RESSALVA

Alertamos para ausência de resumo e páginas pré-textuais, não enviados pela autora no arquivo original.

1. INTRODUÇÃO

Acumulações de gás na parte central de bacias sedimentares (*Basin-centered Gas Accumulations*, BCGA) formam um grupo especial de acumulação contínua de gás e diferem significantemente das acumulações convencionais em suas características geológicas e de produção. Caracterizam-se pela produção de gás a partir de acumulações realizadas em reservatórios profundos, com baixa permoporosidade, sem uma relação clara de estratificação, de selo e de armadilha. Até o presente momento, em torno de 15% da produção total de gás nos EUA provém de acumulações não convencionais deste tipo. A produção em reservatórios deste tipo irá crescer à medida que maior número de pesquisadores ficarem atentos a este enorme recurso de gás em bacias consideradas subeconômicas em todo o mundo.

O entendimento e o uso de modelos do tipo *Basin-centered Gas Systems* (BCGS) ajudarão a estabelecer as estratégias para a explotação destes tipos de reservatório não convencionais de gás. BCGS podem ser formados por muitas acumulações *Basin-centered Gas Accumulations* (BCGAs) ou por uma combinação de acumulação de gás convencional, híbrido (convencional e não convencional) e não convencional (BCGA), segundo Law (2002). Exemplo típico deste tipo ocorre na Bacia Appalachian, em que há áreas de acumulação de gás convencional, híbrida, não convencional (BCGA *Clinton-Medina-Tuscarora Basin-centered Gas Accumulation*) dispostas lado a lado.

Enquanto um sistema petrolífero convencional, como foi definido por Magoon e Dow (1994), contém todos os elementos e processos necessários para que uma acumulação de óleo e gás exista, no BCGS, o foco está em como estes componentes interagem para formar apenas gás a partir de características peculiares e história particular. De acordo com Law (2002) existem dois tipos de BCGAs, direto e indireto, ainda que nos dois casos o gás tenha uma origem termal. O direto é caracterizado por ter rocha-fonte propensa a formar gás (querogênio do tipo III), e o tipo indireto é o que tem rocha-fonte tendente a formar óleo (querogênio do tipo I/II) – esta é a mais importante diferença entre os dois tipos. No tipo BCGA direto, a rocha-fonte gera apenas gás; no BCGA indireto, a rocha-fonte gera óleo e numa fase posterior de soterramento, em outro estágio termal, o craqueamento do óleo gera gás.

O oeste do Texas é uma província petrolífera que, tal como em outras províncias petrolíferas do mundo, apresenta superposição de estruturas tectônicas e horizontes com fácies que favoreceram o aprisionamento de petróleo. Em uma província petrolífera, o grande dilema é entender o sistema em que as acumulações de gás estão inseridas.

Produção apenas de gás em reservatório de baixa permeabilidade (< 0,1 md), elevada pressão inicial (média 0,38 psi/ft), baixa porosidade (média de 7% na unidade Thirtyone, 4,5% na unidade Fusselman e 4% na unidade Montoya), reservatórios profundos (> 4051 m) em porosidade secundária e em fraturas, reservatórios de diferentes idades do Paleozóico (Ordoviciano a Devoniano), este é o caso do campo petrolífero de Elsinore, um campo de gás diferenciado, com as rochas reservatórias formadas por chert, chert e carbonato intercalados, e carbonato; elementos selantes do reservatório são folhelhos, carbonatos, e as falhas fechadas que contornam os blocos- reservatório.

Seria este um caso de acumulação não convencional pelas características em bacias profundas (BCGA)? E, neste caso, seria o resultado de transformação de uma acumulação convencional de petróleo (óleo e gás) em acumulação de gás em evento posterior, ou seja uma acumulação do tipo indireta? Ou se trataria de uma acumulação de gás já gerada em um primeiro evento, em virtude de sua posição na janela de geração?

As informações disponíveis satisfazem as condições necessárias ou os critérios de classificação de uma acumulação convencional e não convencional, então como distinguir um tipo do outro? Diferentes tipos de matéria orgânica em diferentes graus de evolução térmica podem gerar produtos muito similares, tendendo no final de um ciclo de alto grau de maturação, para um produto homogêneo constituído de gás metano e gás carbônico. Eventos deformacionais posteriores, associados à descompressão e esfriamento, podem mascarar as características originais do sistema petrolífero, dificultando a identificação.

Identificar a sobreposição de um evento termo-tectônico de transformação dos hidrocarbonetos e reorganização das acumulações pode se tornar difícil em virtude destas circunstâncias. Um critério importante é a identificação de paleoestrutura acumuladora em fase anterior ao trapa atual. Este critério, associado a outros critérios composicionais e de sobrepressão, podem ser definitivos na caracterização de campos de gás tipo BCGA indireto.

