHI	Seco com indícios de petróleo			
3CX 0026 BA	51.8	3620	Não	Não	Sim	DT, GR, ILD, RHOB	Extensão produtor de petróleo			
3CX 0043 BA	55.6	3006	Não	Sim	Sim	DT, GR, ILD, RHOB	Extensão produtor de petróleo e gás			
3CX 0061 BA	63	2751	Sim	Sim	Sim	DT, GR, ILD, RHOB	Extensão produtor de petróleo			
4BRSA-422 BA	67	3018	Sim	Não	Não	CAL, DT, GR, RHOB, NPHI	Produtor comercial de gás			
4BRSA-779D BA	50.2	3012	Não	Não	Não	CAL, DT, GR, RHOB, NPHI	Produtor comercial de petróleo e gás			
4BRSA-894 BA	55.3	2775	Não	Não	Não	DT, GR, RHOZ, NPHI	Produtor comercial de petróleo e gás			
4CX 0001 BA	46.9	3563.5	Sim	Não	Sim	CAL, DT, SP, ILD	Descobridor de campo com petróleo			
4CX 0006 BA	45.9	3288	Não	Não	Sim	DT, GR, ILD, RHOB	Extensão produtor de petróleo			
4CX 0007 BA	59.4	3632	Não	Não	Sim	CAL, DT, GR, SP, ILD, RHOB, NPHI	Descobridor de nova jazida de petróleo e gás			
4CX 0013 BA	72	3072	Sim	Não	Sim	DT, GR, ILD, RHOB	Descobridor de nova jazida de petróleo			
4CX 0066D BA	63.6	2784	Não	Sim	Não DT, GR, ILD, RHOB		Seco sem indícios de petróleo			
6BRSA-622P BA	117.4	4350	Sim	Sim	Não	DT, GR, RT	Portador de gás			
Fonte: A autora, 2016.										

Figura 17 – Mapa de dados requeridos (poços, levantamentos 2D e levantamentos 3D) junto a área estudada.

Fonte: A autora, 2016.

2.2 Metodologia de estudo

A metodologia aplicada para o desenvolvimento e conclusão do presente trabalho consistiu na integração de algumas etapas que podem ser divididas em tópicos maiores, sendo eles: revisão bibliográfica, interpretação sísmica, correlação estratigráfica de poços, interpretação geoquímica e interpretação de perfis de poços. Ao final dessas etapas, todos os dados foram correlacionados com o fim de avaliar os intervalos de interesse no Campo de Cexis. A interpretação sísmica, correlação estratigráfica dos poços, geoquímica, petrofísica e a estimativa de reservas do campo estão divididos entre os capítulos 4, 5, 6, 7, e 8, respectivamente.

3 INTERPRETAÇÕES SÍSMICAS

Os métodos sísmicos são amplamente aplicados na indústria do petróleo, pois têm como resultado imagens que permitem a investigação da subsuperfície, com altas definições de feições geológicas, como sequências sedimentares e falhas, que são essenciais para a criação de um modelo geológico 3D da área alvo.

O método sísmico de reflexão é a técnica geofísica mais amplamente utilizada e consiste em 3 fases: aquisição, processamento e interpretação. Na aquisição uma fonte controlada, como explosivos ou canhões de ar comprimido, gera ondas artificiais que se propagam pela subsuperfície e voltam à superfície quando sofrem reflexão nas interfaces geológicas em profundidade. Os geofones ou hidrofones, instrumentos distribuídos ao longo da superfície, detectam o tempo de chegada a diferentes afastamentos em relação à fonte. O processamento consiste na análise, restauração e correção dos dados adquiridos na aquisição através de um conjunto de métodos matemáticos e computacionais. Por fim, na interpretação, geólogos e geofísicos caracterizam, através do dado sísmico, as feições geológicas da área.

