



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JULIO DE MESQUITA FILHO"
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS E CIÊNCIAS EXATAS



Trabalho de Formatura

Curso de Graduação em Geologia

FÁCIES, DIAGÊNESE E ARQUITETURA ESTRATIGRÁFICA DE
RESERVATÓRIOS DELTAICO-LACUSTRES DA FASE RIFTE (FORMAÇÃO
PENDÊNCIA), CAMPO DE SERRARIA DA BACIA POTIGUAR.

Danilo Kennedy Martins

Prof. Dr. Joel Carneiro de Castro

Rio Claro (SP)

2013

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Campus de Rio Claro

DANILO KENNEDY MARTINS

FÁCIES, DIAGÊNESE E ARQUITECTURA ESTRATIGRÁFICA DE
UM RESERVATÓRIO DELTAICO-LACUSTRE DA FASE RIFTE
(FORMAÇÃO PENDÊNCIA), CAMPO SERRARIA DA BACIA
POTIGUAR

Trabalho de Formatura apresentado ao Instituto de
Geociências e Ciências Exatas – Campus de Rio
Claro, da Universidade Estadual Paulista Júlio de
Mesquita Filho, para obtenção do grau de Geólogo.

Rio Claro – SP

2013

551.7 Martins, Danilo Kennedy
M386f Fácies, diagênese e arquitetura estratigráfica de reservatórios
 deltaico-lacustres da fase rifte (formação pendência), campo de Serraria da
 Bacia Potiguar / Danilo Kennedy Martins. - Rio Claro, 2013
 67 f. : il., figs., quadros

 Trabalho de conclusão de curso (Geologia) - Universidade Estadual
 Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas
 Orientador: Joel Carneiro de Castro

 1. Geologia estratigráfica. 2. Lobo sigmoidal. 3. Canal distributário. 4.
 Lobo de crevasse. 5. Evolução diagenética. I. Título.

Aos meus pais e irmão, pelo amor incondicional, nas horas boas e ruins.

Denílson, Abigail e Vinícius.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todas as pessoas que de alguma forma incentivaram e tornaram esse trabalho possível.

Ao Programa de Formação de Recursos Humanos em Geociências e Ciências Ambientais Aplicadas ao Petróleo – PRH 05/UNESP, ao PFRH/Petrobras e ao PRH/ANP – FINEP/MCT, pelo apoio acadêmico e financeiro, indispensáveis à realização deste trabalho de conclusão de curso.

Ao meu orientador e amigo Prof. Dr. Joel Carneiro de Castro, por viabilizar o projeto, orientar e esclarecer quaisquer dúvidas durante a realização do trabalho.

As pessoas que trabalham no Unespetro que muito ajudaram para realização do mesmo, Dra. Maria Gabriella Castillo Vicenteli, Dr. Sergio Antonio Cáceres Contreras e Dr. Iata Anderson de Souza, por sugestões, esclarecimento de dúvidas e opiniões. Ao prof. Dr. Dimas Dias Brito pelas correções.

Aos companheiros de laboratório, Dimitri (Sasha), Ricardo (Lady) e Luana. Pois mesmo sobre a pressão do trabalho no dia-a-dia sempre sobrou companheirismo e descontração no ambiente de trabalho.

Aos companheiros de república que durante esses cinco anos tornaram essa fase um momento muito mais legal. Um abraço as Repúblicas Fossa, Kraka-a-tôa e Lagoa Seca. Sendo esta última o lar dos últimos três anos de faculdade. Um abraço especial para os amigos Tiago (Pelota), Felipe (Pavão), Bruno (Gozado), Henrique (Geregia), Roger (Osama), Luis Henrique (Hulk), Amanda, Jakob e Justus pelo convívio diário. E a toda a minha querida turma “Álcool’n’Geo” (2009 -2013) o meu muito obrigado por todos esses anos.

E um agradecimento mais do que especial a minha família por me apoiar em momentos difíceis e de indecisão ao qual passei durante a graduação.

**“ Da crença em Deus,
há um regresso para
a descrença. Mas da
experiência de Deus
não há regresso para
a inexperiência. ”**

- Huberto Rohden

RESUMO

De quatro modelos deltaico-lacustres encontrados na Formação Pendencia, dois estão representados no campo Serraria; respectivamente os modelos deltaicos 1 e 3 representam as zonas-reservatório A e B. A zona A é subdividida em seis sub-zonas, cada uma representando um ciclo menor de desenvolvimento de lobos sigmoidais de frente deltaica. A zona B produz em reservatórios do modelo 3, ou “delta completo”, formado pela sobreposição de sistema de planície deltaica sobre frente deltaica/prodelta (modelo 1) . O presente trabalho utiliza o método zoom com o objetivo de contextualizar os aspectos geométricos dos corpos arenosos, destacando a análise de fácies e diagênese através de fotos de testemunhos e lâminas delgadas. Os lobos sigmoidais da zona A consistem de arenitos finos/muito finos, bem selecionado, e composição arcoseana; praticamente com pouca compactação, e cimentação tipo filme de argila (quando muito fino) e sobrecrecimento de feldspato (textura fina). Tais fases silicáticas são sucedidas por cimento de calcita poiquilotópica, e posteriormente uma fase de dissolução, fornecendo permoporosidade apenas regular para tal reservatório. Na zona B, há uma associação de dois tipos de reservatório de planície deltaica, o mais raro de canal distributário e o mais comum de lobos de crevasse. No canal formam-se arenitos muito grossos a médios (afinando para cima), seleção pobre a regular e natureza lítica-arcosiana. Raros cimentos, inclusive crescimento de feldspato e dolomita romboédrica, preservam a alta permoporosidade do reservatório. Nos lobos de crevasse, os arenitos são laminados, finos e bem selecionados, arcosianos; raras cimentações por sobrecrecimento de feldspato e calcita poiquilotópica, e boa permoporosidade intergranular.

Palavras-chave: Lobo sigmoidal. Canal distributário. Lobo de crevasse. Evolução diagenética.

ABSTRACT

Of the four lacustrine deltaic models, which were found in the Pendência formation, two are represented in the Serraria field. Respectively the deltaic models 1 and 3 shows the reservoir zones A and B. The Zone A is divided into six sub-areas. Each is representing a smaller cycle of development of sigmoidal lobes of deltaic front. Zone B produces in reservoirs of Model 3, or so called "Full delta". The Zone B is formed by overlapping the deltaic plain system over the deltaic/prodeltaic front (model 1). This work uses the method of zooming with the aim to contextualize the geometric aspects of the sand bodies, highlighting the analysis of facies and diagenesis with help of pictures and testimonies of thin sections. The sigmoidal lobes of Zone A are fine to very fine sandstones, well sorted, with a arcosian composition.;practically with a weak compaction and cementation of a kind of film of clay (if very fine) and overgrowth feldspar (fine texture). This silicate phases are succeeded by cementation of poiquilotópica calcite, and after this a stage of dissolution, containing only regular permoporosity for this reservoir. Zone B has a combination of two types of deltaic plain reservoir. One is the rarest of distributary channel and the other the most common of lobes of crevasse. In the channel coarse to medium-grained and poor to moderate sorted sandstones are formed (tuning up), and with a lytic arcosiana nature. Rarely there are cements, including growth of feldspar and rhombohedral dolomite, which prevent a high permoporosity of the reservoir. In the crevasse lobes, the sandstones are laminated, fine and well sorted, arkosic, rarely with overgrowth feldspar and calcite poiquilotópica, and with a good intergranular permoporosity.

Keywords: sigmoidal lobe. distributary channel. crevasse lobe. diagenetic evolution

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 1** - Mapa Geológico e arcabouço tectônico da Bacia Potiguar..... 15
- Figura 2** - Seção geológica A-A' cortando os grábens Apodi e Umbuzeiro. Rifte Potiguar com sequências estratigráficas arcabouço estrutural..... 16
- Figura 3** - Perfil esquemático da Bacia Potiguar central, na sequência rifte mostrando o play petrolífero para o campo de Serraria14
- Figura 4** - Tratamento em display digital os dados em arquivos ".LAS". O produto final é o gráfico de dispersão dos dados 25
- Figura 5** - Subdivisão das zonas A dos reservatórios da formação Pendência 28
- Figura 6** – Contorno estrutural da Zona A-1 – Formação Pendência – campo de Serraria, Bacia Potiguar 30
- Figura 7** – Poço 1-SE-1-RN delimitado pela s formações presentes no campo de Serraria 32
- Figura 8** - Seção 1 estratigráfica *strike* poços 4-SE-8-RN, 3-SE-3-RN e 1-SE-1-RN 34

Figura 9 - Seção 2 estrutural strike poços 4-SE-8-RN, 3-SE-3-RN e 1-SE-1-RN..... 35

Figura 10 - Seção 3 estratigráfica dip, a falha a Norte atua como condutora dos sedimentos para níveis mais baixos, no poço adjacente 3-SE-5-RN não se observa a sedimentação na fase rifte..... 37

Figura 11 - Seção 4 estrutural dip Observa-se que nos perfil RG do poço 3-SE-5-RN não se nota os padrões de anomalias nos sedimentos da formação Pendência como verificado nos poços adjacentes (discordância)..... 38

Figura 12 - Seção 5 estratigráfica dip dos poços 7-SE-41-RN, 7-SE-28-RN, 7-SE-24-RN e 7-SE-37-RN..... 40

Figura 13 – Seção 6, estrutural *dip* - poços 7-SE-41-RN, 7-SE-28-RN, 7-SE-24-RN e 7-SE-7-RN detalhando a zona A, da Formação Pendência..... 42

Figura 14 – Seção estratigráfica 4 - direção strike - poços 7-SE-30-RN, 7-SE-21-RN, 7-SE-18-RN e 7-SE-14-RN detalhando a zona A 43

Figura 15 – Tabela esquemática de fácies e sistema deposicional para campo de Serraria 47

Figura 16 - Poço 7-SE-41-RN perfilado e correlacionado às caixas de testemunho correspondente. Em sequência, de cima para baixo, temos zonas A1, A2, A3 e A4..... 49

Figura 17 - Perfil faciológico e fotos dos testemunhos do poço 7-SE-22-RN	51
Figura 18 - Perfil faciológico e fotos testemunhos do poço 7-SE-24-RN. Localização da retirada de amostras para confecção das lâminas podem ser vistas no perfil	53
Figura 19 – Perfil faciológico do poço 7-SE-7-RN	56
Figura 20 – Fotomicrografias da lâmina do poço 7-SE-7-RN	57
Figura 21 - Fotomicrografias da lâmina do poço 7-SE-22-R, 151,6 m	58
Figura 22 - Fotomicrografias da lâmina do poço 7-SE-22-RN - 1449,1 m ...	59
Figura 23 - Fotomicrografia da lâmina do poço 7-SE-22-RN - 1441,1 m	60
Figura 24 - Fotomicrografias da lâmina do poço 7-SE-22-RN - 1439,5 m	61
Figura 25 - Fotomicrografias da lâmina do poço 7-SE-24-RN - 1421,8 m. ...	62
Figura 26 – Fotomicrografia da lâmina do poço 7-SE-24-RN – 1418,6 m..	63

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Carta estratigráfica Petrobras para o Cretáceo.....	17
---	----

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
2 OBJETIVOS	13
3 GEOLOGIA REGIONAL	14
3.1 BACIA POTIGUAR E ARCABOUÇO TECTONO-ESTRUTURAL.	14
3.2 ARCABOUÇO TECTONO ESTRATIGRÁFICO DA BACIA POTIGUAR NA FASE DE DEPOSIÇÃO DA FORMAÇÃO PENDÊNCIA.....	16
4 PLAY PETROLÍFERO	19
4.1 PLAY PETROLÍFERO NO CAMPO DE SERRARIA	19
4.2 RESERVATÓRIOS DELTAICO-LACUSTRES	23
5 MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO	24
5.1 LEVANTAMENTOS BIBLIOGRÁFICOS	24
5.2 BASE DOS DADOS	24
5.3 INTERPRETAÇÃO ESTRATIGRÁFICA-ESTRUTURAL	29
5.4 INTERPRETAÇÕES DE DIAGÊNESE E PETROGRAFIA	29
6 RESULTADOS	30
6.1 ARQUITETURA TECTONO-ESTRATIGRÁFICA	30
6.2 AMBIENTES DEPOSICIONAIS	44
6.3 ANÁLISE DE FÁCIES	47
6.4 DIAGÊNESE E PERMOPOROSIDADE	54
7 CONSIDERAÇÕES FINAIS	64

1. INTRODUÇÃO

A Bacia Potiguar localiza-se na margem equatorial brasileira, compreendendo uma área emersa e outra submersa. Historicamente a descoberta de petróleo na bacia se deu na parte submersa em 1972 (campo de Ubarana) e na parte emersa em 1979 (Campo Mossoró). O poço pioneiro descobridor do campo Serraria, focalizado nesse estudo, data do ano 1982.

É uma bacia do tipo rifte intracontinental e os primeiros sedimentos a se depositarem logo acima da Província Borborema datam do Neocomiano (Formação Pendência, objeto deste trabalho).

Della Fávera (2001, p. 207) subdividiu a formação Pendência em quatro sequências estratigráficas ou ciclos estratigráficos, que compreendem diferentes estágios de evolução sedimentar.

O *play* petrolífero da bacia está ligado tanto a aspectos estruturais quanto estratigráficos. Os principais prospectos estão associados a falhas normais com rotação de blocos, falhas normais antitéticas, falhas normais com rejeito lateral, falhas de transferência e deslizamentos gravitacionais. O campo de associa-se a deslizamentos gravitacionais que geraram estruturas anticlinais (BERTANI et al., 1989).

A Formação Pendência no campo Serraria possui três marcos estratigráficos, sendo chamados A, B e C, atuando como rochas selantes e também geradoras de hidrocarbonetos. São três zonas-reservatório, delimitadas-seladas por folhelhos (lacustres transgressivos, e marcos estratigráficos).

Neste trabalho, são investigados dois modelos deltaicos como descrito por Alves (1985) que analisou o campo de Serraria, destacando os aspectos estruturais e estratigráficos, bem como a petrologia e petrofísica dos reservatórios, e a respectiva calibração dos dados com os perfis Raio Gama, Elétrico e Densidade-Neutrão.

2. OBJETIVOS

Por meio do método *zoom*, objetiva-se a análise dos reservatórios deltaico-lacustres do campo de Serraria, desde a contextualização da fase rifte da bacia até a análise petrográfica de lâminas delgadas.

Objetiva-se, também, a capacitação do aluno em técnicas de análise de reservatório de campo de petróleo, sob a ótica sistêmica de macro-escala (geometria dos corpos arenosos), meso-escala (análise de fácies deltaicas e lacustre) e micro-escala (análise da diagênese e permoporosidade final de fácies-reservatório).

3. GEOLOGIA REGIONAL

3.1 - BACIA POTIGUAR/ARCABOUÇO TECTONO-ESTRUTURAL

A Bacia Potiguar é a mais oriental da margem equatorial brasileira abrangendo na porção emersa uma área de 22.500 km², e na parte submersa 26.500 km².

A Bacia Potiguar faz parte de um sistema de bacias sedimentares do nordeste brasileiro que se desenvolveu sobre o embasamento da Província Borborema, que é constituído de diversas faixas supracrustais, dispersas através de um terreno gnáissico-migmatítico com vários *trends* estruturais a norte e a sul (MATOS et al, 1987, p.162).

Tal como outras bacias nordestinas (e.g., bacias do Recôncavo, Tucano-Jatobá, Sergipe Alagoas, Araripe e Rio do Peixe) sua origem liga-se ao Eocretáceo (Idades Rio da Serra e Aratu) sob um modelo de rifte intracontinental em resposta a um processo de estiramento e afinamento crustal.

A implantação da bacia deu-se ao longo de grandes falhas normais de direção preferencialmente NE, com direção principal de estiramento WNW durante a fragmentação do supercontinente Gondwana (BERTANI et al., 1989)

Em tempos Buracica e Jiquiá houve reativações tectônicas ao longo dos riftes, devido à continuidade do processo de estiramento crustal.

No Albiano completou-se a fragmentação do continente Gondwana, com a deposição de sedimentos marinhos transgressivos nas bacias marginais equatoriais e orientais do Brasil. (MATOS ET AL., 1987, p.162).

O rifte Potiguar foi gerado por esforços distensivos de direção WNW no período Neocomiano, implantado em um sistema de falhas normais de direção NE interceptadas por prováveis falhas de transferência de direção EW/ WNW (BERTANI ET AL., 1989).

Apresenta-se em formato de um paralelogramo alongado nas direções ENE, cortado por falhas de transferência de direção WNW. O rifte se aloca entre as plataformas de Aracati e plataforma Leste, possuindo como limites as seguintes feições:

a oeste, a linha de charneira de Areia Branca; ao Leste pelo sistema de falhas de Baixa Grande e falha de Carnaubais e a sul pela falha de Apodi sul (MATOS ET AL, 1987). (figura 1)

O rifte apresenta-se compartimentado em dois grandes meio grábens de direção NE e basculados para SE (Grábens Apodi e Umbuzeiro) (MATOS ET AL, 1987, p. 162) (figuras 2).

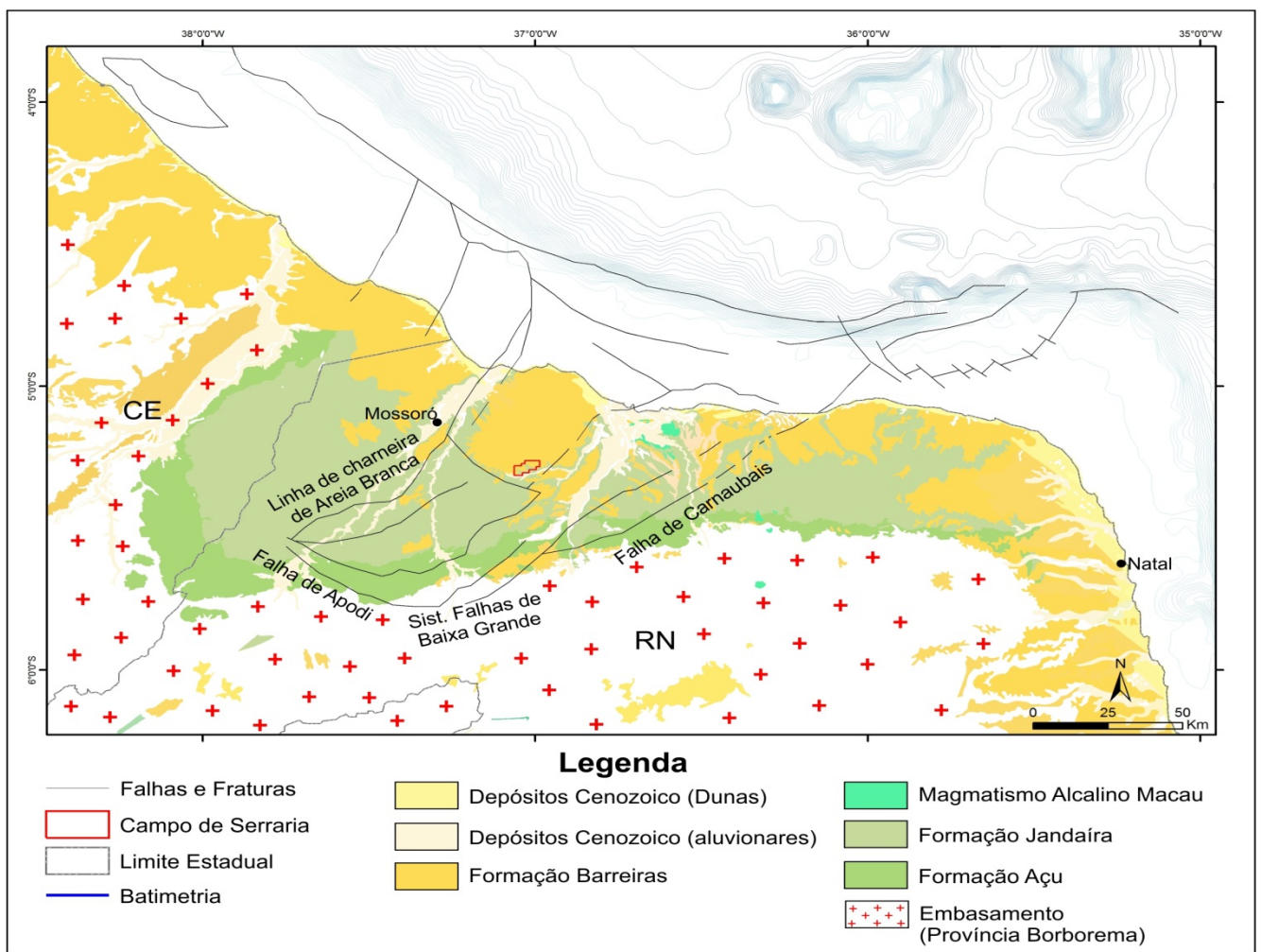


Figura 1 – Mapa Geológico e arcabouço tectônico da Bacia Potiguar

Fonte: Modificado CPRM 2001.