O objetivo principal desta tese foi o de demonstrar que um campo não convencional de gás é marcado por características distintas que podem ser modelizadas geometricamente e quantitativamente, utilizando como exemplo o campo de gás de Elsinore.

Em primeiro lugar são discriminadas as características diagnósticas de acumulações convencionais e não convencionais; em segundo lugar é reconstituida a história geológica regional especialmente com vistas nos elementos distintivos de um sistema petrolífero e particularmente quanto aos dois momentos críticos possíveis em termos de geração de óleo e gás e sua transformação em gás seco.

Em terceiro lugar foi reconstituida a história estrutural local com base em modelo digital de espessuras e de contorno estrutural – transformada em evidências favoráveis ou não à acumulação, evidências estas que poderiam identificar uma acumulação já existente em estruturas no final do Mississipiano, porém transformada em estruturas do Permiano.

O estudo do caso de Elsinore é bastante elucidativo, em virtude de suas características. Propõe-se que inicialmente tenham sido gerados óleo e gás durante o evento orogênico Antler, no período entre Devoniano-Neomississipiano, e numa segunda etapa teria sido gerado gás a partir do óleo já formado, além de gerar mais gás durante o evento orogênico Ouachita-Marathon, no Permiano.

Os elementos que corroboram esta hipótese são discutidos nesta tese, destacando-se as características do próprio reservatório: a falha gerada durante o evento Ouachita-Marathon que atravessa o paleocampo de óleo formado durante o evento Antler, a presença de água no sistema indicando a fase descompressional do reservatório, os eventos tectônicos relevantes que atuaram na área e as características dos folhelhos geradores (tipo II). Estes elementos estão parcialmente representados por um conjunto de variáveis favoráveis à acumulação, testadas com modelagem geoestatística e análise probabílística de favorabilidade.

A aplicação de métodos geoestatísticos e de análise de favorabilidade são alternativas metodológicas para se trabalhar com informações e critérios que estão no limite de sua resolução, tanto devida à distribuição heterogênea dos dados como ao papel ambígüo de diferentes evidências. Foram usados como forma de ampliar o nível de entendimento da área que foi amostrada e ampliar a área de informação da qual não se tem amostragem satisfatória, a partir das áreas já prospectadas. Os métodos geoestatísticos auxiliaram na definição dos elementos geneticamente associados que promoveram direta ou indiretamente a acumulação de petróleo. Na geoestatística, a continuidade aparente das variáveis regionalizadas não é representada por uma função matemática simples. Essa dependência espacial entre valores amostrais da variável pode ser estimada através de semivariograma. A interpolação entre as amostras vizinhas ponderadas pela função semivariograma estima valores em qualquer posição dentro da área em estudo, permitindo a modelagem espacial da variável e a construção de um modelo digital da variável. A progressiva perda de influência de cada valor obtido em um ponto amostral, em virtude da variação tanto na distância quanto na direção das propriedades de autocorrelação espacial da variável, constitui uma lei fundamental utilizada na estimação de valores em pontos desconhecidos.

As variáveis geológicas espacialmente modeladas podem ter um importante papel genético ou indicador nos processos geradores associados ao sistema proposto.

Cada variável é definida e testada quanto à sua eficiência e importância dentro do modelo proposto. Este poder da variável pode ser medido pelas condições de suficiência e necessidade de a variável assumir um determinado valor, verificadas na análise de favorabilidade. Todas estas propriedades da metodologia geoestatística e de análise de favorabilidade tornam-se importantes para ampliar o nível de conhecimento das relações entre um objeto e as particularidades do contexto geológico. O estudo e entendimento de acumulações não convencionais de gás podem auxiliar grandemente na formulação de atividade exploratória especificamente dirigida para este prospecto e na determinação de outras acumulações similares em torno do globo, em especial no Brasil e na Bolívia, onde acumulações de gás passam a ter importante papel na economia e as descobertas têm apresentado significado geológico complexo.

O resultado dos estudos, baseado 46 poços do Campo de Gás Elsinore, do oeste do Texas, mostra que esta é uma acumulação diferenciada de um sistema petrolífero convencional, podendo ser caracterizada como uma acumulação de hidrocarbonetos intensamente transformada, classificável como do tipo *Basin Centered Gas Accumulation*, indireta, no conceito de Law (2002).