Para o presente estudo foram requeridos junto ao BDEP dados sísmicos de reflexão 2D (linhas bidimensionais) e 3D (cubos tridimensionais). O cubo 3D e algumas linhas 2D são do tipo MIG-FIN, enquanto outras linhas 2D são PSTM (Pré-Stack Time Migration). Nos dados do tipo PSTM, durante o processamento sísmico, a migração – conjunto de procedimentos nos quais os campos de ondas registrados são transformados em imagens corretamente posicionadas dos refletores de subsuperfície, contendo as informações das camadas e interfaces do modelo geológico (BULCÃO, 2004) – é feita antes do empilhamento utilizando velocidades RMS (root-mean-square), levando-se em conta as variações verticais de velocidade. Segundo Guida (2011), a migração antes do empilhamento é mais ambiciosa que a pós-empilhamento, apresentando melhor relação sinal/ruído e maior fidelidade no reposicionamento dos refletores. Vale ressaltar que o processamento PSTM, diferente do PSDM (Pré-Stack Depth Migration), não considera bruscas variações laterais de velocidade. Portanto, em áreas onde ocorrem essas variações (por exemplo, diápiros de sal ou folhelho), o dado PSTM não é o mais confiável para o posicionamento lateral dos refletores, porém ele é muito utilizado, pois seu processamento demanda menor custo e tempo computacional. Como não se obteve acesso ao relatório de processamento, não foi possível saber o tipo de migração feita nos dados do tipo MIG-FIN.

A metodologia de interpretação dos dados será sistematicamente descrita neste capítulo, desde o carregamento dos mesmos até a criação dos mapas estruturais do campo.

3.1 Carregamento dos dados

Para o carregamento, o projeto global foi configurado a um sistema de coordenadas projetadas UTM (*Universal Transverse Mercator*), Zona 24S e Datum SAD69. Desse modo, todos os dados de entrada são projetados sob o mesmo sistema. Houve uma dificuldade maior para o carregamento dos dados 3D, já que o cabeçalho da sísmica estava errado e os dados eram carregados fora da área da Bacia do Recôncavo. Portanto, o carregamento destes dados foi feito com base na geometria do cubo 3D, cujos limites foram extraídos do arquivo de navegação sísmico.

As linhas e o cubo sísmico estão no domínio do tempo, medido em milissegundo, enquanto os dados de profundidade medida dos poços, marcadores estratigráficos e de distância do projeto, em metros.

3.2 Correção do mis-tie

Após o carregamento dos dados, o primeiro passo realizado foi a correção do *mis-tie* (erro de amarração), que objetivou calibrar o cubo 3D com as linhas 2D, a fim de aumentar a confiabilidade do dado. A remoção do *mis-tie* é importante porque o conjunto de dados tem aquisições e processamentos diferentes, como é o caso dos levantamentos 2 e 3D.

Para tal correção, foi utilizada a ferramenta *Mis-tie manager*, do Petrel. Na figura 18 podem-se ver os valores do fator de correlação para cada linha que, em geral, fica próximo a 80%. Considerando-se o fato de que há 4 levantamentos

sísmicos diferentes e que a sísmica é terrestre, a correlação foi considerada satisfatória.