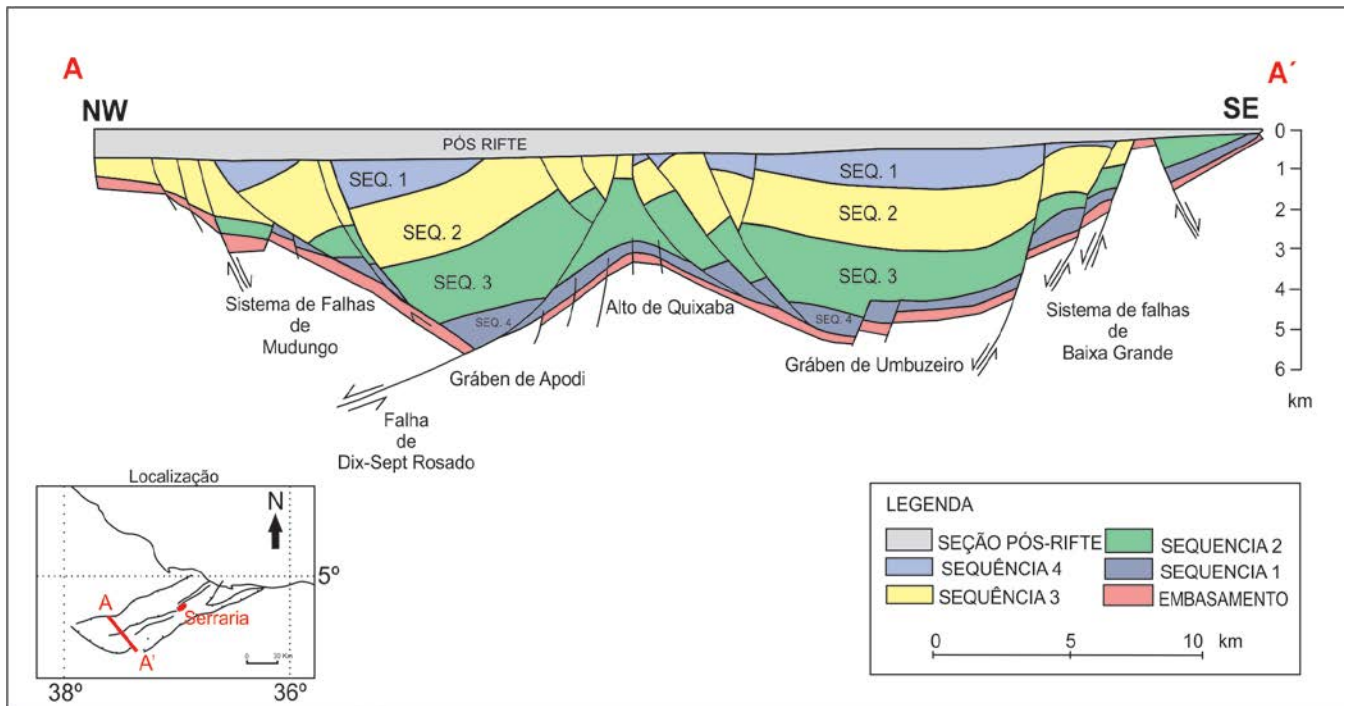


Figura 2 - Seção geológica A-A' cortando o rifte Potiguar, com as sequências crono-estratigráficas.

Fonte: Adaptado (SOARES & ROSSETTI 2005)

3.2 ARCABOUÇO TECTONO-ESTRATIGRÁFICO DA BACIA POTIGUAR NA FASE DE DEPOSIÇÃO DA FORMAÇÃO PENDÊNCIA PENDÊNCIA

O preenchimento sedimentar da Bacia Potiguar está intrinsecamente ligado às fases evolutivas que a bacia passou ao longo do tempo, evoluindo de uma sedimentação siliciclástica associada a um rifte continental para uma sedimentação marinha.

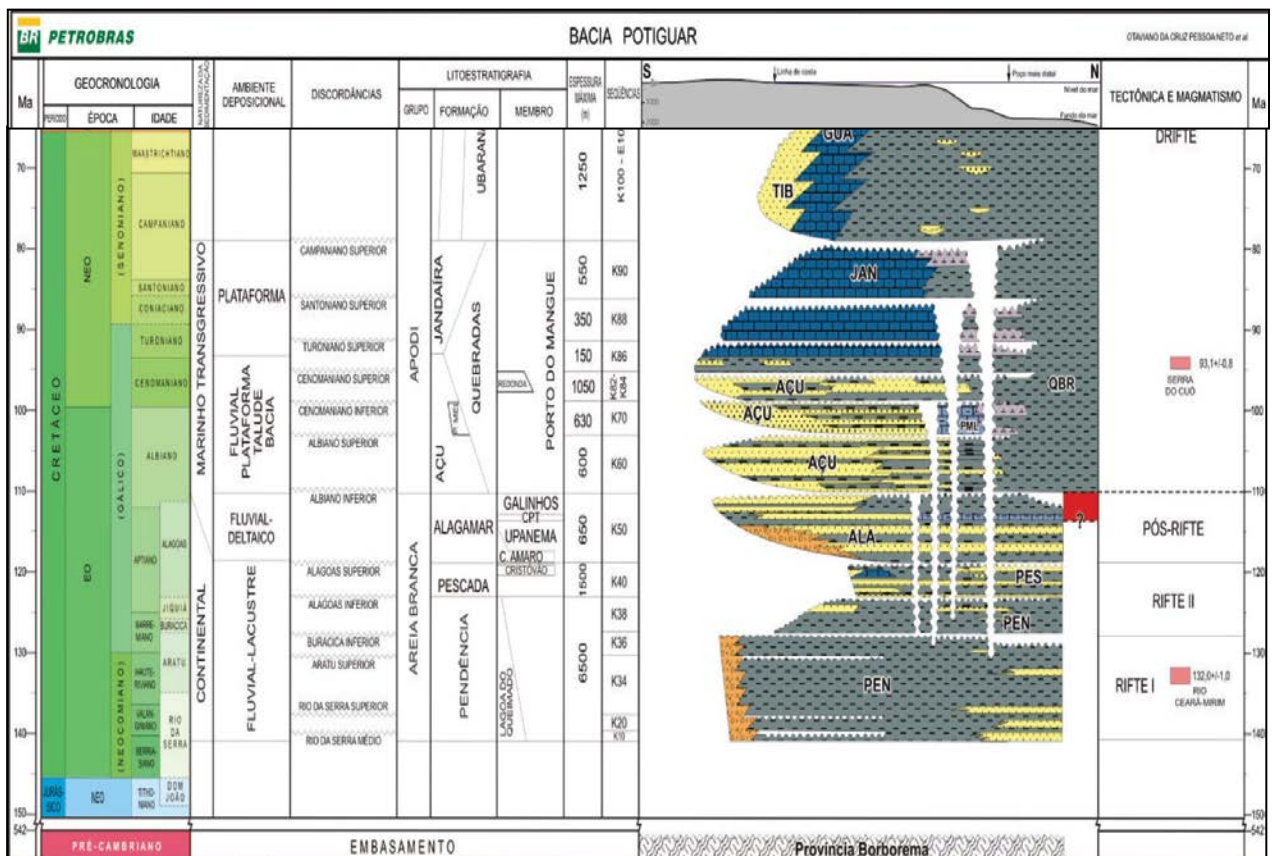
Bertani (1990, p. 88) reconheceu e separou três fases tectonosedimentares distintas para a bacia: a) distensão e afinamento crustal; b) soergimento; c) subsidência térmica. As duas primeiras fases são assim caracterizadas por aquele autor:

Na fase de distensão ocorreu um intenso tectonismo e uma rápida subsidência; observou-se a formação de grábens assimétricos e a deposição de fanglomerados,

folhelhos lacustres e arenitos flúvio deltaicos; sedimentos constituintes da parte inferior da formação Pendência,

Durante a fase de soerguimento de ocorreu nos tempos Jiquiá e Alagoas, registrou-se concomitante e predominantemente uma sedimentação fluvial; estes sedimentos constituem a parte superior da formação Pendência (destaque na figura 4).

Quadro 1 - Carta Estratigráfica Petrobras para o Cretáceo.



Quadro 1 - Carta Estratigráfica Petrobras para o Cretáceo.

Fonte: Petrobras. Neto, O.C.P. (2008)

Como observado os sedimentos da formação Pendência acumularam-se no intervalo de tempo, Rio da Serra - Alagoas e pertencem ao Grupo de Areia Branca. As

principais litologias são folhelhos, folhelhos radioativos, siltitos, arenitos médio, finos a muito finos, e fanglomerados na borda, como descritos nas unidades no trabalho de Soares e Rossetti (2005). Os sedimentos tendem a se espessar conforme se direciona à parte submersa da bacia, devido à interação de aporte sedimentar e espaço de acomodação.

Como dito anteriormente o enfoque deste trabalho é a formação Pendência, em razão de apresentar-se tanto como rocha geradora de hidrocarbonetos quanto rochas reservatórios.

Essa formação compreende as fases rift I e II da bacia Potiguar, com sedimentação de conglomerados proximais aos paleocanais, passando para arenitos flúvio deltaicos e folhelhos lacustres.

Della Fávera (2001), como na figura 2, por exemplo, divide a estratigrafia desta formação em quatro sequências deposicionais, utilizando para isso discordâncias observadas em seções sísmicas e perfis elétricos. Extrai-se daquele autor a descrição das sequências da fase Rife I (figura 2).

Sequência 1: De idade Rio da Serra, constitui a seção mais antiga da Formação Pendência, com sedimentação logo acima da Província Borborema. Trata-se de uma sequência de mar profundo. Envolve por folhelhos lacustres, siltitos, arenitos turbidíticos finos e conglomerados de leques aluviais.

Sequência 2 : De idade Rio da Serra, separando-se da sequência 1 por uma discordância bem marcada. Caracteriza-se por um intervalo transgressivo (lago profundo), na parte inferior, e outro regressivo na parte superior, tendo entre esses intervalos uma separação argilosa.

O intervalo transgressivo (trato de lago profundo) marca a implantação definitiva do rifte na bacia e é representado por folhelhos lacustres intercalados a espessos pacotes de arenitos e conglomerados depositados como fluxos gravitacionais. Já no intervalo regressivo, em algumas áreas nota-se a incursão de deltas, caracterizando um ambiente com rebaixamento do nível do lago.

Sequência 3: de idade neo-Aratu, apresenta bons marcos litoestratigráficos, sendo marcado por fortes refletores na sísmica. Representa um grande ciclo regressivo contendo em sua porção mediana um afogamento regional (Folhelho Livramento). Os estratos acima representam um sistema de lago raso, apresentando grande ciclicidade.

Braid-deltas e *fan-deltas* são os principais sistemas deposicionais encontrados na Sequencia 3. Cada ciclo na verdade é uma parasequencia, separados por marcos estratigráficos radioativos (e.g. marcos A, B e C).

Junto ao depocentro do lago, concentram-se os turbiditos de frente deltaica, além dos clásticos associados ao sistema de fan-deltas da falha de Carnaubais, fase marcante do assoreamento do gráben.

Sequência 4: De idade neo-Aratu, é a sequência que recobre os demais sedimentos da formação Pendência. Já não se observa os ciclos como descritos na sequência anterior. Litologicamente é representada por folhelhos e arenitos com predomínio de fácies aluviais.

4. PLAY PETROLÍFERO

4.1 PLAY PETROLÍFERO NO CAMPO DE SERRARIA

A definição de *play* petrolífero relaciona prospectos geneticamente correlacionados, do ponto de vista de sistemas petrolíferos. Prospecto por sua vez é entendido como sendo o estudo das feições estruturais e/ou estratigráficas, existentes numa bacia sedimentar, podendo ser mapeada para posterior alocação de um poço de perfuração se obtiver potencial para constituir uma acumulação de hidrocarbonetos.

A produção de óleo na bacia Potiguar provém de reservatórios siliciclásticos depositados durante os estágios rifte (Formação Pendência), transicional (Formação Alagamar) e drifte (Formação Açú). Em cada sequência o “habitat” do óleo relacionado a estilos estruturais e tipos de reservatórios específicos Bertani (1989, p.89).

Os processos sedimentares que atuaram no preenchimento da bacia foram determinantes para ocorrência de fácies reservatórios em cada um das sequencias descritas anteriormente, podendo ser distribuídos em:

- *Fan-deltas*
- Turbiditos
- *Deltas*

Depósitos de fan-delta ocorrem na Formação Pendência próximos a falha de Carnaubais, são representados litologicamente por uma associação de fácies grosseiras de leques aluviais (arenitos conglomeráticos e conglomerados), arenitos finos a médios e folhelhos Bertani (1989, p.90).

Depósitos turbidíticos, possuem ampla distribuição em toda a formação Pendência, no campo de Upanema. Característica associação de arenitos finos/ muito finos com folhelhos bacinais lacustres Bertani (1989, p.90).

Depósitos deltaicos têm maiores expressões no campo Serraria, apresentando duas fácies distintas:

- Sedimentos de Planície deltaica
- Sedimentos de Frente deltaica

Na planície deltaica, os sedimentos foram depósitos em paleocanais distributários, as litologias englobam arenitos conglomeráticos a médios, com estratificação cruzada acanalada ou tabular, localmente maciço, apresentando estruturas de fluidização e fragmentos de folhelhos dispersos, Alves (1985).

Já na frente deltaica, característica da Zona A, do campo Serraria, fica caracterizado por arenitos finos a muito finos, micáceos, maciços ou apresentando estratificação plano-paralela, estratificação laminação cruzada ou estruturas de fluidização, Alves (1985).

De forma mais esparsa ocorrem também climbing ripples, estruturas de cargas, intraclastos de argila, fragmentos de carvão e bioturbação. Nessa zona da formação

pendência as principais estruturas para a porosidade do campo são em ordem de importância: microporosidade, porosidade intragranular e porosidade intergranular, , Alves (1985).

Devido ao fato dos sedimentos da Formação Pendência (depósitos deltaicos) ter sido depositada imediatamente acima do embasamento (Província Borborema), eles ficam sujeitos a um sistema de deformação muito mais intenso que nas demais formações, apresentando estruturas que, do ponto de vista exploratório, são mais interessantes de serem estudadas.

Segundo Alves (1985, p. 8 e figura 3) a acumulação de óleo na bacia é controlado predominantemente por fatores estruturais (figura 6), com arqueamento da seção reservatório da Formação ocorrendo na forma de *rollover* reverso, causado por falhamentos lítricos originados pelo fluxo sedimentar sobre uma rampa do embasamento. Para sudoeste os reservatórios são controlados por acunhamento estratigráfico. As trapas podem ser do tipo estratigráfico, estrutural ou misto.

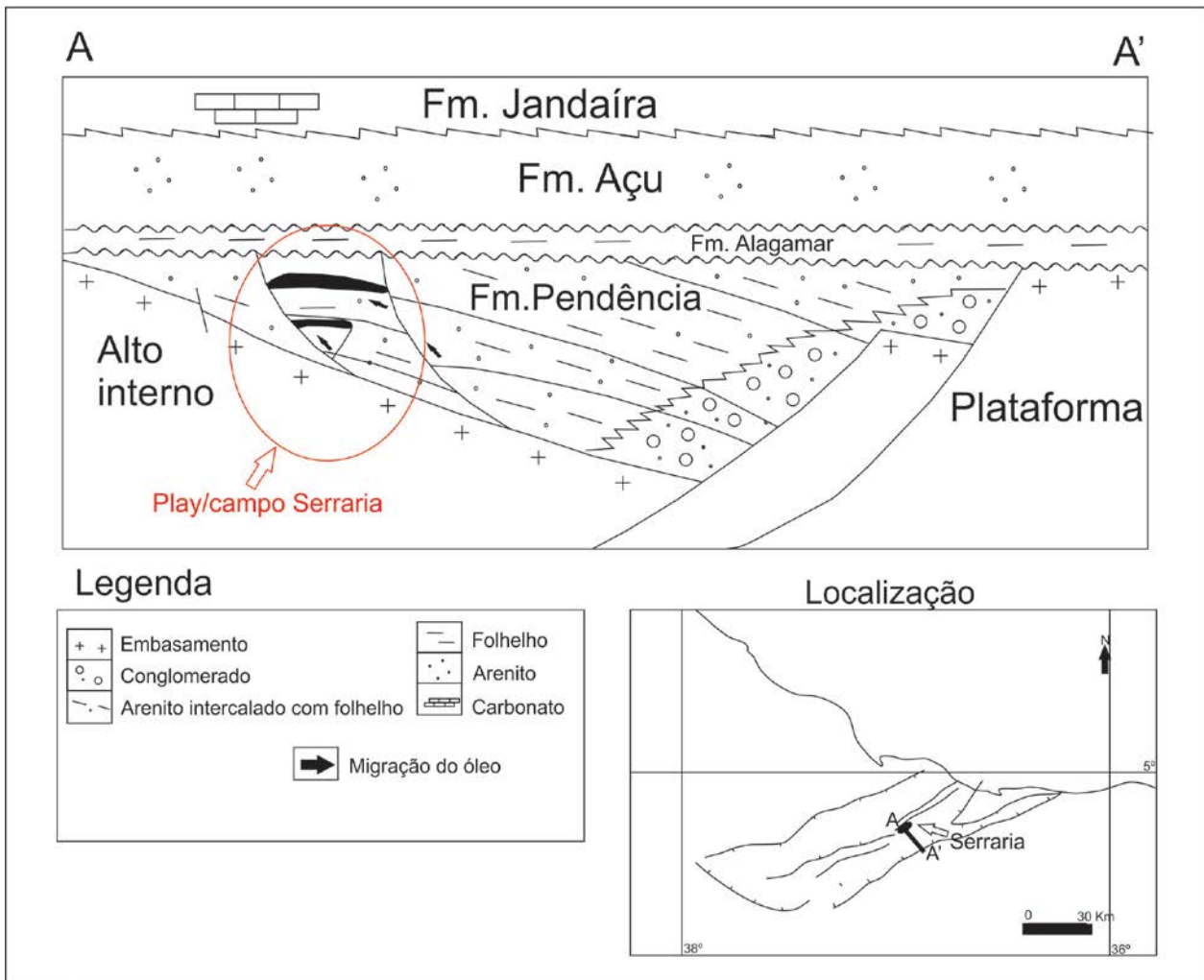


Figura 3 - Perfil esquemático da área central da Bacia Potiguar seqüência rifte, mostrando o *play* petrolífero para o campo de Serraria.

Fonte: Adaptado (BERTANI 1989)

4.2 RESERVATÓRIOS DELTAICO-LACUSTRES

Rochas-reservatório de origem deltaica representam o melhor prospecto petrolífero da fase rifte lacustre nas bacias Potiguar e Recôncavo. Quatro modelos de deltas foram propostos por Castro (1994), todos tendo, em comum, um arranjo granocrescente ascendente (forma de "funil") seguido de um arranjo granocrescente descendente (forma de "sino") que caracterizam depósitos turbidíticos de águas profundos e rasas (CASTRO, 1992).