2. ESTADO DA ARTE

2.1. Sistema petrolífero convencional

Sistema Petrolífero é o nome dado convencionalmente ao conjunto interativo de elementos e processos que resultaram em acumulações de petróleo. Magoon and Dow (1994) definiram como elementos do sistema as rochas geradoras, os meios de migração, as rochas reservatórias, as estruturas trapeadoras, as rochas seladoras e a cobertura. Os processos relevantes são geração, expulsão, migração, acumulação, selação ([1]), preservação/dispersão de petróleo. No entanto, a concepção de sistema petrolífero convencional não é suficiente para explicar acumulações em que ocorre predominanemente gás seco e apenas traços de óleo, caso do campo de gás de Elsinore.

O termo “sistema” descreve a interdependência de entidades e processos que estão envolvidos e são interativos na natureza (Figuras 1 e 2).

[1] Selação é um neologismo indroduzido neste texto por ser considerada uma palavra apropriada para representar a ação de selar, uma vez que selo e selar já são palavras incorporadas na literatura.

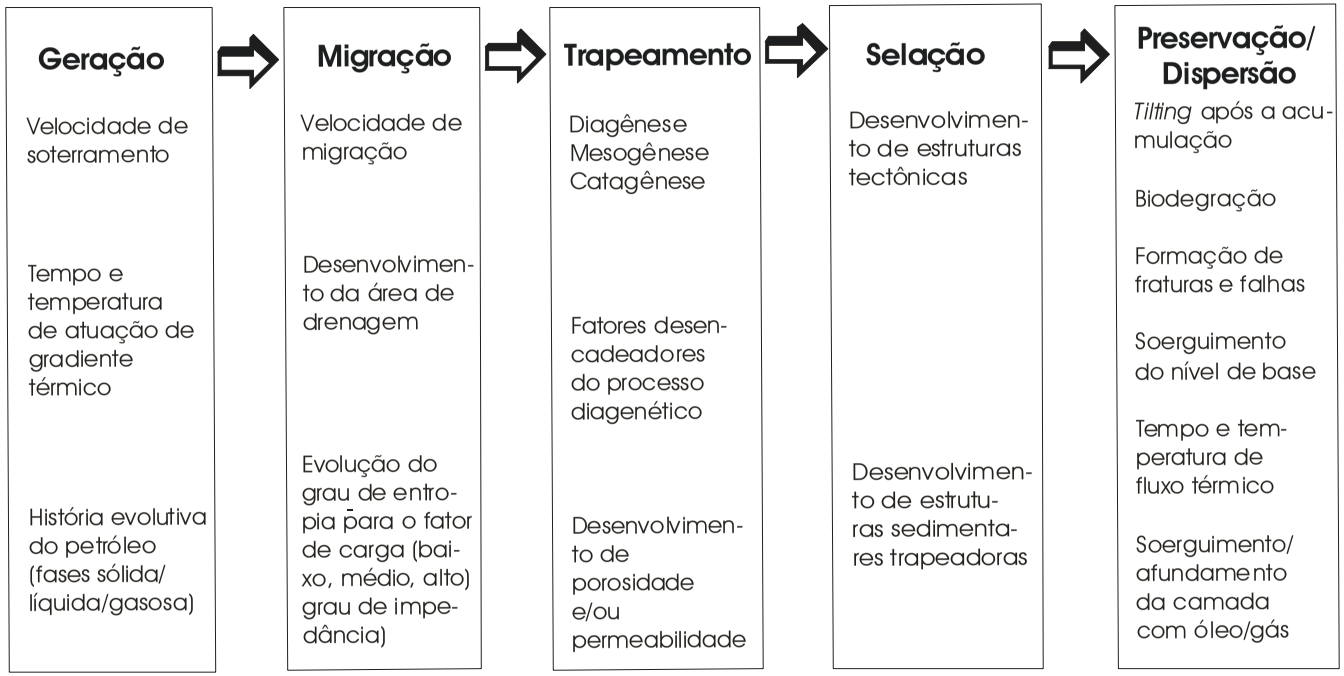


Figura 1 - Diagrama dos processos dinâmicos do Sistema Petrolífero.