	Line/Cube	SP/ Plane	CDP/ Inline	Trace/ Xline	Vertical mis-tie	Correlation factor	Vertical correction	Vertical residual	Phase mis-tie	Correlation factor	Phase correction	Gain mis-tie	Gain correction
1	0027_TUCANO_SUL_39.0271868.	93	185	155	-73.39	0.7197	-60.72	-12.67	-21.4	0.1241	33.8	0.20905	0.27978
2	0027_TUCANO_SUL_39.0271868.	192	384	354	250.39	0.8363	-60.72	311.11	140.7	0.2583	33.8	0.00046	0.27978
3	0027_TUCANO_SUL_39.0271868.	214	428	398	-59.38	0.8212	-60.72	1.34	100.5	0.1426	33.8	0.00043	0.27978
4	R0018_RECONCAVO_2006.0065-00	159	318	47	67.79	0.8378	10.10	57.69	-109.7	0.1674	-35.6	0.74664	8.04621
5	R0018_RECONCAVO_2006.0065-00	226	451	180	28.13	0.8165	10.10	18.03	-139.2	0.1424	-35.6	1.04116	8.04621
6	R0018_RECONCAVO_2006.0065-00	161	321	50	-37.49	0.8012	10.10	-47.60	139.7	0.0747	-35.6	2236.61627	8.04621
7	0026_CEXIS.MIG_FIN.2 [Realized] 1	Inline	52	397	-250.39	0.8363	-3.91	-246.48	-140.6	0.2586	-110.9	2197.74713	621.90499
8	0026_CEXIS.MIG_FIN.2 [Realized] 1	Inline	52	353	14.22	0.8166	-3.91	18.13	-59.7	0.2849	-110.9	2250.55478	621.90499
9	0026_CEXIS.MIG_FIN.2 [Realized] 1	Inline	52	353	-1.46	0.7809	-3.91	2.45	149.9	0.1692	-110.9	0.95812	621.90499
10	0026_CEXIS.MIG_FIN.2 [Realized] 1	Xline	64	316	-22.19	0.8101	-3.91	-18.29	156.3	0.2631	-110.9	1622.47139	621.90499
11	0026_RECONCAVO_39.0026-1619.M	104	208	202	22.19	0.8101	31.97	-9.78	-155.7	0.2645	-48.8	0.00062	0.38286
12	0026_RECONCAVO_39.0026-1619.M	129	258	252	50.10	0.8036	31.97	18.13	-13.7	0.2354	-48.8	1.38487	0.38286
13	0026_RECONCAVO_39.0026-1619.M	152	303	297	62.46	0.8279	31.97	30.49	25.1	0.0927	-48.8	0.00059	0.38286
14	0026_RECONCAVO_39.0026-1619.M	275	550	544	7.48	0.7637	31.97	-24.49	123.5	0.1516	-48.8	0.20347	0.38286
15	0027_TUCANO_SUL_39.0027-1867.	379	756	754	73.39	0.7197	12.67	60.72	-0.2	0.1239	97.6	4.78353	1.33833
16	0027_TUCANO_SUL_39.0027-1867.	414	826	824	-7.48	0.7637	12.67	-20.15	-123.6	0.1511	97.6	4.91468	1.33833
17	0027_TUCANO_SUL_39.0027-1867.	393	784	782	-195.38	0.7428	12.67	-208.04	113.3	0.1220	97.6	4.73917	1.33833
18	0027_TUCANO_SUL_39.0027-01862.	214	91	64	-97.37	0.8014	-18.13	-79.24	105.7	0.1268	-22.6	0.00043	0.27646
19	0027_TUCANO_SUL_39.0027-01862.	214	91	64	-14.22	0.8166	-18.13	3.91	59.6	0.2839	-22.6	0.00044	0.27646
20	0027_TUCANO_SUL_39.0027-01862.	236	46	19	-50.10	0.8036	-18.13	-31.97	13.9	0.2357	-22.6	0.72209	0.27646
21	0027_TUCANO_SUL_39.0027-01862.	91	336	309	195.38	0.7428	-18.13	213.51	-129.3	0.1201	-22.6	0.21101	0.27646
22	R0018_RECONCAVO_2006.0026-16	111699	374	171	-67.79	0.8378	-57.69	-10.10	109.5	0.1691	98.2	1.33933	11.25750
23	R0018_RECONCAVO_2006.0026-16	111763	410	207	-113.84	0.7977	-57.69	-56.16	47.0	0.2163	98.2	1.58962	11.25750
24	R0018_RECONCAVO_2006.0026-16	111618	328	125	-58.53	0.7918	-57.69	-0.84	-163.7	0.1977	98.2	1.10962	11.25750
25	R0018_RECONCAVO_2006.0026-16	112422	781	578	-35.66	0.8172	-57.69	22.02	-98.5	0.1059	98.2	2670.54131	11.25750
26	R0018_RECONCAVO_2006.0027-18	307	614	413	-28.13	0.8165	41.46	-69.59	139.3	0.1422	98.3	0.96047	7.39796
27	R0018_RECONCAVO_2006.0027-18	401	801	600	113.84	0.7977	41.46	72.39	-46.8	0.2156	98.3	0.62908	7.39796
28	R0018_RECONCAVO_2006.0027-18	399	798	597	-6.14	0.8465	41.46	-47.60	-21.6	0.0621	98.3	2191.60532	7.39796
29	0026_RECONCAVO_39.0026-1656.M	291	96	93	35.66	0.8172	47.60	-11.94	112.5	0.1085	-174.6	0.00037	0.00404
30	0026_RECONCAVO_39.0026-1656.M	87	503	500	37.49	0.8012	47.60	-10.10	-131.6	0.0761	-174.6	0.00045	0.00404
31	0026_RECONCAVO_39.0026-1656.M	105	467	464	6.14	0.8465	47.60	-41.46	21.6	0.0621	-174.6	0.00046	0.00404
32	0026_RECONCAVO_39.0026-1656.M	64	550	547	66.09	0.7937	47.60	18.49	-51.6	0.0813	-174.6	0.00036	0.00404
33	R0018_RECONCAVO_2006.0027-18	415	415	60	95.37	0.8014	-3.34	98.71	-104.8	0.1262	-94.6	2347.91399	649.09586
34	R0018_RECONCAVO_2006.0027-18	415	415	60	-0.54	0.7809	-3.34	2.80	-150.0	0.1699	-94.6	1.04371	649.09586
35	R0018_RECONCAVO_2006.0027-18	408	408	53	-64.46	0.8279	-3.34	-61.12	-25.0	0.0926	-94.6	1708.10845	649.09586
36	R0018_RECONCAVO_2006.0027-18	477	477	122	57.38	0.8212	-3.34	60.72	-109.8	0.1438	-94.6	2337.05830	649.09586
37	R0018_RECONCAVO_2006.0027-18	938	938	583	58.53	0.7918	-3.34	61.87	163.7	0.1978	-94.6	0.90121	649.09586
38	R0018_RECONCAVO_2006.0027-18	938	938	583	-66.09	0.7937	-3.34	-62.75	50.7	0.0796	-94.6	2751.38611	649.09586