O primeiro modelo (tipo 1) representa um lobo sigmoidal, com depósitos de suspensão de frente deltaica (*turbidite-like*); que pode ser sobreposto por depósitos tracionais de barra de foz de rios distributários, formando um segundo modelo (tipo 2), ou ser sucedido por depósitos de planície deltaica, com associação de canais distributários.

O terceiro modelo (tipo 3), lobo sigmoidal lacustre foi ilustrado em superfície pelo clássico "delta de Alcan", no Recôncavo Baiano, e lobos de crevasse.

O quarto tipo é uma variante do terceiro modelo do qual se diferencia por apresentar texturas grossas/ conglomeráticas, principalmente na planície deltaica, correspondendo a um *braid-* ou *fan-delta*.

No campo Serraria as zonas A e B, correspondem respectivamente aos modelos do tipo 1 e 3. Apresentando também a variação de rochas conglomeráticas e com granulometria mais grosseira.

5 MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO

5.1 LEVANTAMENTOS BIBLIOGRÁFICOS

Consultaram-se trabalhos anteriores sobre a bacia Potiguar, especialmente sobre o campo de Serraria como, por exemplo, os trabalhos de Bertani et al. (1989), Matos et al. (1987) Castro (1996) e Della Fávera et al. (1994)

Foi particularmente de grande ajuda todos os dados publicados na tese de Alves (1985) que descreveu a petrografia e diagênese dos reservatórios da formação Pendência.

5.2 BASE DOS DADOS

Nessa etapa solicitou-se junto ao BDEP – Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP (Agência Nacional do Petróleo) dados de seis poços pré-selecionados sendo eles 1-SE-0001-RN, 3-SE-0002-RN, 3-SE-0003-RN, 3-SE-0004-RN, 3-SE-0005-RN e 4-SE-0008-RN, apresentando as seguintes propriedades Perfil Raio Gama (RG), Perfil Indução (ILD), Perfil Densidade (RHOB), Perfil Neutrão (NPHI) e Perfil Sônico (DT), com os seguintes perfis: Raio Gama, Indução I, Densidade, Nêutron e Sônico. Todos os dados solicitados são públicos e gratuitos para utilização acadêmica.

Os dados fornecidos chegam em formato .LAS, sendo necessário um posterior tratamento em *display* digital, confeccionando assim gráficos de dispersão com linhas suaves, possibilitando uma melhor visualização dos dados afixando as profundidades no eixo “y” e propriedades referentes aos valores medidos das propriedades no eixo “x” (Figura 4).

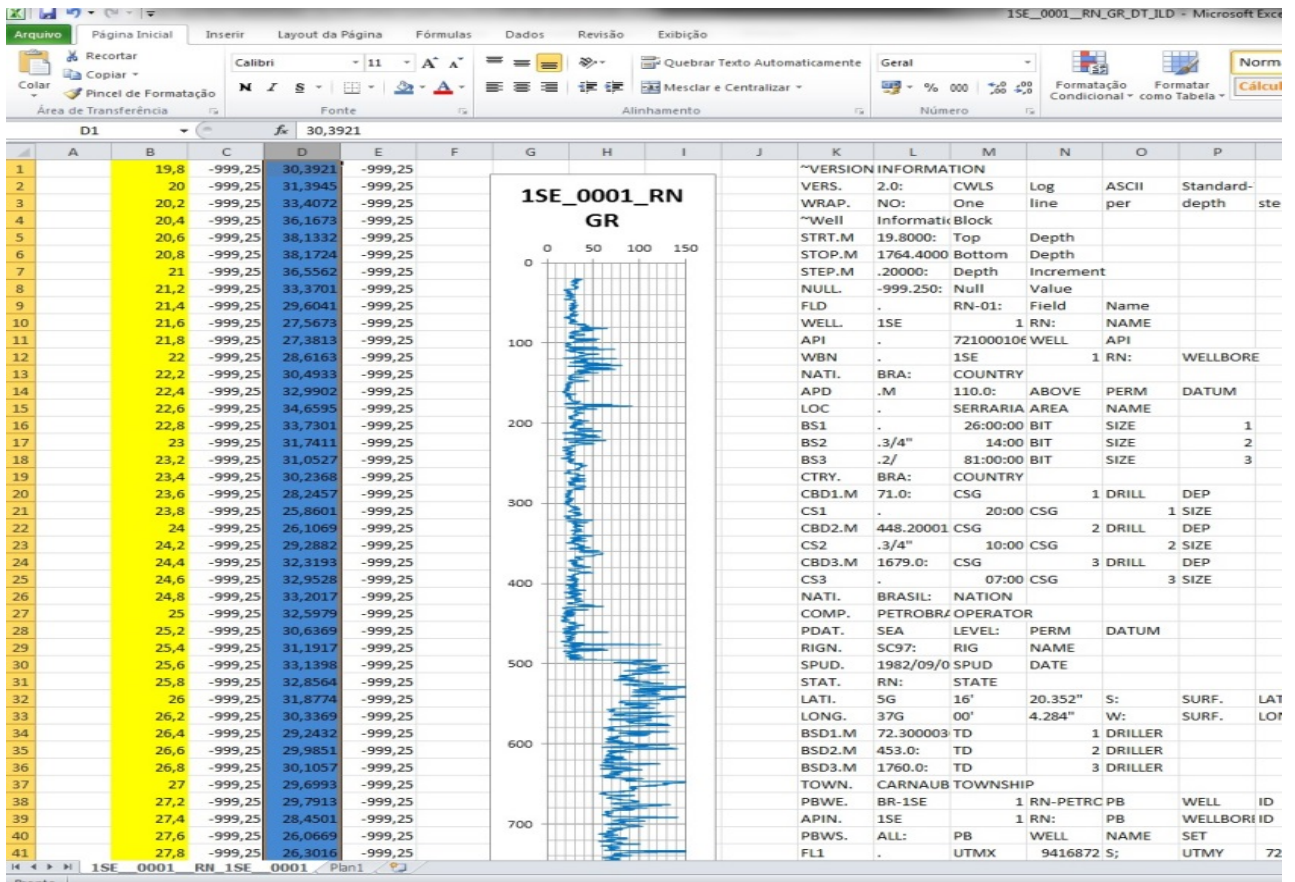


Figura 4 - Tratamento em display digital dos dados em arquivos ".LAS". O produto final é o gráfico de dispersão dos dados.

Após a finalização da perfuração do poço pioneiro-descobridor do campo de Serraria (1-SE-1-RN), utilizou-se uma instrumentação específica para cada tipo de propriedade a ser diagnosticada, cada uma das propriedades revelam determinadas características que serão abordadas a seguir:

Perfil Raio Gama (RG) - caracteriza a presença de traços de radioatividade nos sedimentos: quanto maior a facilidade de agregar minerais radioativos em sua estrutura, maior será o valor medido pelo instrumento. Rochas com granulação mais fina possuem maior facilidade de agregar determinados minerais radioativos, sendo assim valores mais altos foram interpretados como folhelhos. Folhelhos com alto índice de API foram marcados como folhelhos muito radioativos; sendo chamados de marcos estratigráficos, como por exemplo, o marco A.

Perfis de Resistividade (ILD) indicam o quanto resistivo é a rocha quando uma corrente elétrica atravessa o meio da rocha. Valores altos indicam presença de um meio com resistividade maior, que no caso das interpretações dos perfis quando há valores altos em uma rocha porosa essa passa a ser interpretada como uma possível rocha reservatório.

Perfis de Densidade (FDC ou RHOB) indicam um peso relativo das formações adjacentes, de modo que quanto maior a densidade menos porosa é rocha, nos perfis, valores baixos associados a altos valores de RG possibilitam a identificação de uma rocha porosa.

Perfis de Nêutron (CNL ou NPHI) indicam a capacidade da formação rochosa em absorver uma determinada quantidade de gás injetado. É uma técnica nuclear capaz de determinar parâmetros como densidade, porosidade e argilosidade. Também fornecem ferramentas auxiliaadoras para interpretar litologias atravessadas e identificar zonas com óleo e gás. Quanto maior o valor, maior a absorção do gás e mais porosa é a rocha e possível presença de hidrocarbonetos.

No presente trabalho utilizou-se uma técnica de interpolação de dados através dos perfis RHOB e NPHI. Para isso é necessário que se inverta a ordem do perfil NPHI de modo que os valores maiores fiquem à esquerda e os valores menores à direita. Feito isso, o resultado apresentado são zonas de interceptação dos gráficos, apresentando áreas de baixa densidade e baixa quantidade de nêutron; isto evidencia uma zona de rochas potencialmente porosas e com possível presença de hidrocarbonetos.

Com as interpretações, obtiveram-se resultados quanto ao detalhamento das rochas do Campo Serraria, criando assim uma visão da estratigrafia do Campo.

A Formação Pendência, objetivo principal desse trabalho, foi detalhada de maneira a delimitar a zona reservatório de maior importância econômica no campo, a Zona A, bem como suas subzonas.

A zona A é delimitada em seis subzonas, sendo limitadas por dois marcos estratigráficos de folhelhos radioativos chamados de Marco "A" acima e Marco "B" abaixo, sendo esse o topo de outra zona a zona B (figura 8)

Utilizou-se outros dados complementares referentes aos poços 3SE-007-RN, 3SE-0019-RN e 3SE-0041-RN, de grande ajuda para melhor entendimento da delimitação das subzonas, geometria dos reservatórios de cada subzona, estratigrafia, espessuras, arquiteturas estratigráficas e estruturais.

Os poços 3SE-0002-RN e 3SE-0005-RN, secos apresentam o topo da Formação Pendência erodido, evidenciando uma possível zona de falha entre os poços adjacentes e dificultando assim uma correlação efetiva entre eles.

Os poços 7-SE-22-RN e 7-SE-24-RN foram testemunhados e fotodocumentados; foram utilizados para análise de fácies e localização de lâminas delgadas.

As lâminas delgadas descritas no trabalho correspondem aos poços 3-SE-7-RN, 7-SE-22-RN e 7-SE-24-RN.

O poço 1-SE-1-RN foi usado para calibrar as demais seções, sendo subdividido em sete subzonas na Zona A (Figura 5)

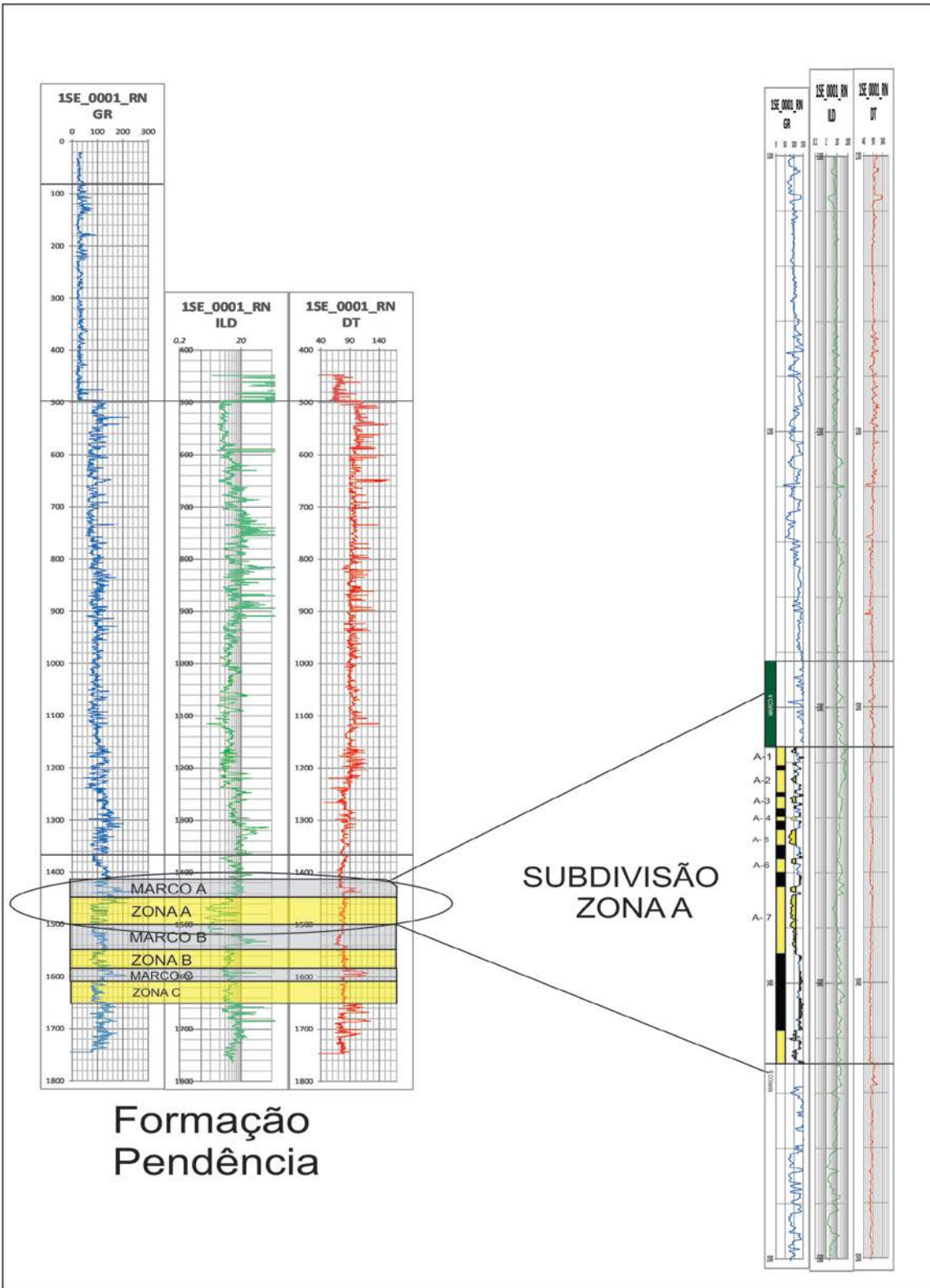


Figura 5 - Subdivisão das zonas dos reservatórios da formação Pendência.

5.3 INTERPRETAÇÃO ESTRATIGRÁFICA-ESTRUTURAL

Foram utilizados dados dos BDEP e dados publicados para confecção de mapas contendo seções *dip* e *strike* do campo Serraria.

Foi possível observar feições estratigráficas e estruturais da Formação Pendência bem como ideias gerais do comportamento das demais formações. Também em escala de detalhe observou-se o comportamento das subzonas da formação Pendência.

5.4 INTERPRETAÇÕES DE FÁCIES

Com base no trabalho de Alves (1985) descreveu-se e classificaram-se as litofácies presentes no campo Serraria através de testemunhos de seis poços.

Através da dissertação de Alves (1985) se teve acesso a poços testemunhados dos poços 7-SE-22-RN, 7-SE-24-RN e 7-SE-41-RN, que foram interpolados com as fotos de testemunhos. As lâminas delgadas foram posicionadas de acordo com sua profundidade.

5.5 INTERPRETAÇÕES DE DIAGÊNESE E PETROGRAFIA

Nessa etapa foram descritas sete lâminas delgadas referentes aos poços 3SE-007-RN, 7-SE-22-RN e 7-SE-24-RN.

A descrição objetivou descrever a composição mineralógica, seleção dos grãos, tipo de rocha, vestígios de sedimentação, sobrecrecimento de cimento e por fim, determinar uma diagênese para área.

6. RESULTADOS

6.1 ARQUITETURA TECTONO-ESTRATIGRÁFICA

Para o estudo das geometrias dos reservatórios da formação Pendência utilizou-se o mapa de contorno estrutural do topo da zona A-1 (figura 6); nele observa-se quatro grandes falhas, sendo duas a norte e duas a sul, estando encaixadas num *trend* WSW-ENE. A maioria dos poços produtores localiza-se no bloco intermediário entre as falhas. O topo da subzona A-1 do poço 7-SE-0007-RN encontra-se mais elevado que os poços adjacentes; os topos da subzona tendem a ficar cada vez mais profundo conforme a direção SE.

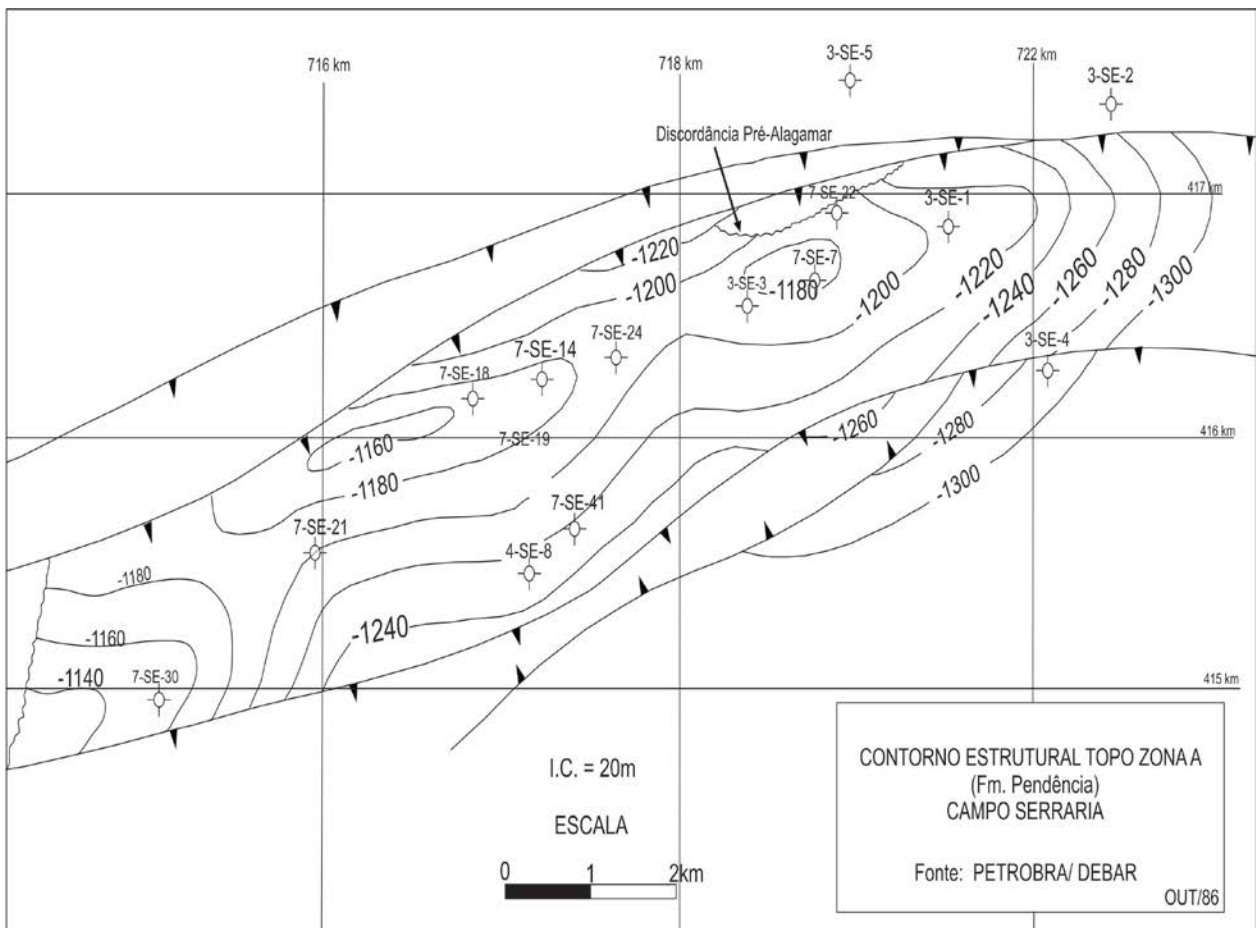


Figura 6 – Contorno Estrutural da Zona A-1 – Formação Pendência – Campo Serraria, Bacia Potiguar.

Com os perfis confeccionados a partir dos dados .LAS foi possível interpretar as diferentes respostas das propriedades litológicas, tendo como modelo o poço pioneiro (1-SE-1-RN). Observam-se cinco diferentes formações como descritas na literatura, dando-se maior destaque para Formação Pendência, alvo do estudo (figura 7).