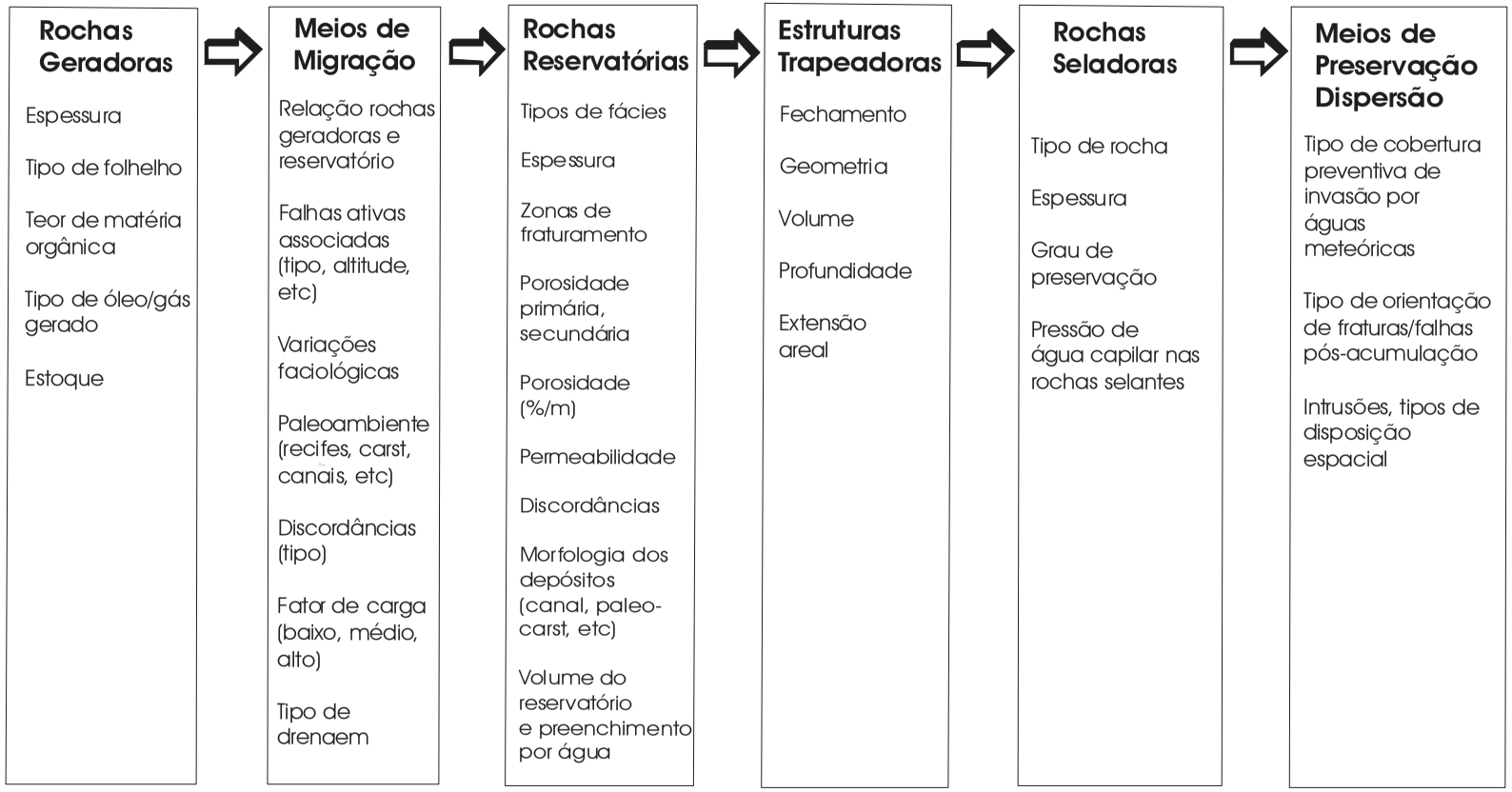


Figura 2 - Diagrama dos elementos do Sistema Petrolífero.

Na acumulação de petróleo, um Sistema Petrolífero descreve a relação genética entre a ocorrência de uma fonte ativa geradora de petróleo e o resultado de acumulação de óleo e/ou gás (Magoon e Dow, 1994).

O conceito de Sistema Petrolífero com a conotação de petróleo-rocha-fonte foi inicialmente apresentado por Dow no encontro da AAPG em Denver em 1974. Dow (1974) publicou um trabalho diferenciando a escala de investigação para petróleo entre *play* e sistema de acumulação de óleo para a *Williston Basin.* O termo Sistema Petrolífero foi cunhado pela primeira vez por Perrodon e Masse (1984) e especificava que a combinação de fonte, reservatório e selo numa certa extensão geográfica poderia formar em conjunto um Sistema Petrolífero. A formação de um Sistema Petrolífero é o resultado de uma sucessão de transformações físicas e químicas as quais controlam a gênese, migração, concentração e dispersão do petróleo.

Demaison (1984), após analisar 12 bacias sedimentares, descreveu algumas regularidades que ocorrem nas mesmas e que caracterizam a existência dos sistemas petrolíferos. As três mais significativas regularidades são:

(a) As zonas de petróleo de alto potencial estão relacionadas com as bacias ou depressões onde o petróleo foi gerado. Estas depressões são passíveis de mapeamento com a combinação de métodos (geofísica, geoquímica e geologia).

(b) As maiores jazidas de petróleo estão próximas ou no centro da bacia geradora ou de depressões em *trends* estruturais que geraram o petróleo.