Figura 18 – Tabela de correção do *mis-tie* dos dados sísmicos.

Legenda: Em destaque, o alto fator de correlação entre os diferentes levantamentos sísmicos. Fonte: A autora, 2016.

3.3 Definições dos marcadores estratigráficos

Os marcadores estratigráficos foram definidos através dos relatórios de poços da ANP, que atribuíram uma profundidade medida a um topo de um marcador estratigráfico conhecido, através de análises e interpretações litológicas, de testemunhos, de amostras de calha, perfilagem geofísica e paleontologia. A figura 19 exemplifica a profundidade da maioria dos marcadores nos poços 4CX-1-BA e 4CX-6-BA.

Figura 19 – Profundidade dos marcadores estratigráficos e geoquímicos nos poços 4CX-1-BA e 4CX-6-BA.

Fonte: A autora, 2016.

3.4 Atributos sísmicos

Os atributos sísmicos são quaisquer informações obtidas através de dados sísmicos e são gerados para enfatizar a característica desejada, a qual não é identificada diretamente nos dados. Existem diferentes tipos de atributos, que podem ser usados, por exemplo, para indicar hidrocarbonetos, falhas geológicas, continuidade lateral de refletores, etc.

Antes do início da interpretação dos horizontes e falhas, foi necessária a utilização de alguns atributos a fim de se obter melhores resultados. Após a análise dos resultados de diversos atributos, 3 deles merecem destaque para a melhoria e facilitação da interpretação do dado, são eles: *Structural Smoothing, TecVa e Reflection Intensity*.

O Structural Smoothing é um método volumétrico de processamento de sinais que aplica um filtro gaussiano 3D para reduzir o ruído dos dados de entrada. De acordo com Randen et al. (2000), este atributo realiza uma filtragem orientada pela estrutura para aumentar a continuidade dos refletores, levando-se em consideração as interfaces existentes e a orientação estimada das camadas. O resultado da aplicação desse atributo na sísmica da área ajudou principalmente na interpretação dos horizontes sísmicos. Entretanto, a caracterização das falhas foi prejudicada, sendo necessária a interpretação das mesmas com utilização dos 2 atributos seguintes.