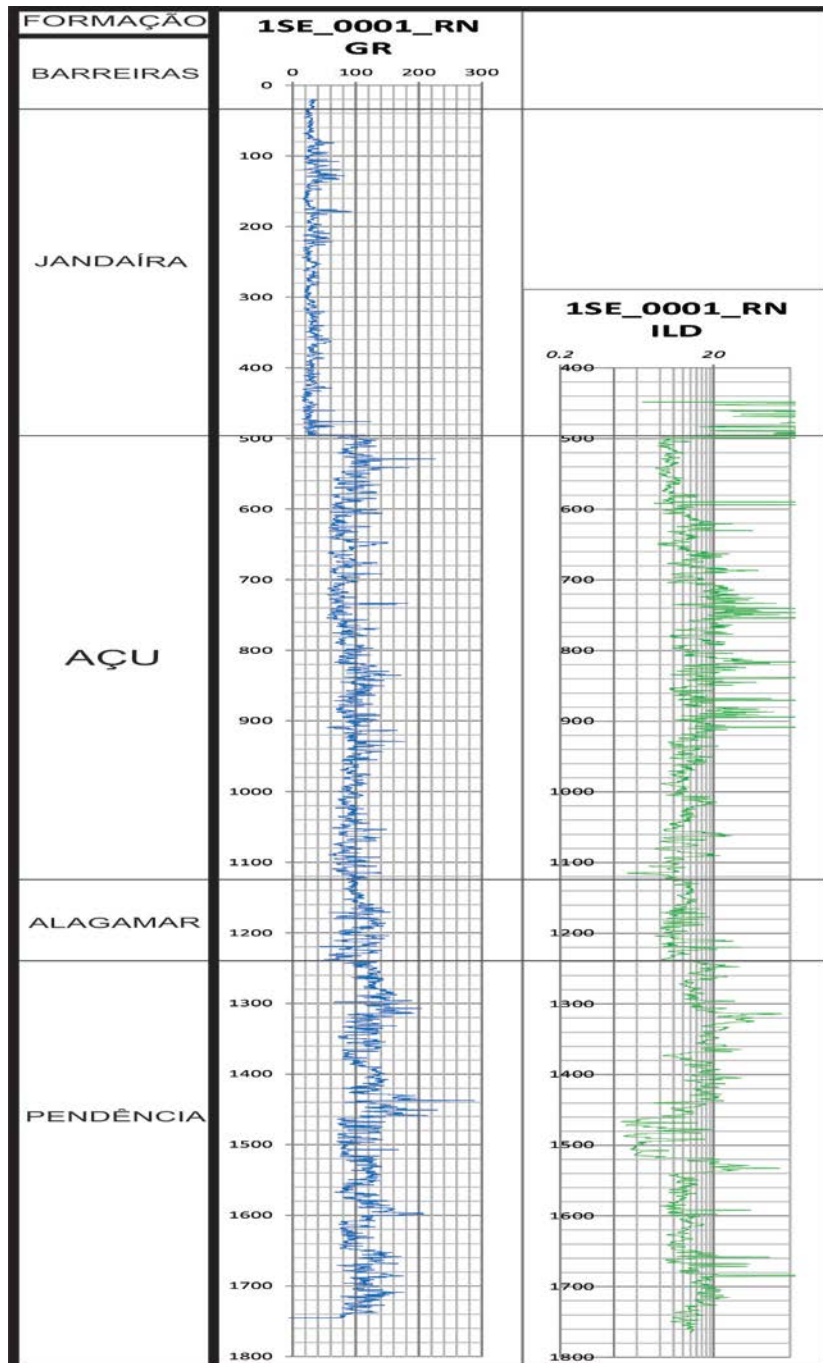


Figura 7 - Poço 1-SE-1-RN delimitado pelas formações presentes no campo Serraria

Foram confeccionadas sete seções, sendo 4 estratigráficas e 3 estruturais para melhor compreensão do comportamento das zonas reservatórios da fase rifte da bacia – formação Pendência (figuras 8, 9, 10, 11, 12, 13 E 14).

Na Seção 1 estratigráfica *strike* (figura 8) e Seção 2 estrutural *strike* (figuras 9) foram utilizados os poços 4-SE-8-RN, 3-SE-3-RN e 1-SE-1-RN; Foram correlacionadas às zonas da Formação Pendência (A, B e C), separadas por uma camada de folhelhos radioativos, chamados de marcos (A,B e C, respectivamente). Para isso utilizou-se os perfis RG e ILD.

O marco C não foi encontrado no poço 3-SE-3-RN, não se podendo correlacionar com os poços adjacentes. No mesmo poço o topo da Formação Pendência não foi identificado, podendo não ter sido depositado ou ter sido erodido..

Entre os marcos A, B e C, encontram-se níveis contendo sedimentos arenosos intercalados com silte e folhelhos, formando as principais rochas reservatórios da Formação Pendência, no campo de Serraria, são nessas zonas onde o óleo é acumulado.

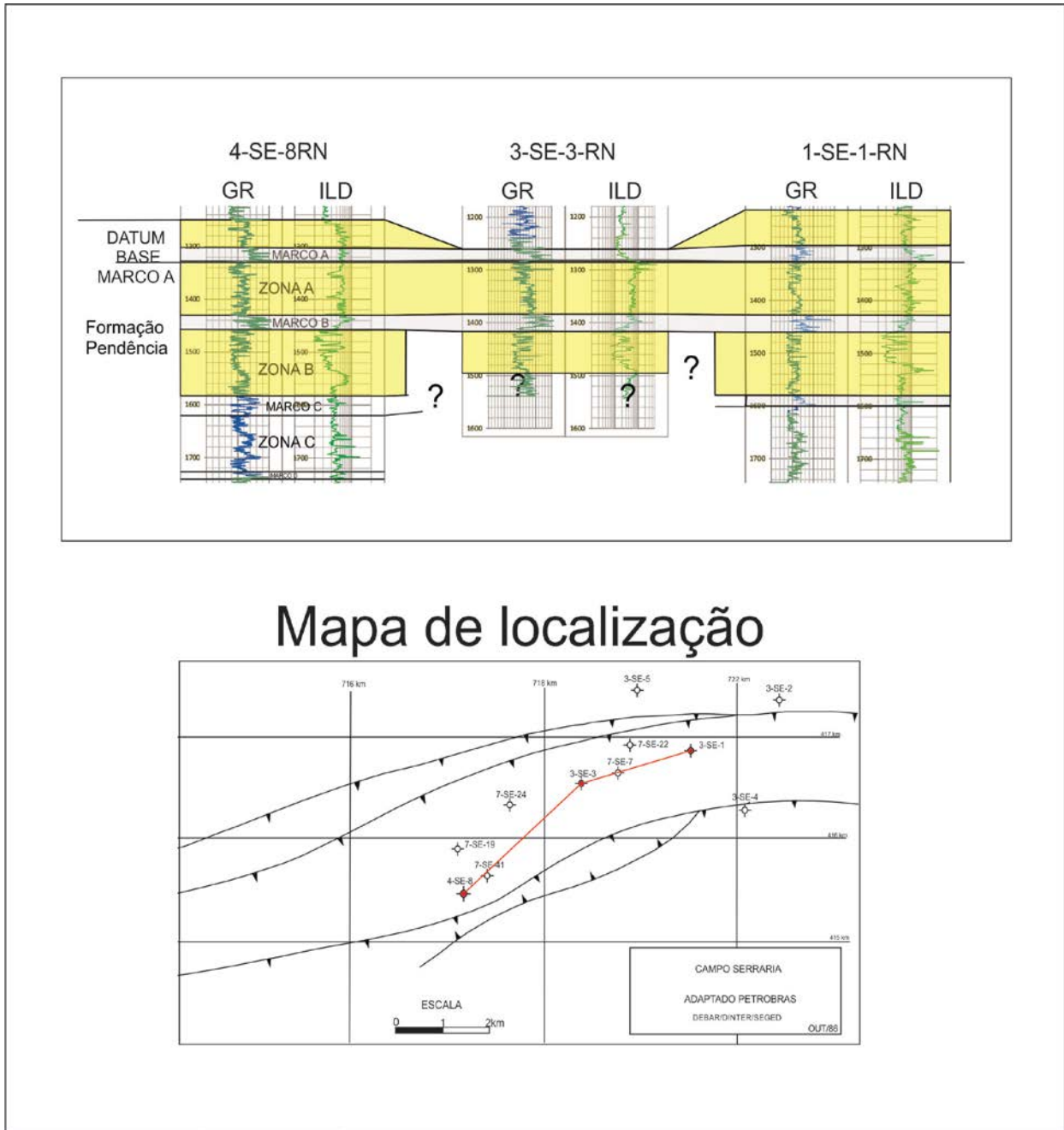


Figura 8 – Seção 1 estratigráfica *strike* poços 4-SE-8-RN, 3-SE-3-RN e 1-SE-1-RN

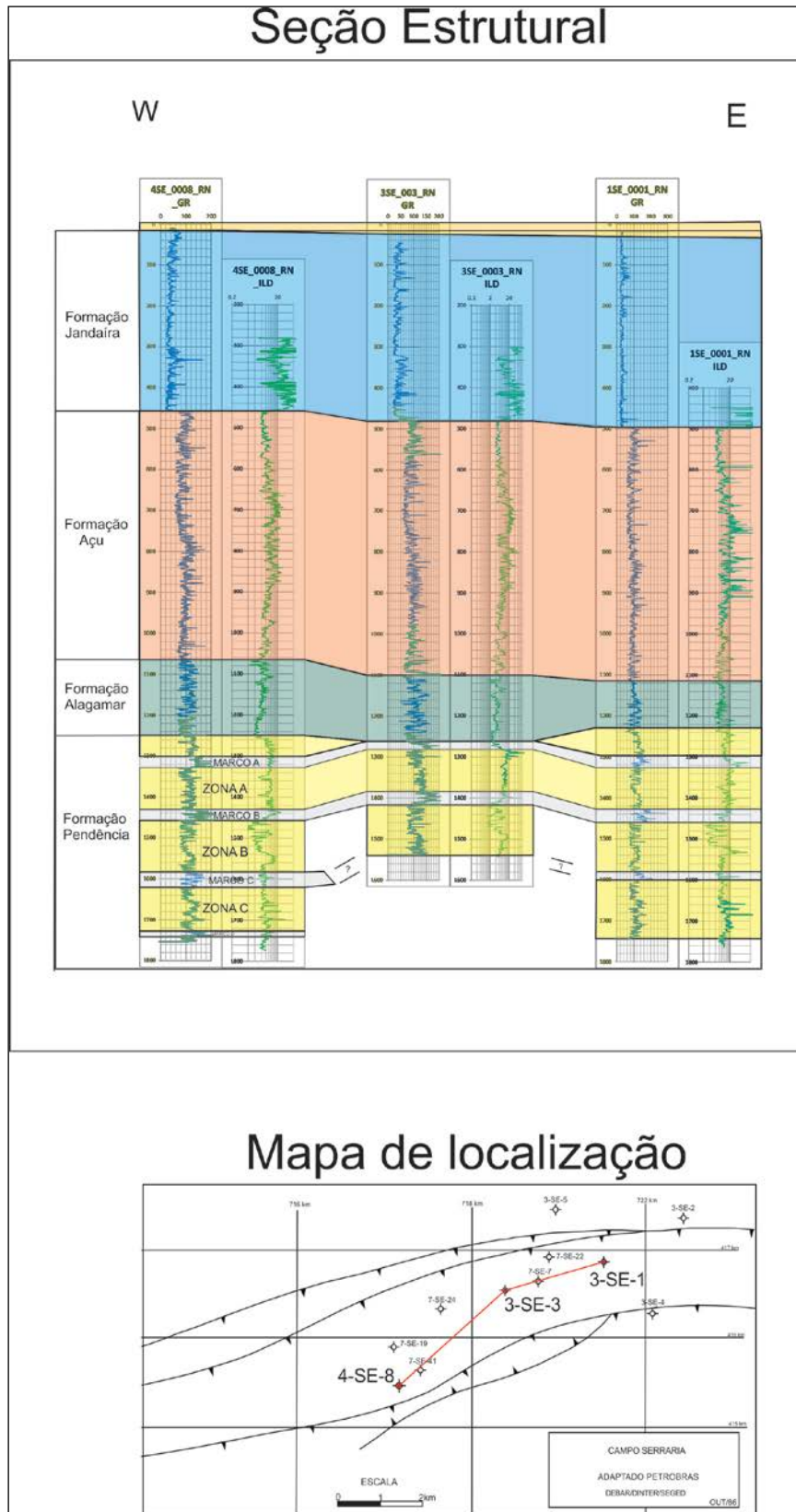


Figura 9 - Seção 2 estrutural strike poços 4-SE-8-RN, 3-SE-3-RN e 1-SE-1-RN

Na Seção 3 estratigráfica *dip* (figura 10) e na Seção 4 estrutural *dip* (figura 11) foram utilizados os poços 3-SE-5-RN, 1-SE-1-RN e 3-SE-4-RN, onde são correlacionadas as zonas da Formação Pendência (A, B e C) separadas por uma camada de folhelhos radioativos.

Não se observa os padrões no perfil raio gama correlacionado com os poços adjacentes ao poço 3-SE-5-RN, não sendo possível uma boa correlação, sendo interpretada como uma discordância.

Com os dados estratigráficos interpretados e comparando os resultados com o mapa estrutural da zona A-1 do campo pôde-se notar a presença marcante de duas grandes falhas normais na bacia cortando as camadas das Formações Pendência e Alagamar.

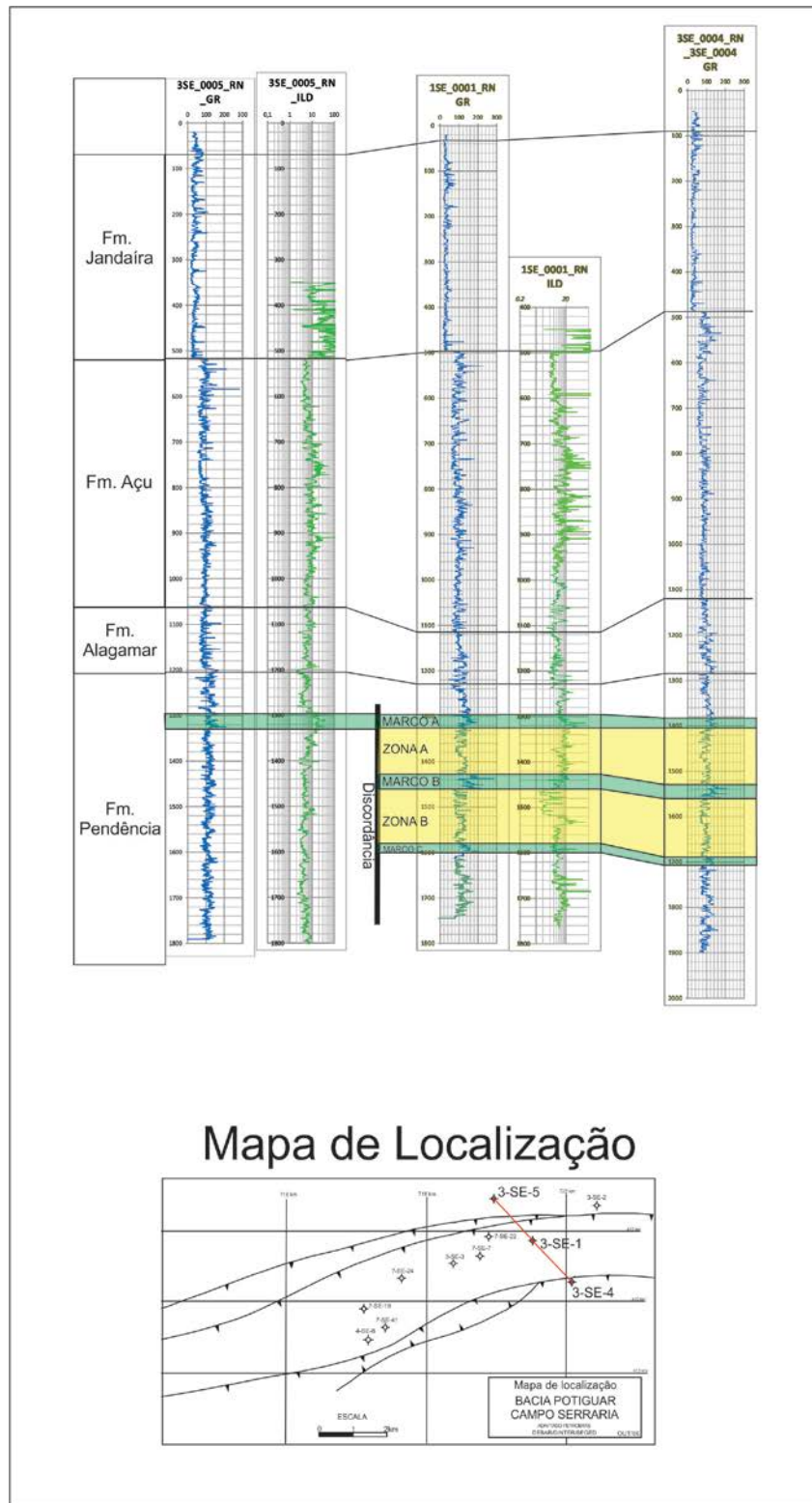


Figura 10 - Seção 3 estratigráfica dip, a falha a Norte atua como condutora dos sedimentos para níveis mais baixos, no poço adjacente 3-SE-5-RN não se observa a sedimentação na fase rife.

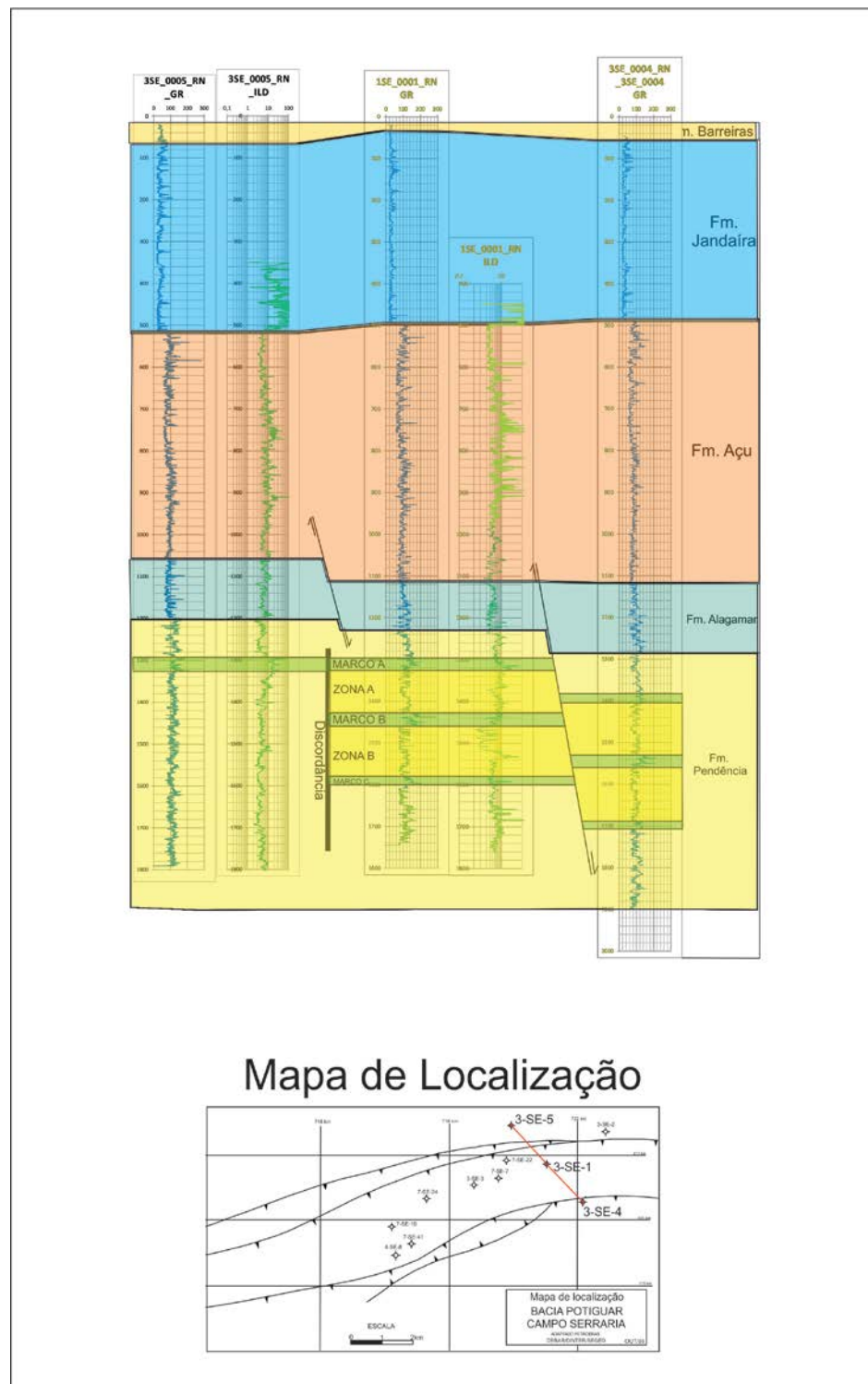


Figura 11 - Seção 4 estrutural dip Observa-se que nos perfil RG do poço 3-SE-5-RN não se nota os padrões de anomalias nos sedimentos da formação Pendência como verificado nos poços adjacentes (discordância).