(c) A distância de migração do petróleo restringe-se a dezenas e não milhares de quilômetros da fonte geradora e são limitados por uma área de drenagem de estruturas individuais.

2.2. Critérios de investigação de um sistema petrolífero convencional

A investigação com base em Sistema Petrolífero foi diferenciada por Magoon e Dow (1994), de acordo com o nível e foco da investigação, em: (1) bacia sedimentar, (2) sistema petrolíferos, (3) *play* e (4) prospecto (Tabela 1). Para a pesquisa de bacias sedimentares os fatores Investigação, Aspecto Econômico, Tempo Geológico, Existência do Petróleo, Custo e Análise e Modelagem devem ser diferenciados em função do nível de investigação, de tal forma que permita ao investigador trabalhar, em uma específica escala de trabalho, origem, migração e acumulação de petróleo.

Tabela 1 – Análise comparativa entre quatro níveis de investigação de petróleo (Magoon e Dow, 1994).

Fator	Bacia sedimentar	**Sistema petrolífero**	*Play*	Prospecto
Objeto de investigação	Rochas sedimentares	Petróleo/Gás	Armadilhas	Armadilhas
Aspecto econômico	Não é considerado	Não é considerado	Essencial	Essencial
Tempo geológico	Tempo de deposição	Momento crítico	Momento atual	Momento atual
Existência do petróleo/gás	Não está condicionada	Não está condicionada	Condicionada	Condicionada
Custo da investigação	Muito baixo	Baixo	Alto	Muito alto
Análise e modelagem	Bacia	Sistema	*Play*	Campo

Um *play* pode compor vários prospectos e as evidências, tanto num *play* quanto num prospecto, de rocha reservatória, rocha-selante, armadilhas, volume de petróleo trapeado e *timing* são perfeitamente passíveis de serem definidas. No entanto, a existência de prospecto está condicionada à reserva de petróleo economicamente viável.

Uma concepção corrente para *play* pode ser estabelecida como um contexto geológico relativamente homogêneo, com respeito a (1) fonte de hidrocarbonetos, (2) migração, (3) fácies-reservatório potencial e (4) sincronia (*timing*), para o qual as técnicas geológicas, geofísicas e geoquímicas podem ser usadas na exploração, enquanto um prospecto se refere a uma acumulação potencial de hidrocarbonetos, definida pela presença de (1) mecanismo de armadilha ou trapeamento, (2) porosidade efetiva, (3) acumulação de hidrocarboneto e (4) com extensão em área superior à de acumulações de interesse econômico.

O Sistema Petrolífero, por sua vez, existe independentemente do volume de petróleo acumulado; apenas traços de petróleo já justificam a existência da investigação em um Sistema Petrolífero.

Este é o primeiro passo para iniciar-se a investigação da extensão temporal e espacial de todo o Sistema Petrolífero envolvido. O momento crítico reflete o momento mais eficaz da geração-migração-acumulação de petróleo (Magoon e Dow, 1994).

Um *play* pode conter o resultado de vários tipos de acumulação, ou seja, acumulação resultante de diferentes geradoras, diferentes rotas de migração, diferentes tipos de armadilha e diferentes reservatórios. Neste sentido pode se considerar que cada acumulação tenha um mesmo tipo de armadilha, hóspede no mesmo tipo de reservatório, selo e resulte de uma mesma rota de migração, o que caracteriza um prospecto. Ou seja, um play pode ser formado por vários prospectos.

O resultado de uma acumulação, quando com atributos econômicos, constitui o alvo da prospecção, e também o alvo da pesquisa e desenvolvimento após a descoberta. No entanto, o Sistema Petrolífero assim definido é muito abrangente e por essa amplidão torna-se difícil de ser aplicado como um modelo genérico na pesquisa exploratória. A pesquisa do Sistema Petrolífero convencional tem parâmetros tanto para óleo quanto para gás e não prevê acumulações de gás com características especiais em termos de elementos e processos como é o caso da acumulação de gás Elsinore e muitas outras com características semelhantes.

2.3. Acumulação de gás não convencional (BCGA)

O conceito de sistema não convencional de gás do tipo *Basin-Centered Gas Accumulation* (BCGA) não está ainda bem definido, nem mesmo nos EUA, onde foi inicialmente publicado por Rose *et al.*, (1986).

Esta publicação traz um estudo sobre a acumulação de gás nos arenitos Trinidad Sandstone do Neocretáceo, da Raton Basin. Porém, um artigo publicado por Masters (1979) definia os conceitos básicos de BCGAs, referindo-se a essas acumulações de gás como “gás de bacias profundas” e usou a bacia de Alberta, Canadá, e de San Juan dos estados de Novo México e Colorado como exemplos deste tipo de acumulação.