Segundo o dicionário do Petrel, o *Reflection Intensity* é resultado da multiplicação da amplitude média ao longo de uma janela específica pelo intervalo de amostragem. É um atributo útil para a delimitação das características de amplitude, mantendo a aparência da frequência dos dados sísmicos originais. O uso desse parâmetro destacou as falhas de modo considerável no dado.

A Técnica de Volume de Amplitudes (TecVA) consiste em ressaltar altos contrastes de impedância empiricamente, através da rotação de fase de 0º para - 90º. Segundo Bulhões & Amorim (2005), como resultado, o folhelho é considerado como fundo e areias, conglomerados, rochas vulcânicas, intrusivas, carbonatos, etc., são as camadas enfatizadas, tendo um alto contraste de amplitude. Assim como o atributo anterior, o TecVA destacou as estruturas da sísmica e os pacotes de rochas arenosas e carbonáticas.

Na figura 20 pode-se observar a aplicação dos 3 atributos acima mencionados, onde em A tem-se a linha sísmica original, em B o atributo Structural Smoothing, em C o atributo Reflection Intensity e, finalmente, em D, a aplicação do atributo TecVA.

Figura 20 – Atributos sísmicos utilizados no cubo sísmico 3D.

Legenda: Em A, a linha sísmica original; em B o atributo Structural Smoothing; em C o atributo Reflection Intensity; e em Do atributo TecVA. Fonte: A autora, 2016.

3.5 Fase e polaridade do dado sísmico

A determinação da fase e da polaridade do dado sísmico é um passo extremamente importante a ser feito antes da interpretação, pois altera a relação entre os contrastes de impedância acústica refletidas no empilhamento sísmico com as superfícies do substrato amostrado. Uma vez que esses parâmetros são determinados, a características dos hidrocarbonetos podem ser previstas. Na figura 21-A observa-se as 4 principais expressões de fase e polaridade numa situação de aumento de impedância, enquanto na figura 21-B, Brown (2005) ilustra feições em subsuperfície que podem gerar reflexões de alta amplitude, as quais podem ser úteis na definição da fase e polaridade da sísmica.

Legenda: Em A, padrões de fase e polaridade adotados no mundo; em B, reflexões de alta amplitude que auxiliam na interpretação da fase e polaridade do dado sísmico. Fonte: BROWN, 2005.

O trabalho de Brown (2005) foi importante na definição da polaridade do dado. A feição utilizada para a observação da variação de impedância acústica foi a interface de contato entre as areias da fase pré-rifte e as rochas do embasamento. Na figura 22, é possível ver que a entrada no embasamento é marcada por uma *wiggle* de pico positivo e de cor vermelha, podendo-se dizer que a sísmica está no padrão americano com escala de cores invertida. Como dito anteriormente neste capítulo, não há um relatório de processamento disponível, sendo muito difícil, dessa forma, definir em que fase o dado foi processado.

Figura 22 – Definição da polaridade da sísmica na área.

Legenda: As setas vermelhas indicam a superfície que limita o topo do embasamento. O retângulo em destaque no canto superior direito da figura mostra, em detalhe, o pico vermelho positivo relativo à entrada no embasamento.Fonte: A autora, 2016.

3.6 Amarração poço-sísmica

Após a correção do *mis-tie*, a suavização dos ruídos e definição da polaridade do dado, pode-se ter uma calibração mais precisa dos dados do poço com os dados sísmicos, que objetiva atribuir a esses uma relação tempo-profundidade. Com essa relação, gera-se um sismograma sintético, definido como um modelo direto, unidimensional e artificial de uma determinada energia acústica viajando através das camadas da Terra. Segundo o dicionário *Oil Field Glossary* da Schlumberger, esse sismograma é resultado da convolução da refletividade derivada dos perfis sônicos (DT) e de densidade (RHOB) com uma onda extraída do dado da sísmica a qual vai se amarrar. Essa amarração é usada, entre outras coisas, com a finalidade de associar os marcadores estratigráficos na sísmica, que estão no domínio do tempo (*two way time* ou tempo duplo).