Nas duas seções representadas nas figuras 12 e 13, utiliza-se a correlação dos poços 7-SE-41-RN, 7-SE-28-RN, 7-SE-24-RN e 7-SE-37-RN, detalhando-se a zona A da formação Pendência.

Na seção 5 estratigráfica *dip* delimita-se cinco subzonas do reservatório da zona A intercaladas por folhelhos e silte, assim como o marco estratigráfico acima representado por folhelhos radioativos (marco A).

As camadas mais basais da zona A apresentam espessuras variáveis nos poços 7-SE-28-RN e 7-SE-24-RN evidenciando diferentes profundidades. Comparando-se os resultados com o contorno estrutural do topo da zona A observa-se que os sedimentos provêm do norte, uma vez o depocentro da bacia, nesse caso, situa-se a SW do poço 7-SE-41-RN.

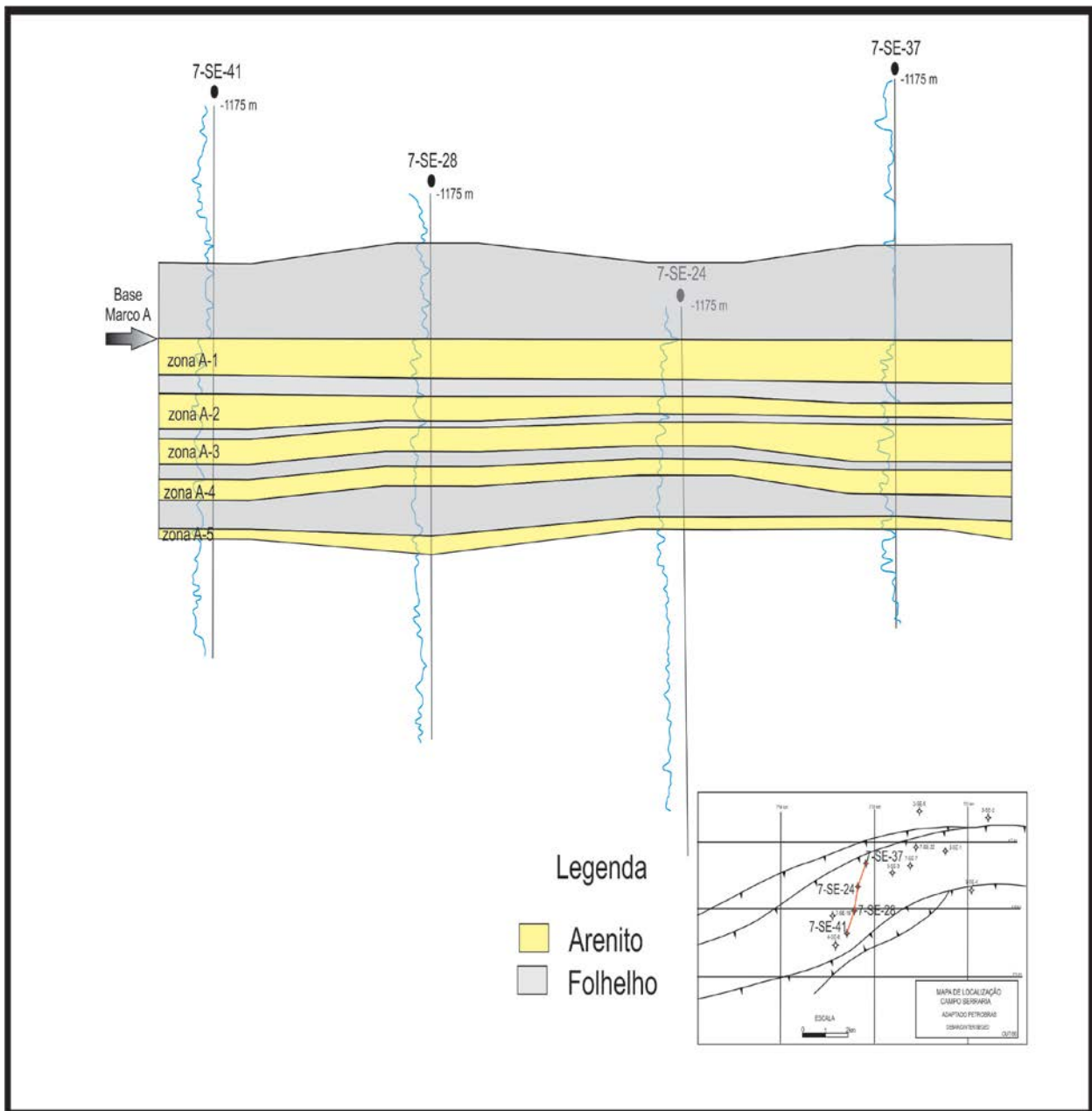


Figura 12 - Seção 5 estratigráfica dip dos poços 7-SE-41-RN, 7-SE-28-RN, 7-SE-24-RN e 7-SE-37-RN.

Fonte: Adaptado Petrobras/ DEBAR. 1984.

Na seção 6 (figura 13), estrutural *dip* são delimitados, além do marco A, outras cinco subzonas encontradas na zona A, sendo correlacionados com os poços adjacentes. Todas as camadas possuem continuidade lateral, sendo possível uma boa visualização de como as camadas se comportam.

Todas as camadas tendem a se orientar conjuntamente, indicando uma sin-sedimentação durante a fase rifte da bacia. Essas camadas são constituídas litologicamente por lentes arenosas intercaladas por folhelhos arenosos e, no topo, observa-se o marco A com folhelhos radioativos.

As camadas tendem ao arqueamento para norte e para sul, assim como se observa nas curvas do mapa de contorno estrutural da zona A-1; tem como ponto mais alto das camadas o poço 7-SE-24-RN, que está em um alto estrutural.

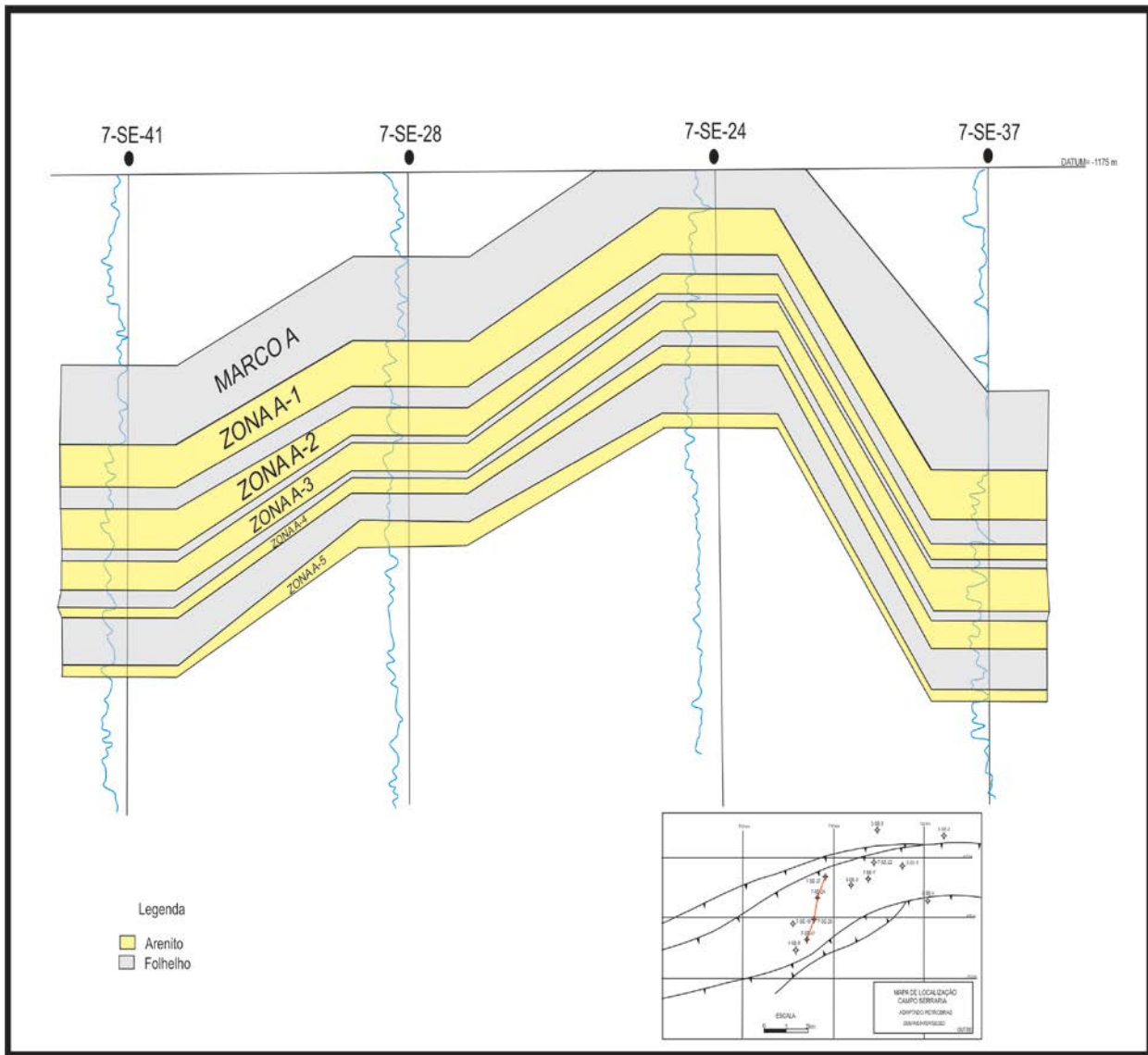


Figura 13 - Seção 6, estrutural *dip* - poços 7-SE-41-RN, 7-SE-28-RN, 7-SE-24-RN e 7-SE-7-RN detalhando a zona A, da Formação Pendência.

Fonte: Adaptado Petrobras/ DEBAR. 1984.

Na seção 7 estratigráfica *strike* (figura 14) – foram utilizados os poços 7-SE-30-RN, 7-SE-21-RN, 7-SE-18-RN e 7-SE-14-RN, detalhando-se a zona A, do campo de Serraria. Utilizou-se a base do marco A como *datum* para correlacionar estratigraficamente os poços.

São definidos dois horizontes com folhelhos radioativos como sendo os marcos A e B. Em toda a seção observa-se intercalações lenticulares de arenitos e folhelhos, apresentando uma estratificação que possui inclinação para NE. A subdivisão da zona A é mais problemática e duvidosa, neste caso

As lentes apresentam-se por vezes descontínuas, apresentando estruturas de *pinch-out*, sendo de grande importância quando se trata em prospectos petrolíferos.

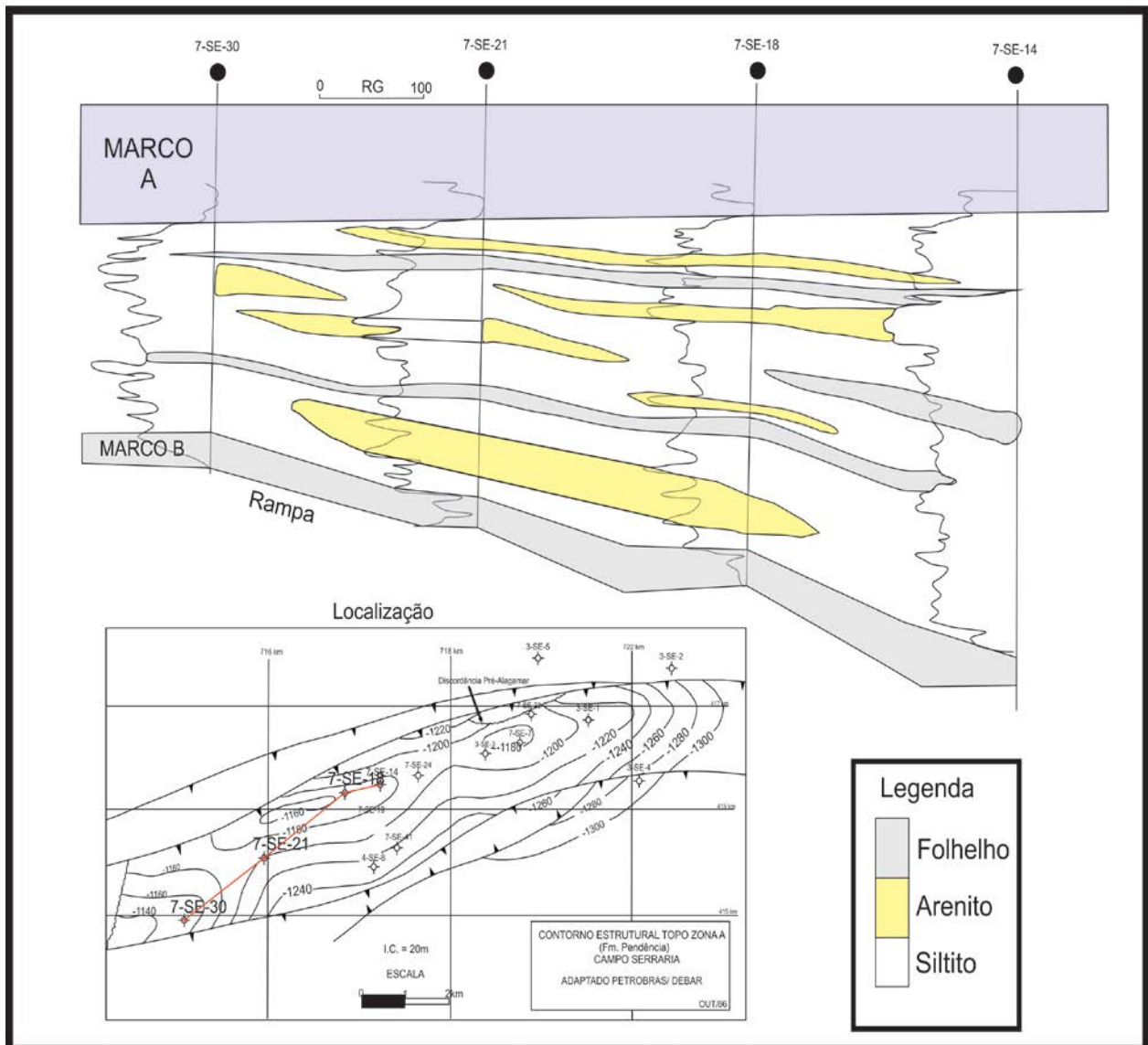


Figura 14 - Seção estratigráfica 4 - direção strike - poços 7-SE-30-RN, 7-SE-21-RN, 7-SE-18-RN e 7-SE-14-RN detalhando a zona A

Fonte: Adaptado Petrobras/ DEBAR 1986

6.2 AMBIENTES DEPOSICIONAIS

Modelos deposicionais em sua teoria abrangem os estudos dos tipos de fluxo presentes e os padrões de dispersão e acumulação de sedimentos nas desembocaduras dos rios, analisando fatores da interação existente entre águas fluviais e as bacias (Alves, 1985).

São descritos três tipos principais de fluxos; a diferença entre eles está na diferença de densidade entre a interação acima mencionada.

- Fluxo homopical: afluentes de mesma densidade;
- Fluxo hiperpical: afluentes apresentam maior densidade;
- Fluxo hipopical: afluentes apresentam menor densidade.

Como exemplos famosos podem ser citados o delta do tipo Gilbert (do tipo homopical) e o delta do Mississipi (hipopical). No caso de fluxo hiperpical, esse favorece o desenvolvimento de correntes de densidade, muitas vezes causando o bypass da linha de costa e restringindo o desenvolvimento de deltas (Alves, 1985).

Castro (1992) descreveu a ocorrência, na Bacia Potiguar, de espessos depósitos turbidíticos de lago profundo nas suas unidades II e III, e depósitos de lago raso-plataformal na sua unidade IV da Formação Pendência. Passam de depósitos conglomeráticos na borda da rampa, passando para depósitos arenosos na porção proximal para depósitos areno-argilosos na porção distal. Aquele autor descreveu também a ocorrência de turbiditos de águas rasas, que ocorrem em ciclos (=parasequências), delimitados por folhelhos orgânicos radioativos resistivos (varves lacustres). Comparando-se os dados no perfil ILD nota-se uma grande anomalia, evidenciando a presença de óleo na camada.

Em outro trabalho, Castro (1996), constituiu um quarto tipo de modelo proposto, complementando o trabalho de Della Fávera et al. (1994): o de fan deltas caracterizado pela planície deltaica de rios entrelaçados, assim como se observa no campo de Serraria. No campo de Serraria aquele autor observou sucessões cíclicas delimitadas por marcos radioativos, cada ciclo consistindo de um componente inferior progradante –

com perfil granocrescente ascendente - esses ciclos podem ser observados também no poço 1SE-0001RN, nas zonas A, B e C, como descrito, essas três zonas referem-se a três ciclos deltaicos, com espessuras individuais acima de 100 m, como podem ser observados na Formação Pendência - e um componente superior retrogradante com granocrescência descendente.

6.3 ANÁLISE DE FÁCIES

Em seu trabalho Alves (1985, p.18) descreveu fácies sedimentares de seis poços testemunhados. Utilizando a textura como característica principal, ele reconheceu cinco fácies (A, B, C, D e E), sendo que somente as duas últimas não constituem fácies reservatórios, e três subfácies (C1, C2 e C3), (figura 15)

A fácies A é constituída de arenitos grossos a conglomeráticos, com estratificação cruzada acanalada. Por serem muito grossos, possuem estruturas incipientes, prejudicando sua visualização. Ocorre somente na zona B da Formação Pendência, restrita à base de ciclos de granocrescência ascendente.

A fácies B é constituída por arenitos médios, com estratificação cruzada tabular bem definida. Ocorre associada com a fácies A, sendo também restrita à zona B. Corresponde a um bom prospecto petrolífero por possuir boa porosidade; contudo, quase sempre estão saturados por água.

A fácies C, pertencente tanto à Zona A como à Zona B da Formação Pendência, é constituída por arenitos finos a muito finos, micáceos, representando os principais reservatórios de hidrocarbonetos. Foi dividido em outras três subfácies, sendo interpretada como lobos de frente deltaica.

Subfácies C1, apresenta arenitos fino a muito finos, micáceos, com estrutura maciça ou laminações convolutas. Estão ligadas a processos de sedimentação rápida em meio saturado de água. Essa subfácies representa depósitos de frente deltaica.

Subfácies C2, apresenta arenitos finos a muito finos, micáceos, com predominância de estratificação plano paralela horizontal ou inclinada. Representa depósitos de frente deltaica e de *crevasse* de planície deltaica.

Subfácies C3, apresenta arenitos finos a muito finos, micáceos, apresentando estratificação cruzada acanalada ou tabular e microestratificação cruzada por corrente. Representa depósitos de *crevasse* de planície deltaica.