No entanto, o conceito “gás de bacias profundas” não é um termo apropriado porque as BCGAs podem também ocorrer em bacias rasas. Exemplo disso são as acumulações de gás da bacia de San Juan em profundidades em torno de 914 m. Recentemente o conceito “gás de bacias profundas” tem sido atribuído às acumulações de gás mais profundas do que 4.572 m (ou 15.000 pés), segundo Dyman *et al.* (1997); esta denominação tem uma conotação mais econômica do que científica.

A expressão “continuous gas accumulation” foi cunhada por Schmoker (1996), e também não é apropriada por ser muito genérica e por incluir diferentes sistemas de acumulação de gás, tais como gás a partir de carvão e gás de reservatórios em folhelhos.

Diversos artigos sobre BCGAs foram publicados por autores como Law *et al.* (1979, 1980) and Law (1984), neste último exemplificando as acumulações de gás do Great Green River Basin de Wyoming, Colorado, e Utah, também, McPeek (1981) na bacia Great Divide de Wyoming. Spencer (1985, 1989a), Law e Spencer (1993) descreveram muitos dos atributos mais comuns das BCGAs. Artigo publicado por Spencer e Mast (1986) especificando reservatórios de gás de alta pressão são os equivalentes aos BCGAs conhecidos hoje em dia, no entanto a denominação “reservatórios de alta pressão” também não é apropriada porque dependendo da fase de pressão em que o reservatório se encontra pode não ser mais de alta pressão. Assim como muitos dos campos de gás descritos como reservatórios de baixa permeabilidade, como os descritos por Finley (1984) e Dutton *et al.* (1993) podem perfeitamente ser denominados como BCGAs.

Durante o simpósio *Basin-Centered Gas System* (BCGS), Masters (2000) em seu pronunciamento disse que os conceitos atuais utilizados para a pesquisa de gás estão obsoletos e que até o presente momento as descobertas dos campos de gás em nível global têm ocorrido mais por sorte do que propriamente por ciência envolvida na pesquisa exploratória específica para gás. Segundo Masters (2000) a inadequada produção de dados para a pesquisa exploratória para gás se deve à também inadequada definição dos parâmetros para *Basin-centered Gas Accumulation* (BCGA).

2.4. Fases do sistema de gás não convencional dos tipos direto e indireto

Masters (2000) e Law (2002) definiram os elementos e processos que configuram um *Basin-centered Gas System* (BCGS) em dois tipos: direto e indireto. Os dois tipos foram classificados em fases evolutivas com características próprias.

2.4.1. BCGS - FASE I – SISTEMAS DIRETO E INDIRETO

O Sistema Direto, um sistema a gás, requer uma rocha-fonte de matéria orgânica do Tipo III, própria para geração de hidrocarboneto (HC) gasoso. O Sistema Indireto, um sistema a óleo, em contraste com o Sistema Direto, requer que as matérias orgânicas da rocha-fonte sejam dos Tipos I e II, com tendência para HC líquido (Law, 2002).

Durante o período de soterramento e história termal dos sistemas direto e indireto, os reservatórios são, na sua grande maioria, saturados com 100% de água. A compactação dos grãos durante esta fase é um importante processo que pode tornar o reservatório melhor ou pior de acordo com a geometria dos poros.

No Sistema Direto a Fase I termina com a iniciação da temperatura de geração que transforma a matéria orgânica da rocha-fonte em gás. No Sistema Indireto a Fase I termina com o início da geração de óleo. Pressupõe-se que os reservatórios do Sistema Indireto são de melhor qualidade que os reservatórios do Sistema Direto porque o óleo requer melhor porosidade e permeabilidade que o gás. A pressão de fluidos nos reservatórios nesta fase pode ser normal ou superpressurizada. Um exemplo desta fase transicional de Fase I para Fase II, de desequilíbrio de compactação pelo soterramento e geração de HC, está presente nas rochas do Mioceno e Plioceno da bacia Bekes, na Hungria (Spencer *et al.*, 1994).

2.4.2. BCGS - FASE II – SISTEMAS DIRETO E INDIRETO

O Sistema a gás (Direto) requer que a rocha-fonte e os reservatórios de baixa permeabilidade estejam próximos uns dos outros. Como a rocha-fonte e os reservatórios estão sob soterramento e incremento de temperatura, a formação de gás continua a acontecer concomitantemente à expulsão e migração do gás já gerado, junto com a água, para os reservatórios adjacentes. Devido à baixa permeabilidade das unidades reservatórias do sistema, a perda de gás costuma ser pequena. A água pré-existente nos reservatórios é expulsa por pressão do gás ou do conjunto gás/água que passa a ocupar o lugar da água. A água expulsa pode ocupar as circunvizinhanças dos reservatórios e se estabelecer dentro dos poros da rocha selante no entorno dos reservatórios. Este mesmo processo pode ocorrer tanto para o Sistema Direto quanto para o Indireto.