Dentre os dados necessários para uma amarração mais precisa, estão as curvas DT e RHOB, além dos valores de *checkshot*, um tipo de dado de poço destinado a medir o tempo de trânsito sísmico entre a superfície e uma profundidade conhecida. Neste trabalho, esses dados passaram por um controle de qualidade. Nas curvas de sônico e de densidade, esse controle consistiu na eliminação dos *spikes* – a fim de diminuir os picos em um curto espaço amostral e pouco representativos – e suavização das mesmas para adequação à escala de resolução sísmica. Na figura 23, observa-se o resultado da eliminação dos *spikes* e suavização das curvas, feitos no Petrel, com as ferramentas *eliminate spike* e *value smooth*, respectivamente.

Figura 23 – Eliminação dos spikes e suavização das curvas DT e RHOB no poço 4CX-7-BA.

Legenda: As setas vermelham destacam a eliminação de *spikes* nas curvas do poço. Fonte: A autora, 2016. Os valores de *checkshot* também passaram por uma filtragem para que os dados de entrada para a calibração do perfil sônico fossem mais confiáveis. Para tal, através dos valores de profundidade e tempo, foi calculada a velocidade intervalar correspondente a cada poço. Dessa forma, foi feito um gráfico de profundidade x velocidade intervalar, onde se puderam observar valores muitos altos, ou por vezes negativos, que foram retirados da tabela. Na figura 24, observam-se os gráficos de profundidade x velocidade intervalar do poço 3CX-43-BA antes e após a retirada de valores espúrios de *checkshot*.

Fonte: A autora, 2016.

A partir dos passos descritos acima, foram amarrados 10 poços, dentre eles 5 com calibração do perfil sônico através dos valores de *checkshot*.

Na figura 25, pode-se observar o estudo de caso da amarração do poço 4CX-6-BA, um dos poços que atinge maiores profundidades da área, chegando aos sedimentos pré-rifte da Formação Sergi, facilmente identificada nos dados sísmicos. Nesse estudo, optou-se pela utilização da *wavelet Ricker* para a geração do sismograma sintético, na tentativa de representar com fidelidade o dado sísmico observado. A frequência utilizada foi a de 25 Hz, pois é representativa de boa parte do dado, mas é esperado que em alguns locais a frequência do sismograma sintético não corresponda à frequência real da sísmica. A correlação foi considerada satisfatória, já que não houve grandes desvios entre as velocidades intervalares de entrada e saída. Como dito anteriormente, a polaridade dos dados, assim como o

Legenda: Em A, velocidades intervalares maiores que 6000 m/s; em B, velocidades intervalares menores que 6000 m/s.

perfil sônico, foram de grande importância na interpretação para a amarração de alguns pontos, como no caso do topo da Formação Sergi, que tem um aumento na velocidade de trânsito e, portanto, uma polaridade positiva com relação aos sedimentos sobrejacentes.

No estudo de caso do poço 4CX-7-BA (figura 26), houve um problema inesperado do software na geração do sismograma sintético, o que não comprometeu a amarração, já que os mesmos parâmetros da amarração do poço 4CX-6-BA foram utilizados e os valores de velocidade intervalar de entrada e de saída também estão bem correlacionados.

Figura 25 – Estudo de caso da amarração do poço 4CX-6-BA.

Legenda: Em destaque os topos das formações utilizados para a amarração, o sismograma sintético e as velocidades intervalares de entrada e saída.

Fonte: A autora, 2016.

Figura 26 – Estudo de caso da amarração do poço 4CX-7-BA.

Legenda: Em destaque os topos das formações utilizados para a amarração, o sismograma sintético e as velocidades intervalares de entrada e saída. Fonte: A autora, 2016.