A fácies D constitui siltitos intercalados com material argiloso e arenito muito fino. Não constitui uma zona reservatório; está associada às zonas A e B da Formação Pendência. Não possui uma espessura muito significativa e seus valores de RG situam-se na faixa de 80 microAPI. Essas camadas apresentam-se intercaladas por camadas de siltitos e folhelhos.

A fácies E é constituída por folhelhos cinza escuros, pouco calcíferos, apresentando laminação plano paralela, sendo interpretada como resultante de deposição prodeltaica a bacial lacustre. Essa fácies está ligada aos marcos stratigráficos da bacia, apresentando altos valores de RG (200 microAPI); portanto, são muito radioativos, correspondendo aos intervalos de maior potencial para geração de hidrocarbonetos.

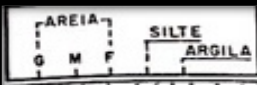
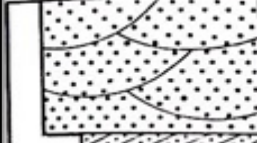
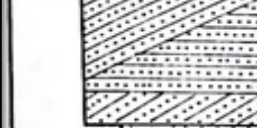



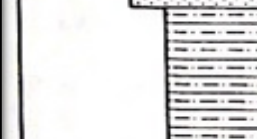
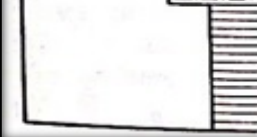
	DESCRIÇÃO	SISTEMA DEPOSICIONAL	
	FÁCIES A ARENITO grosseiro/conglomerático com estratificação cruzada aconalada.	Canal distributório	RESERVATÓRIO
	FÁCIES B ARENITO médio com estratificação cruzada tabular.	Canal distributório	
	SUBFÁCIES C3 ARENITO fino/muito fino, com estratificação cruzada tabular ou micro estratificações cruzadas.	Crevasse de planície deltáica	
	SUBFÁCIES C2 ARENITO fino/muito fino, com laminação plano paralela horizontal ou inclinada.	Lobo de frente deltáica Crevasse de planície deltaica	
	SUBFÁCIES C1 ARENITO fino/muito fino, maciço ou com laminação convoluta/estruturas de fluidização.	Lobo de frente deltáica	
	FÁCIES D SILTITO interlaminado com material argiloso e arenito muito fino.	Prodelta. Planície deltáica.(Crevasse)	NÃO-RESERVATÓRIO
	FÁCIES E FOLHELHO cinza-claro, com laminação plano paralela.	Sistema bacial lacustre	

Figura 15 - Tabela esquemática de fácies e sistema deposicional para o campo de Serraria

Fonte: Alves (1985)

No presente trabalho teve-se acesso a fotos de uma caixa do poço 7-SE-41-RN testemunhado, que juntamente com o perfil RG, possibilitou uma análise das litologias e feições faciológicas presentes (figura 16).

A Formação Pendência foi detalhada em suas zonas e subzonas, tendo sido possível estabelecer-se a correspondência das profundidades com as fotos testemunhos, posteriormente delimitou-se as características faciológicas da rocha por todo o perfil testemunhado.

Subzona A-1: constitui-se de camadas de arenito maciço intercaladas por silte, apresenta estratificação paralela e cruzada acanalada. Foi classificada como sendo da subfácies do tipo C3 e D, correspondendo a um sistema deposicional de crevasse de planície deltaica.

Subzona A-2: constitui-se de camadas de arenito predominantemente maciças ou estratificadas, intercaladas por silte. Os arenitos na base da subzona apresentam estratificação cruzada indistinta. Classificada como subfácies do tipo C3, corresponde a um sistema deposicional de crevasse de planície deltaica.

Subzona A-4: constitui-se de camadas de arenito intercaladas por silte, no topo apresenta um ciclo de granodecrescência ascendente, e na base uma granocrescência ascendente. As rochas apresentam estratificações paralelas, estruturas de escorregamento e laminação convoluta. Classificada como subfácies do tipo C1, corresponde a um sistema deposicional de lobo de frente deltaica.

Observa-se, portanto o comportamento no modelo deposicional instalado na bacia durante a sedimentação, que passa de um sistema deposicional de frente deltaica para um sistema deposicional de planície deltaica.

Nas fotos pode-se observar um padrão de cores com variação de marrom a cinza claro. Essas cores se devem a cor natural dos sedimentos, oxidação e presença de óleo na estrutura.

No poço 7-SE-41-RN, assim como nos demais apresentados, arenitos com óleo possuem uma coloração marrom claro (baixa porosidade) a marrom-escuro (alta porosidade). Siltitos apresentam coloração em tons de cinza-médio e estrutura maciça. Folhelhos em geral apresentam coloração com tons cinza-escuro com intercalações de siltito mais com tons mais claros.

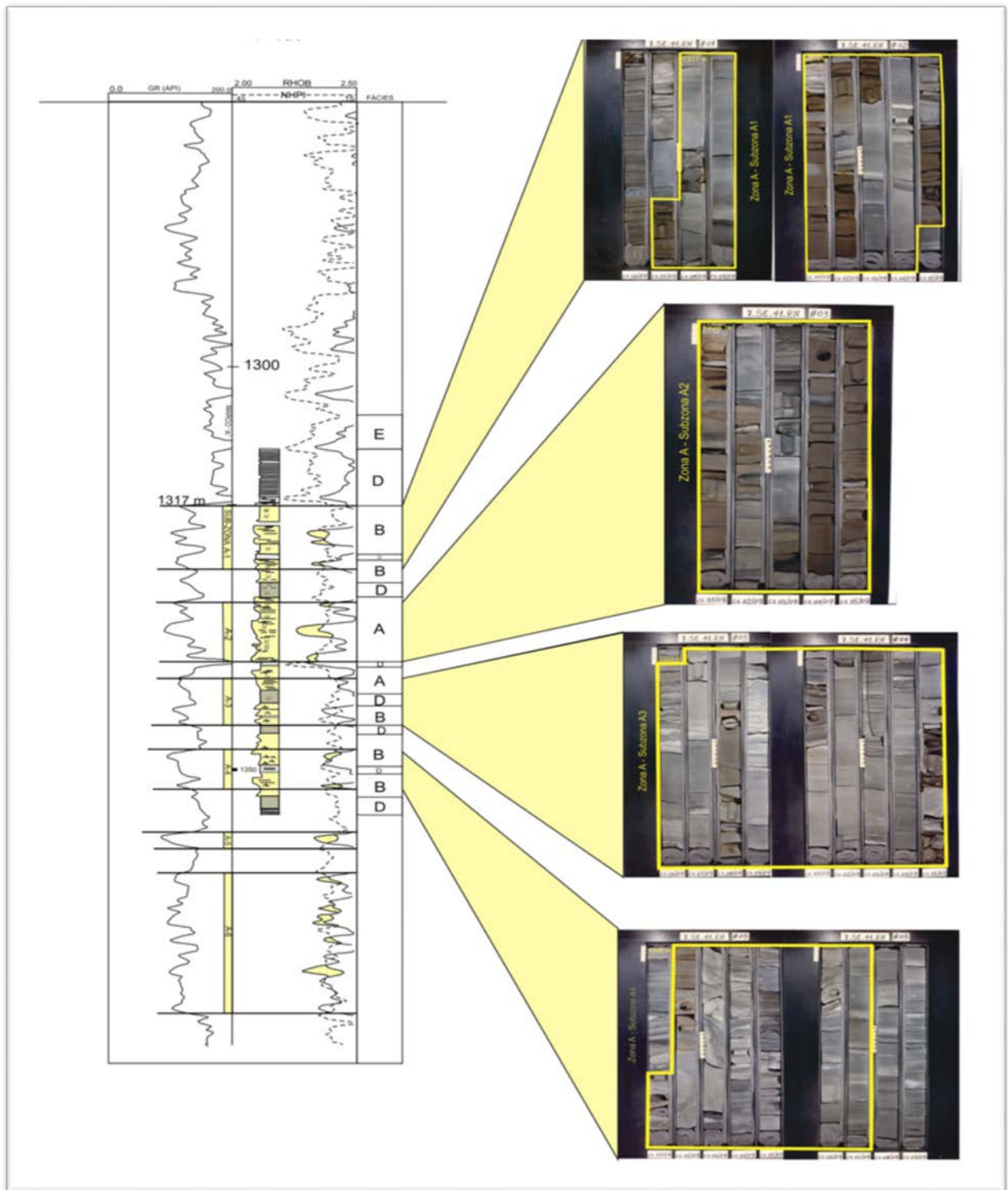


Figura 16 - Poço 7-SE-41-RN perfilado e correlacionado às caixas de testemunho correspondente. Em sequência, de cima para baixo, temos zonas A1, A2, A3 e A4.

Teve-se acesso às fotos dos testemunhos do poço 7-SE-22-RN que, associados às curvas de RG e Densidade-Neutron, permitiram perceber a distribuição dos reservatórios através da profundidade do poço.

O poço 7-SE-22-RN é produtor comercial de óleo no campo de Serraria na zona B, da Formação Pendência (figura 17). No testemunho #1, nas caixas 2 e 3, as litologias apresentam dois tipos de arenitos de colorações diferentes: Na parte superior ocorrem arenitos de cor creme e nas camadas mais profundas uma coloração cinza escuro, denota a presença de hidrocarbonetos armazenados. As camadas mais claras possuem estratificação planar (fácies C2, com sistema deposicional de lobo de frente deltaica ou de planícies deltaica), enquanto as camadas mais escuras apresentam estratificação cruzada tabular (fácies B, com sistema deposicional de canal distributário).

No testemunho seguinte, #2, nas caixas de 1 a 4, observa-se um arenito com estratificações planares e cruzadas acanaladas (fácies B, com sistema deposicional de canal distributário). Há uma granocrescência descendente, caracterizada pela deposição de arenitos grossos, dificultando a visualização das estruturas estratigráficas presentes (fácies A, com sistema deposicional de canal distributário).

Nas últimas caixas do testemunho #2, há uma diminuição da energia, com o afinamento dos grãos (fácies C1, com sistema deposicional de lobo de frente deltaica) e depósitos de folhelhos intercalados (fácies D, com sistema deposicional de planície deltaica).

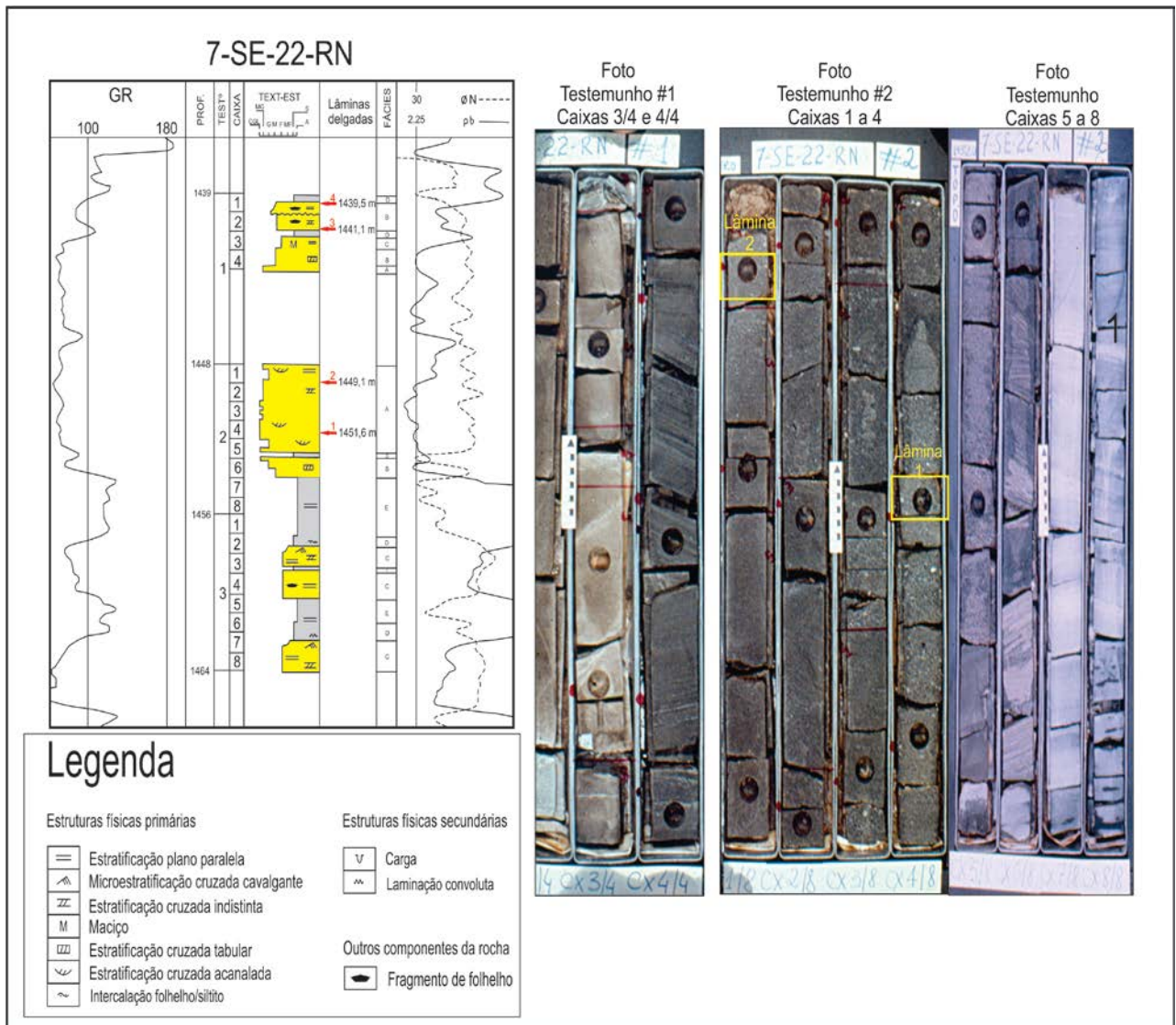


Figura 17 - Perfil faciológico e fotos dos testemunhos do poço 7-SE-22-RN.

Fonte: Adaptado (AIVES, 1985)

Outro poço produtor de óleo na zona B é o poço 7-SE-24-RN. Obteve-se acesso à foto dos testemunhos desse poço que associadas às curvas de RG e Densidade-Neutron, permitiu perceber a distribuição dos reservatórios através da profundidade do poço (figura 18).

No testemunho #1, nas caixas de 1 a 6, observa-se a presença de arenito médio a fino com estratificação plano paralela (fácies C2, com sistema deposicional de lobo de frente deltaica ou planície de planícies deltaica), com interdigitações de areia e argila (fácies D, com sistemas deposicionais de planície deltaica).

No testemunho #2, referentes às caixas de 1 a 3 e 7 a 9, tem-se um folhelho de coloração cinza esverdeado com estratificação plano-paralela, intercalações com delgadas camadas arenosas (fácies D, com sistemas deposicionais de planície deltaica). Já referentes às caixas de 4 a 6, tem-se arenitos de coloração marrom claro alternando-se para marrom escuro. São arenitos finos, apresentando estratificação plano paralela horizontal (fácies C2, com sistemas deposicionais de frente deltaica e de *crevasse* de planície deltaica); as camadas basais apresentam-se bastante fragmentadas, com alguns vazios no testemunho de material não recolhido.

Nas caixas de 13 a 18 observam-se intervalos com arenitos de estratificação tabular e indistinta (fácies C3, com sistema deposicional de *crevasse* de planície deltaica), intercalados com folhelhos arenosos e siltitos, de coloração cinza esbranquiçado, com estratificação plano-paralela (fácies D, com sistemas deposicionais de planície deltaica - *crevasse*).

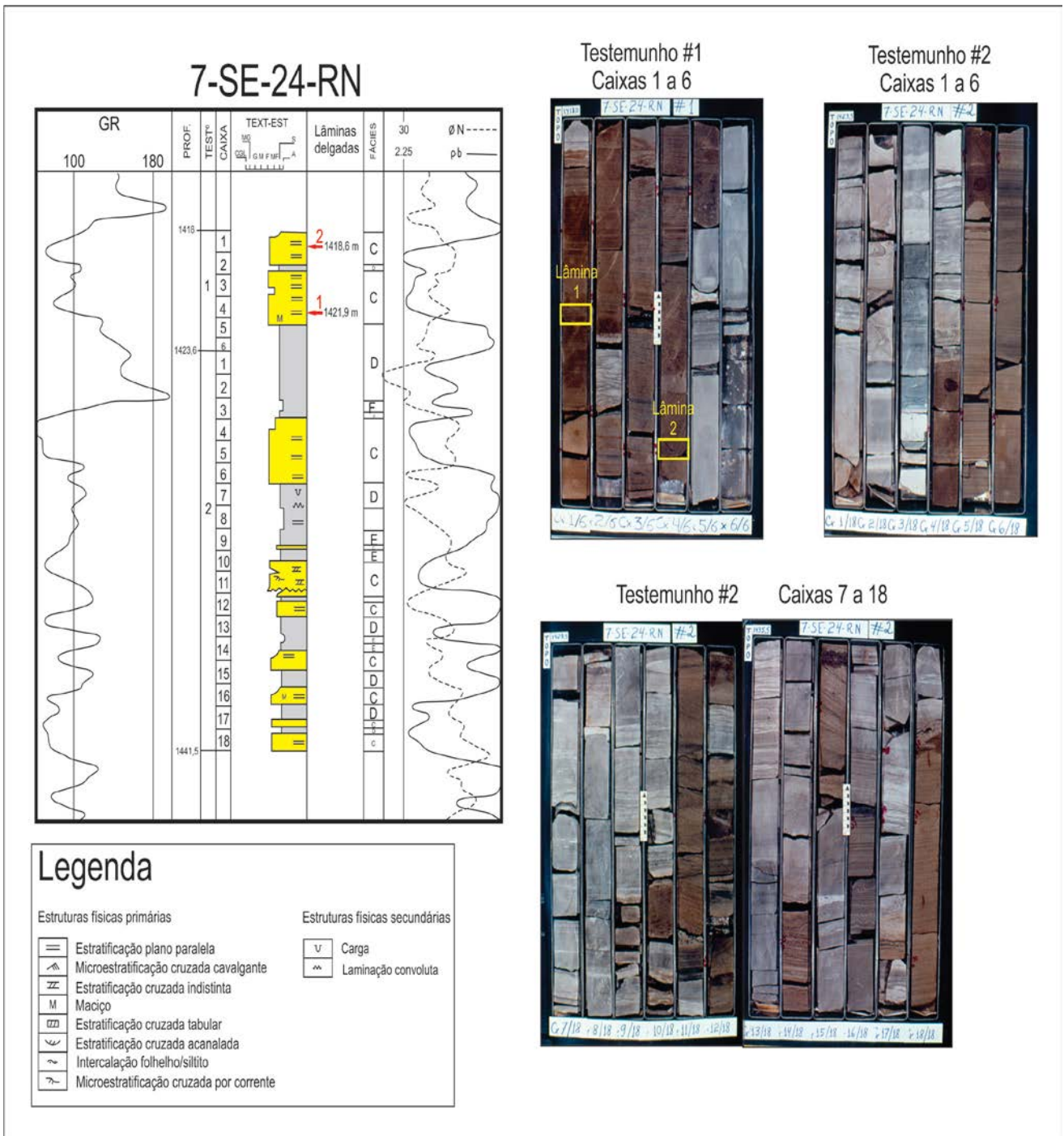


Figura 18 - Perfil faciológico e fotos testemunhos do poço 7-SE-24-RN. Localização da retirada de amostras para confecção das lâminas podem ser vistas no perfil.

Fonte: Adaptado (ALVES, 1985)

6.4 DIAGÊNESE E PERMOPOROSIDADE.

O método zoom foi aplicado neste trabalho com o intuito de caracterizar petrograficamente as fácies e diagênese relacionada, dos depósitos deltaicos que representam as zonas-reservatórios A e B. Nesta última seção, agora em escala microscópica, são analisadas sete lâminas delgadas dos poços 7-SE07-RN (uma lâmina), 7SE-22-RN (duas lâminas) e 7SE-24-RN (quatro lâminas), em diferentes profundidades.