Já nos sistemas a óleo (Indireto), óleo e gás (e água dependendo do tipo de rocha geradora) são gerados e expulsos simultaneamente e migram para reservatórios onde são acumulados em trapas estruturais e/ou estratigráficos. As rochas reservatórias podem apresentar ou não água nos poros. Se estes reservatórios com água-óleo-gás forem expostos a um subseqüente soterramento e exposição a altas temperaturas, o óleo acumulado transmuta-se em gás. Este processo é seguido por um significante incremento no volume de fluidos e de pressão (Barker, 1990). O nível de maturidade termal para que o óleo passe a gás é comumente aceito como sendo de 1.35% de reflectância da vitrinita (R_o), segundo Tissot e Welte (1984) e Hunt (1996).

No entanto, muitos autores advogam um percentual bem mais elevado para esta transformação (R_o > 1.40%). Assim como no Sistema Direto, altas pressões de gás forçosamente expelem a água dos poros dos reservatórios e nestes casos ocorrem os reservatórios de gás superpressurizados. Exemplos de BCGS desta fase, que exibem estas acumulações superpressurizadas e que, no entanto, não estão bem definidas se são acumulações diretas ou indiretas, são o Greater Green River (Law, 1984), Wind River (Johnson *et al.,* 1996), Big Horn (Johnson *et al.,* 1999) e Piceance Basins (Johnson *et al.,* 1987) no Rocky Mountains, nos Estados Unidos.

2.4.3. BCGS - FASE III – SISTEMAS DIRETO E INDIRETO

A Fase III ocorre quando a fase superpressurizada dos sistemas direto e indireto é envolvida em condições de despressurização, seja por soerguimento das unidades litoestratigráficas, seja pela erosão, e/ou fluxos de calor. Durante e/ou depois desta fase, parte do gás dos reservatórios é perdida. A perda de gás, associada com a diminuição da temperatura, resulta em maior despressurização dos reservatórios de gás. Para Meissner (2000) a importância da perda de gás no processo de despressurização é dominante em relação à diminuição da temperatura.

A integridade dos selos em sistemas diretos, em comparação com sistemas indiretos, implica que há mais fuga de gás em função da pior qualidade dos selos em sistemas diretos do que indiretos. Exemplos de sistemas diretos em fase III (despressurizados) incluem rochas cretácicas das bacias de San Juan, Raton, e Denver. Exemplos de sistemas indiretos fase III incluem reservatórios silurianos no Appalachian Basin e reservatórios ordovicianos no Ahnet Basin da Argélia.

2.4.4. BCGS - FASE IV – SISTEMAS DIRETO E INDIRETO

Esta fase também é de despressurização e é muito mais notável no Sistema Direto do que no Indireto devido à qualidade dos selos do Sistema Indireto ser melhor (Law, 2002). Esta fase final de despressurização do reservatório pode não ocorrer no Sistema Indireto, no entanto é bastante comum ocorrer nos reservatórios do Sistema Direto. Nesta fase de despressurização a saída de parte do gás do reservatório costuma resultar na entrada de água ocupando o espaço do gás.

Exemplo de acumulação de gás do tipo indireto nesta fase é o campo de gás de Elsinore, cuja caracterização em termos de elementos e processos é apresentada neste trabalho.

3. CAMPO DE GÁS DE ELSINORE: LOCALIZAÇÃO, DESCRIÇÃO DA ÁREA E DAS UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS

3.1. Localização e os meios de acesso

A área investigada, incluindo o campo de Elsinore, está localizada a oeste do Texas, no Condado Pecos, no limite externo sudeste da bacia sedimentar Delaware, mais propriamente nas Glass Mountains, a sudoeste da Bacia Central (Figura 3).

A área inicial se situava dentro das coordenadas mostradas na Figura 4 perfazendo 55 km x 37,5 km, num total de 2.035 km^2. No entanto, no decorrer do trabalho a distribuição espacial dos dados mostrou-se segregada em uma região e parte da área ficou sem nenhuma amostragem. A falta de poços e de dados sísmicos impossibilitou o estabelecimento de evidências das unidades geológicas envolvidas na acumulação de Elsinore.

Desta forma, a área de investigação final passou a ser de 37 km x 37 km, perfazendo um total de 1.369 km^2, ficando dentro dos limites geográficos -103,05 x 30,49 e –102,87 x 30,65 longitude e latitude respectivamente.