Todas as lâminas foram impregnadas com resina plástica e pó azul, para visualização dos poros.

Segundo ALVES (1985, p.52) que analisou em seu trabalho 64 lâminas delgadas - provenientes de seis poços testemunhados, e descreveu propriedades gerais dos grãos – os sedimentos apresentam-se bastante alterados por fatores como dissolução, compactação mecânica e substituição. De forma resumida, apresentam-se as características litológicas ligadas às fácies:

Fácies A: composta por litoarenitos feldspáticos e arcósios líticos, granulometria grossa e apresenta grande quantidade de fragmentos de rochas.

Fácies B: composta por arcósios líticos, apresentando granulometria média.

Fácies C: composta arcósios, subarcósios, arcósios líticos e subarcósios líticos, micáceos, granulometria fina a muito fina.

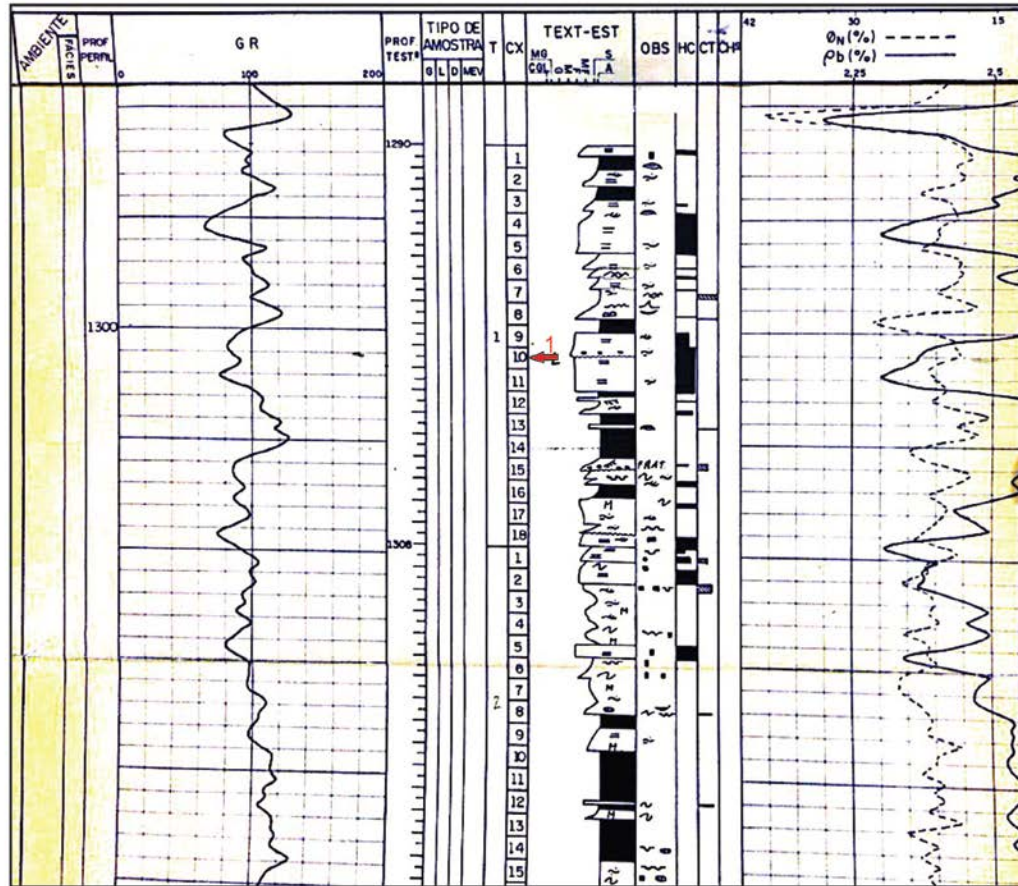
A principal diagênese descrita para o campo refere-se basicamente a um pequeno ajuste dos grãos relacionado ao soterramento, o que diminuiu a porosidade primária. Sobrecrescimentos sintaxais nos feldspatos, seguido de cimentação calcítica e substituição dos grãos de feldspatos, posterior dissolução da calcita (em feldspatos) cria intra-poros esqueléticos. A posterior migração do óleo para dentro dos poros da rocha inibiu e encerrou a diagênese.

Poço 7-SE-7-RN

Localização: #1 Caixa 10 (figura 19).

Profundidade: 1441,1 metros (figura 20)

Descrição: Arcósio. Arenito com laminação dada pelas texturas muito fina e fina, individualmente bem selecionado. Abundância em feldspato, com raras micas e minerais pesados relacionados a textura muito fina. Sem compactação, com contatos tangencial e reto. Sobrecrescimentos em feldspatos, comum crescimento de calcita poiquilotópica. Boa porosidade entre os grãos, aumentada pela dissolução, filmes de argila em grãos mais finos, calcita substituindo feldspato é então dissolvida (porosidade móldica do feldspato). Poço produtor de óleo na zona A, a interpretação das lâminas levou a classificação da presença de fácies C.



Legenda

Estruturas físicas primárias

- Estratificação plano paralela
- Microestratificação cruzada cavalgante
- Estratificação cruzada indistinta
- Maciço
- Estratificação cruzada tabular
- Estratificação cruzada acanalada
- Intercalação folhelho/siltito
- Microestratificação cruzada por corrente

Estruturas físicas secundárias

- Carga
- Laminação convoluta

Figura 19 - Perfil faciológico do poço 7-SE-7-RN

Fonte: Petrobras/ DEBAR 1986

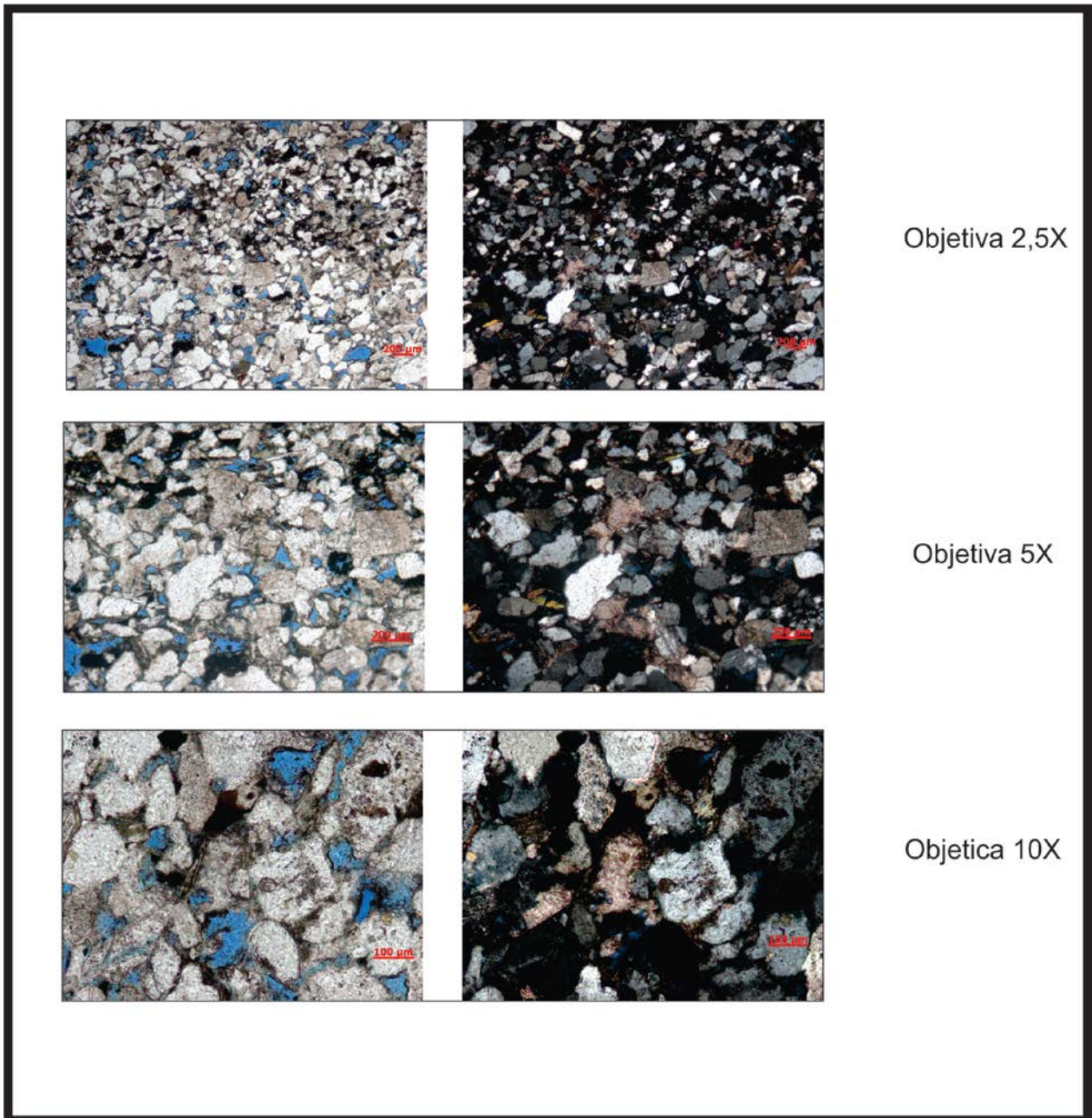


Figura 20 - Fotomicrografias do poço 7-SE-7-RN.

Poço 7-SE-22-RN

Localização: #2 Caixa 4 (figura 17).

Profundidade: 1451,6 metros (figura 21)

Descrição: Arenito fino a grosso, seleção pobre, lítico feldspático. Grãos chegam a 2 mm (muito grosso/ grânulos – constituídos por fragmentos de rochas metamórficas) e maior que grânulo (maior que 5 mm). Cimentos presentes: sobrecrescimento feldspato (raro) e romboedros isolados de dolomita. Presença de óleo morto. Porosidade de aproximadamente 23%. Interpretado como sendo pertencente da fácies A.

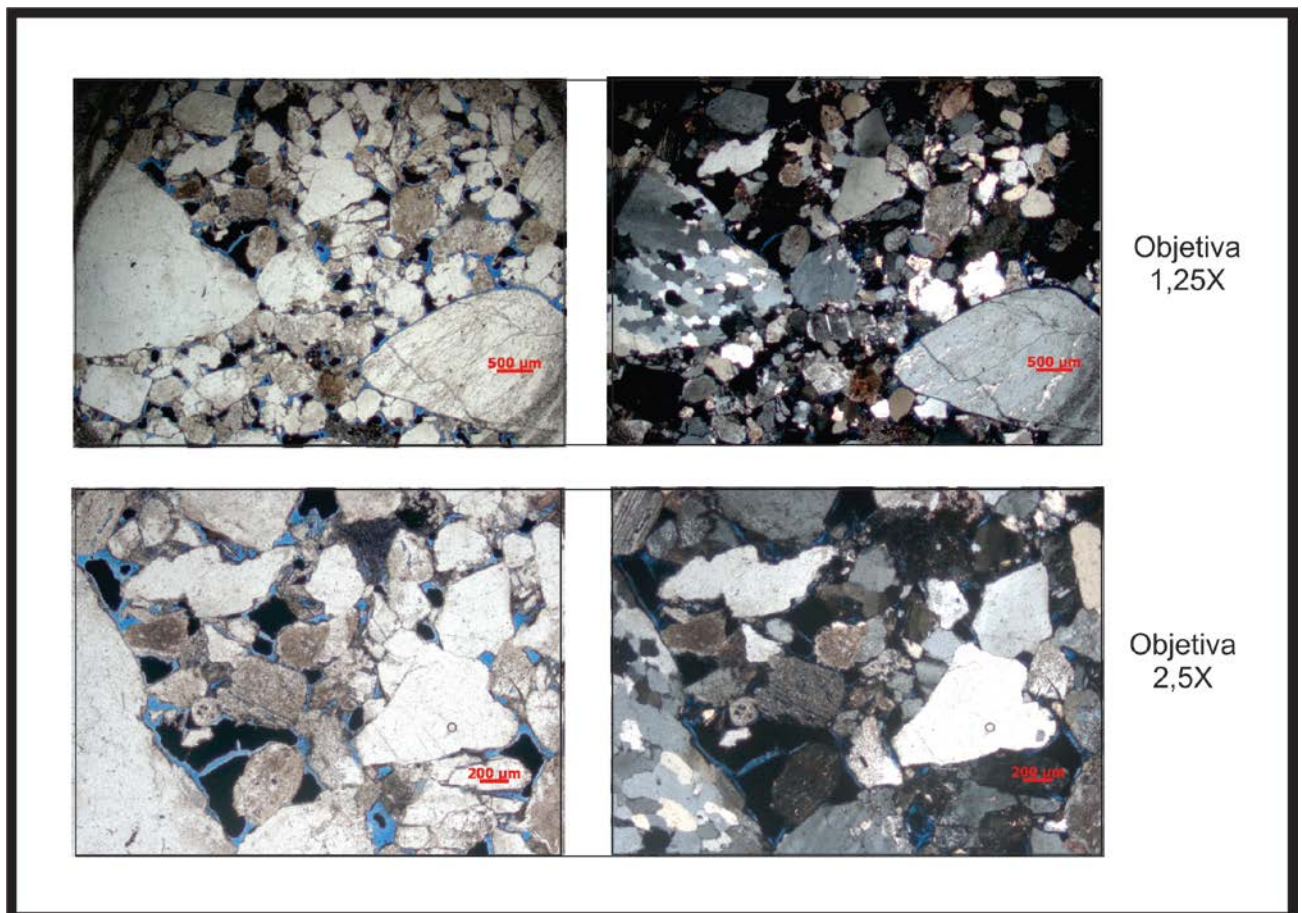


Figura 21 - Fotomicrografias da lâmina do poço 7-SE-22-RN, 1451,6 m.

Poço 7-SE-22-RN

Localização: #2 Caixa 2 (figura 17).

Profundidade: 1449,1 metros (figura 22)

Descrição: Arcósio ou arenito arcósiano (raros líticos). Arenito fino a médio, seleção regular dos grãos. Os cimentos apesar da pequena quantidade, estão presentes: pequenos filmes de argila nos fragmentos e romboedros zonados de dolomita (porosidade intracristalina). Boa porosidade (22%). Classificado como sendo pertencente da fácies A.

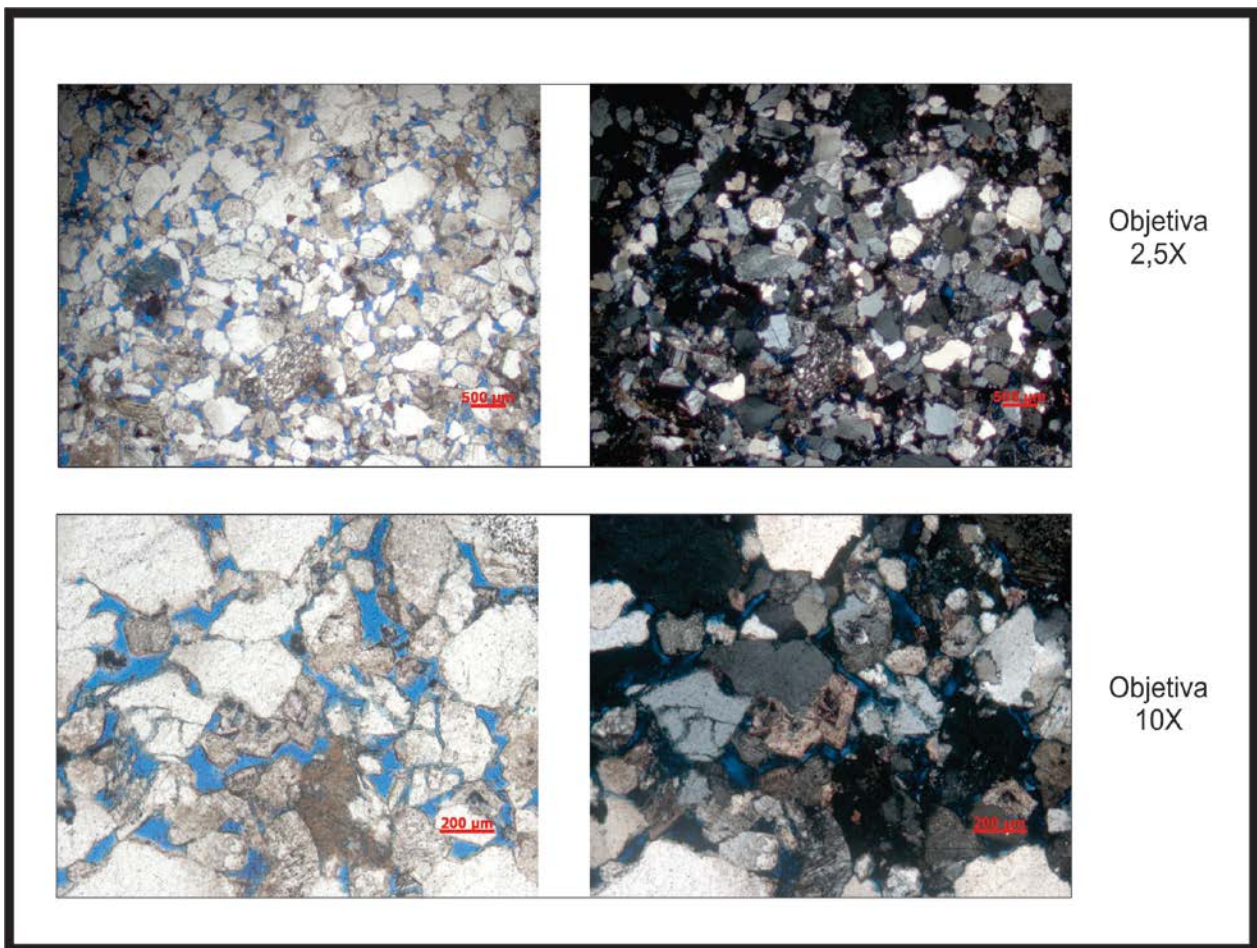


Figura 22 - - Fotomicrografias da lâmina do poço 7-SE-22-RN - 1449,1 m

Poço 7-SE-22-RN

Localização: #1 Caixa 1 (figura 17).

Profundidade: 1441,1 metros (figura 23)

Descrição: Arenito arcócio, fino a muito fino a médio (alguns grãos superiores a 3,5 mm). Os cimentos podem ser: abundantes filmes de argila em toda a lâmina, calcita poiquilotópica no canto superior esquerdo e intercrescimento de feldspato. Rara presença de biotita. Porosidade regular. Classificado como sendo pertencente da fácies B.

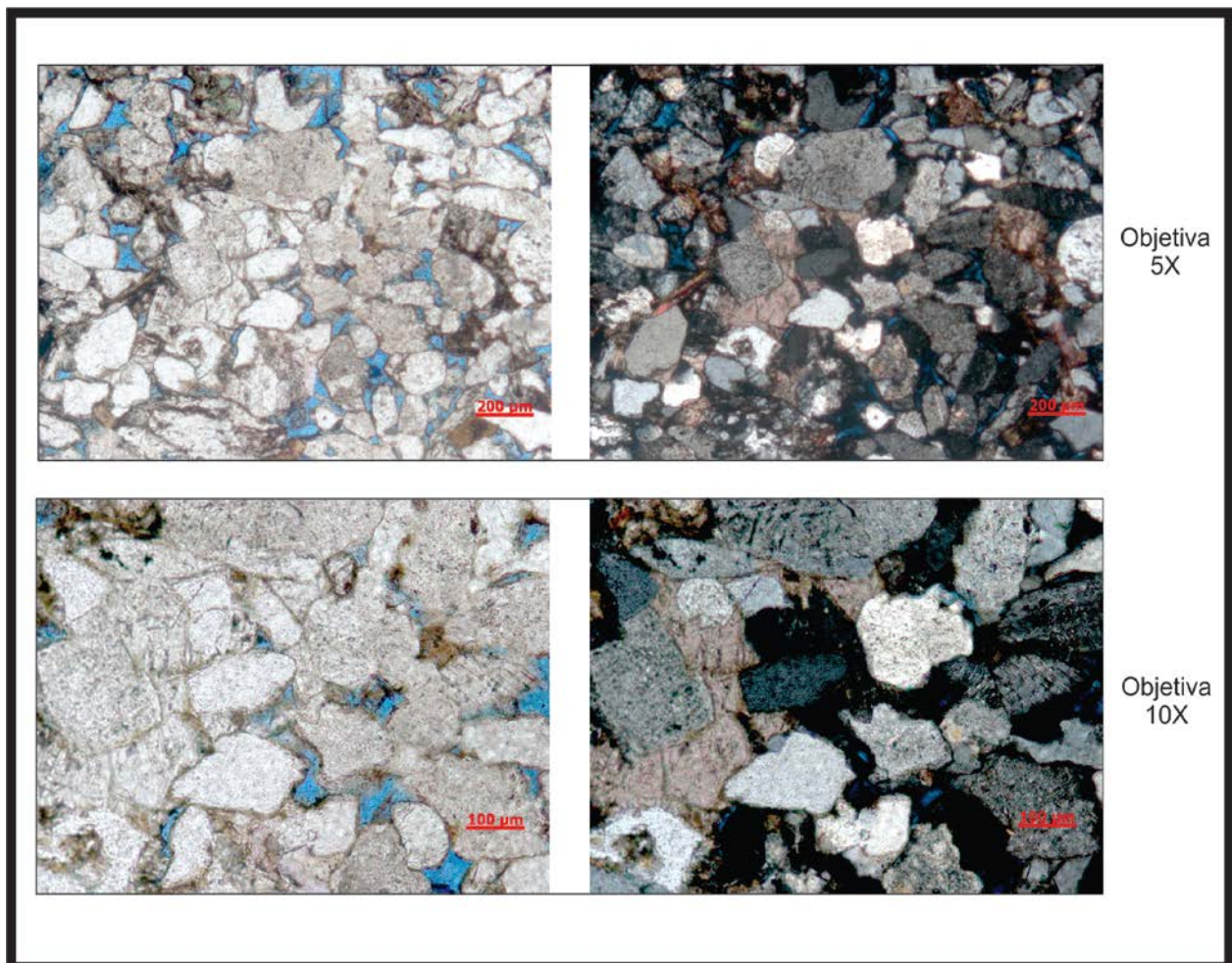


Figura 23 - Fotomicrografia da lâmina do poço 7-SE-22-RN - 1441,1 m

Poço 7-SE-22-RN

Localização: #1 Caixa 1 (figura 17).

Profundidade: 1439,5 metros (figura 24)

Descrição: Arenito arcósio, com boa seleção e granulometria variando de fina a média. Apresenta estratificação de camadas mais finas sobre camadas mais grossas, evidenciando eventos deposicionais diferentes, hora com maior energia com grãos mais grossos, hora com menos energia depositando grãos mais finos. Cimentando os grãos temos: filmes esparsos de argila (sin deposicional, como argila de infiltração), sobrecrescimento de feldspato e calcita poiquilotópica. Detalhe na lâmina com aumento de 5 vezes no canto superior direito um cristal de feldspato substituído por romboedro de dolomita, essa por uma posterior dissolução, apresentando assim um cristal com um “buraco” (porosidade central). Porosidade regular (23%). Classificado como sendo pertencente da fácies B.

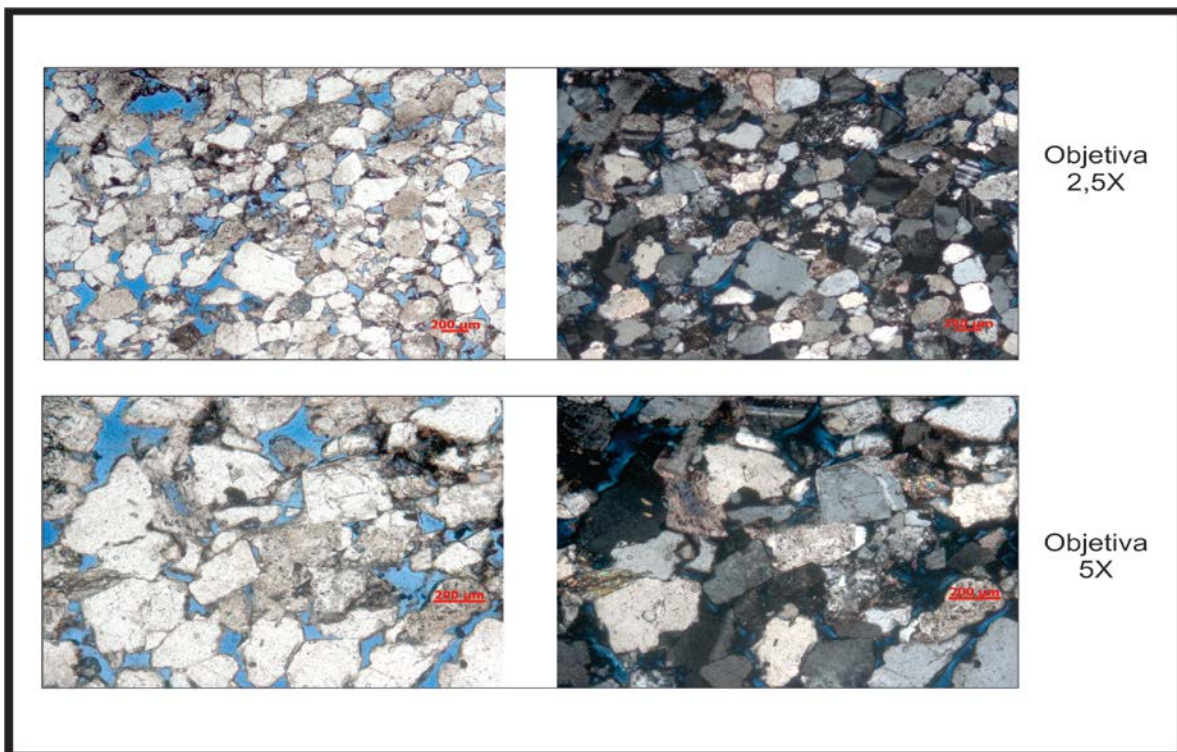


Figura 24 - Fotomicrografias da lâmina do poço 7-SE-22-RN - 1439,5 m

Poço 7-SE-24-RN

Localização: #1 Caixa 4 (figura 18).

Profundidade: 1421,8 metros (figura 25)

Descrição: Trata-se de um arenito Arcósio, fino a muito fino, com boa seleção, com grãos variando de 2,5 mm a 90 micras. Frequentes micas, como muscovita e biotita, e rara clorita. Apresenta frequentes cimentos como sobrecrescimento de feldspato, bem como rara calcita poiquilotópica. Apresenta uma boa porosidade intragranular (22%), aumentada pela dissolução. Classificado como sendo pertencente da fácies C.

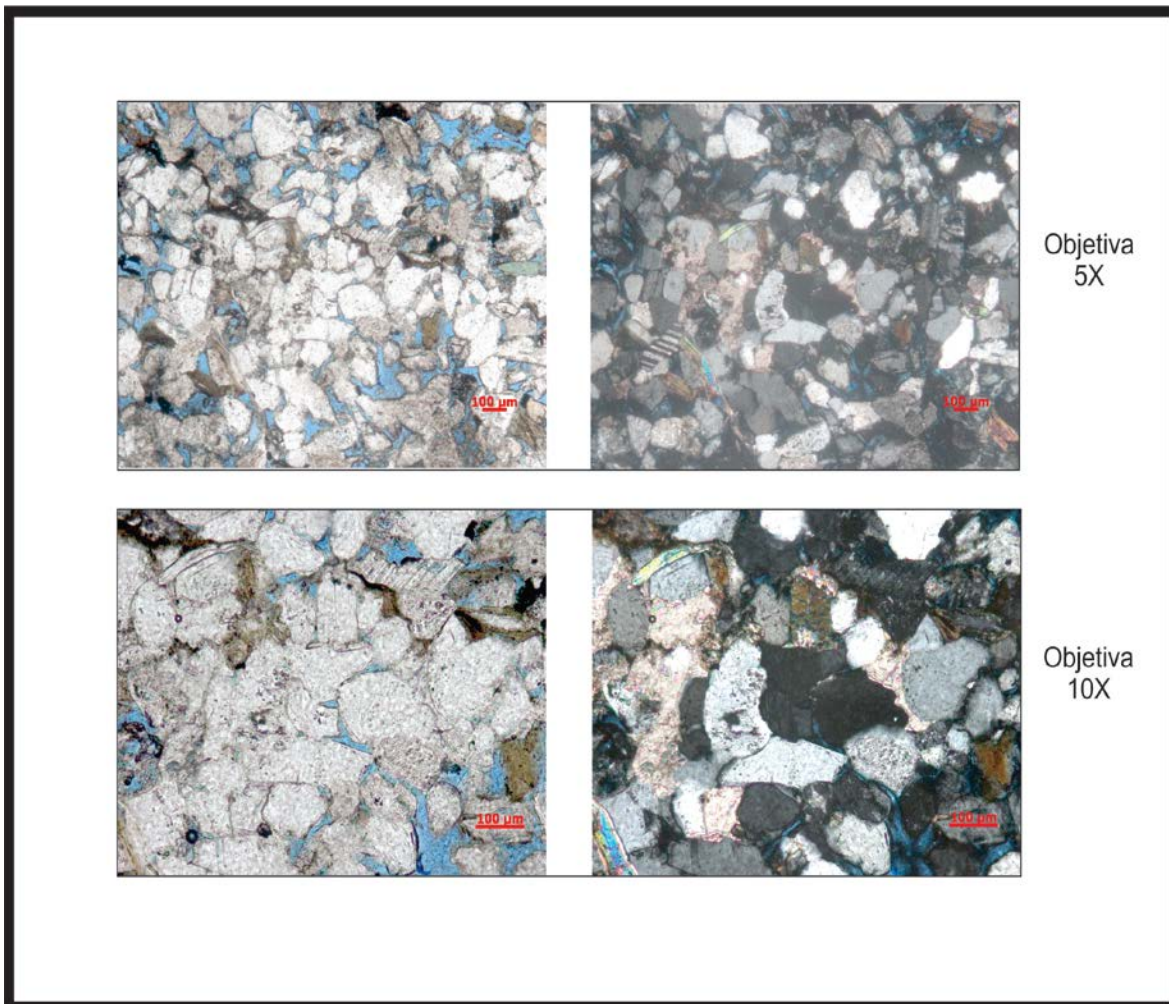


Figura 25 - Fotomicrografias da lâmina do poço 7-SE-24-RN - 1421,8 m.

Poço 7-SE-24-RN

Localização: #1 Caixa 1 (figura 18).

Profundidade: 1418,6 metros (figura 26)

Descrição: Muito parecido com a descrição da lâmina anterior. Arcócio, fino a muito fino, com uma boa seleção, com grãos variando de 2,5 mm a 90 micras. Poucas micas como muscovita, biotita e clorita (rara). Apresenta cimentos como sobrecrescimento de feldspato, abundante cimento calcítico – calcita poiquilótica. Localmente apresenta uma boa porosidade (22%). Classificado como sendo pertencente da fácies C.

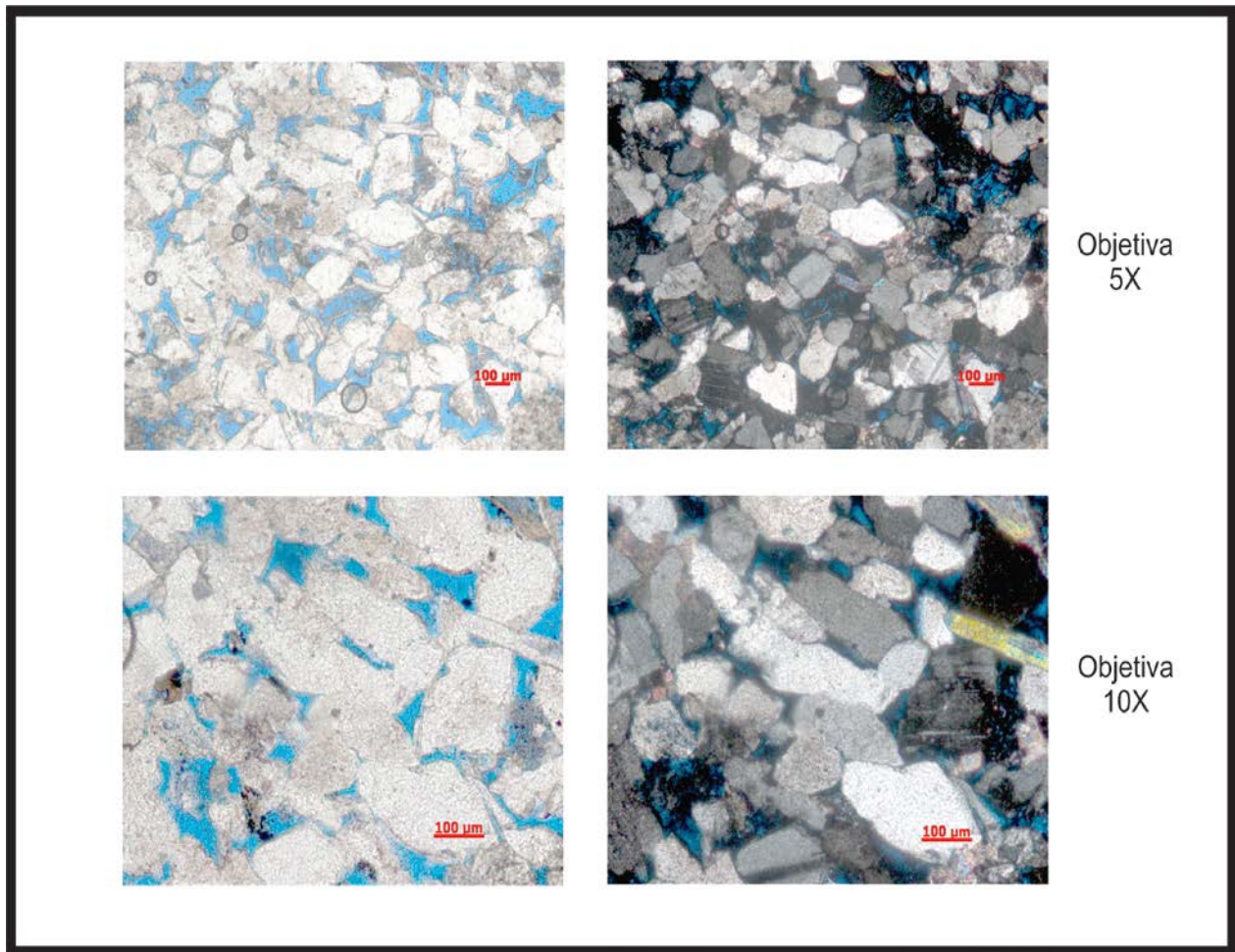


Figura 26 - Fotomicrografias da lâmina do poço 7-SE-24-RN - 1418,6 m.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A formação Pendência por ter sido depositada logo acima do embasamento apresenta em suas estruturas os vestígios dessa fase, com preenchimento dos grábens, apresentando estruturas de falhas normais, lístricas, estruturas em *roll-over*, formando dobras anticlinais onde se dá o play petrolífero do campo.

O presente trabalho teve como objetivo analisar algumas arquiteturas estratigráficas e estruturais de reservatórios da Formação Pendência – Campo de Serraria, também analisou associações de fácies de três poços testemunhados e análise petrográfica através de lâminas delgadas.

Nos poços pedidos junto ao banco de dados do BDEP foram descritas cinco unidades litoestratigráficas da bacia bem como o detalhamento da Formação Pendência em suas respectivas zonas e subzonas delimitando marcos que separam as zonas reservatórios.

Através dos dados fornecidos pelos mapas de seções estratigráficas podemos notar um controle e geometria de padrões lobados deltaicos dos estratos da Formação Pendência.

Foram descritos fotos testemunhos de três poços onde se reconheceu 3 fácies potencialmente de reservatórios: Fácies A, B e C. A zona B, onde se predominou um ambiente de maior energia, sendo característica a fácies A e B, interpretada como sendo de um paleoambiente de canal distributário. Seguido pela zona A (principal zona reservatório do campo), com predomínio da fácies C (C1, C2 e C3) evidenciando um ambiente de menor energia e interpretado como sendo um paleoambiente de lobo de frente deltaica (C2) ou crevasse de planície deltaica (C1 e C3). Ambas intercaladas com fácies D e E (não reservatórios) com folhelhos, folhelhos arenosos e folhelhos radioativos.

Finalizando o método zoom estudaram-se lâminas delgadas, observando uma mineralogia típica com um padrão lítico e a presença de vários tipos de cimentos entre

os grãos como, por exemplo, sobrecrecimento do feldspato, cimento dolomítico e calcítico (calcita poiquilítica).

As amostras apresentam boa porosidade, sendo em ordem crescente de importância, porosidade intergranular, porosidade intragranular e porosidade microgranular. Apresentando também uma porosidade secundária formada pela dissolução do cimento calcítico. Os grãos das lâminas no geral não se apresentam compactados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Arquivos Petrobras/ DEBAR. 1986.

ALVES, A. C. Petrografia e diagênese dos arenitos reservatórios da formação pendência (Cretáceo Inferior) no campo de Serraria, Bacia Potiguar, Brasil. Dissertação de mestrado, UFOP, 1985.

BERTANI, R. T.; COSTA, I. G.; MATOS, R. M. D. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e "habitat" do petróleo na bacia potiguar – Brazil. I Seminário de interpretação exploratória. Petrobras, Departamento de exploração, maio/1989.

CASTRO, J. C. Turbiditos lacustres rasos e profundos na fase rift de bacias marginais Brasileiras. Boletim Geociências. Petrobras, Rio de Janeiro, 6(1/2): 89-96, jan/jun 1992.

CPRM. Geologia tectônica e recursos minerais do Brasil. Sistema de informações geográficas – SIG e mapa escala 1:2.500.000. In BIZZI, L.A.; SCHOBENHAUS, C.; GONÇALVES, J. H.; BAARA, F. J.; DELGADO, I. M.; ABRAM, M. B.; LEÃO NETO, R.; MATOS, G. M. M.; SANTOS, J. O. S. Brasília CPRM. CD-ROM. 2001.

DELLA FÁVERA, J. C. Livro: Fundamentos de estratigrafia moderna. Rio de Janeiro, Ed. UERJ. 264 páginas. 2001.

DELLA FÁVERA, J.C., CASTRO, J. C., SOARES, U. M., ROSSETI, E. L., AZAMBUJA, N. C., RODRIGUES, R., HASHIMOTO, A.T., MATSUDA, N., GUZZO, J. & ALVES, D. – Estratigrafia de Sequências da Formação Pendência, Bacia Potiguar. 3º Simpósio sobre o Cretáceo do Brasil, Rio Claro (Abstract), 1994.

MATOS, R. M. D., LIMA NETO, F. F., ALVES, A. C., & WAICK, R. N. O Rift Potiguar-Gênese, Preenchimento e Acumulações de Hidrocarbonetos. *Seminário De Rifts Intracontinentais*, 1, 160-197. 1987.

MEDEIROS, R. Á., PONTE, F. C., & DA PAIXÃO PEREIRA, C. *Roteiro geológico da Bacia do recôncavo (Bahia)*. PETROBRAS/SEPES/DIVEN/Setor de Ensino da Bahia. 1981.

NETO, O.C. P. Carta estratigráfica Petrobras. In> Boletim Geociências. 2008

SOARES, U. M.; ROSSETTI, E. L. Tectonismo e sedimentação na porção SW do rifte Potiguar – Bacia Potiguar emersa. Boletim Geociências Petrobras, Rio de Janeiro, v. 13, n. 2, 149-166, maio/nov. 2005.

SOARES, U. M.; ROSSETTI, E. L & CASSAB, R. C. T. Bacias sedimentares Brasileiras, bacia Potiguar, fundação paleontológica Phoenix. Agosto 2003.