Por conveniência muitos mapas foram elaborados com os limites geográficos em UTM 691183.7 x 3375439.0 e 703755.3 x 3391989.8 para análise espacial da disposição dos dados em metros quando da modelagem do depósito (Figura 4).

A área pode ser acessada por duas rodovias principais, a rodovia federal 385 que atravessa a área no sentido norte-sul e a rodovia estadual 90 de sentido leste-oeste.

A rodovia federal 385 atravessa Fort Stockton, o principal município de acesso à área, o qual dista em torno de 30 km até o início do limite superior da área.

As montanhas Sierra Madera são a melhor referência do limite nordeste da área e parte das montanhas Ouachita indica o sul da área (Figura 5).

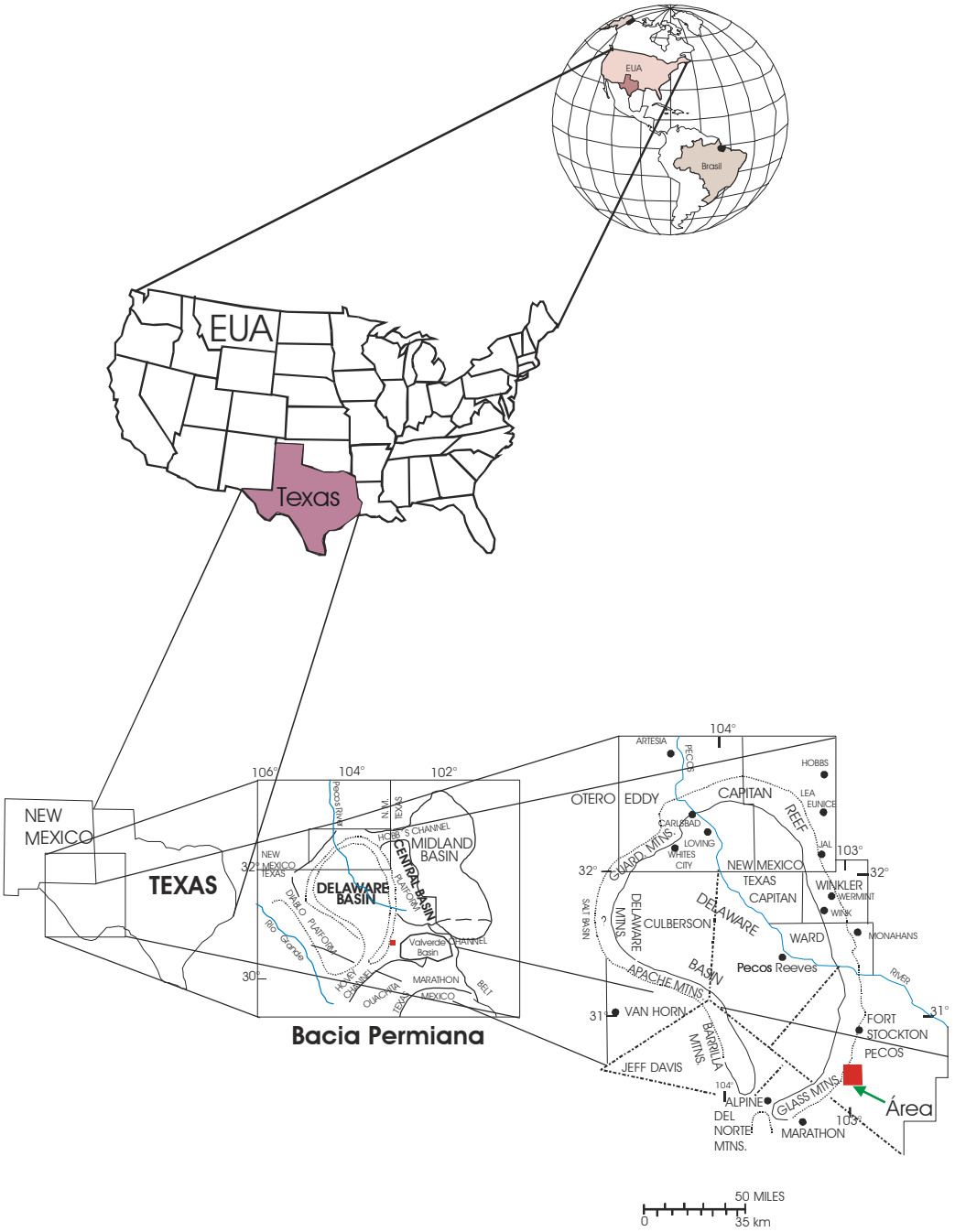


Figura 3 - Localização da área de estudo
(Figura modificada de Richey *et al.*, 1985).

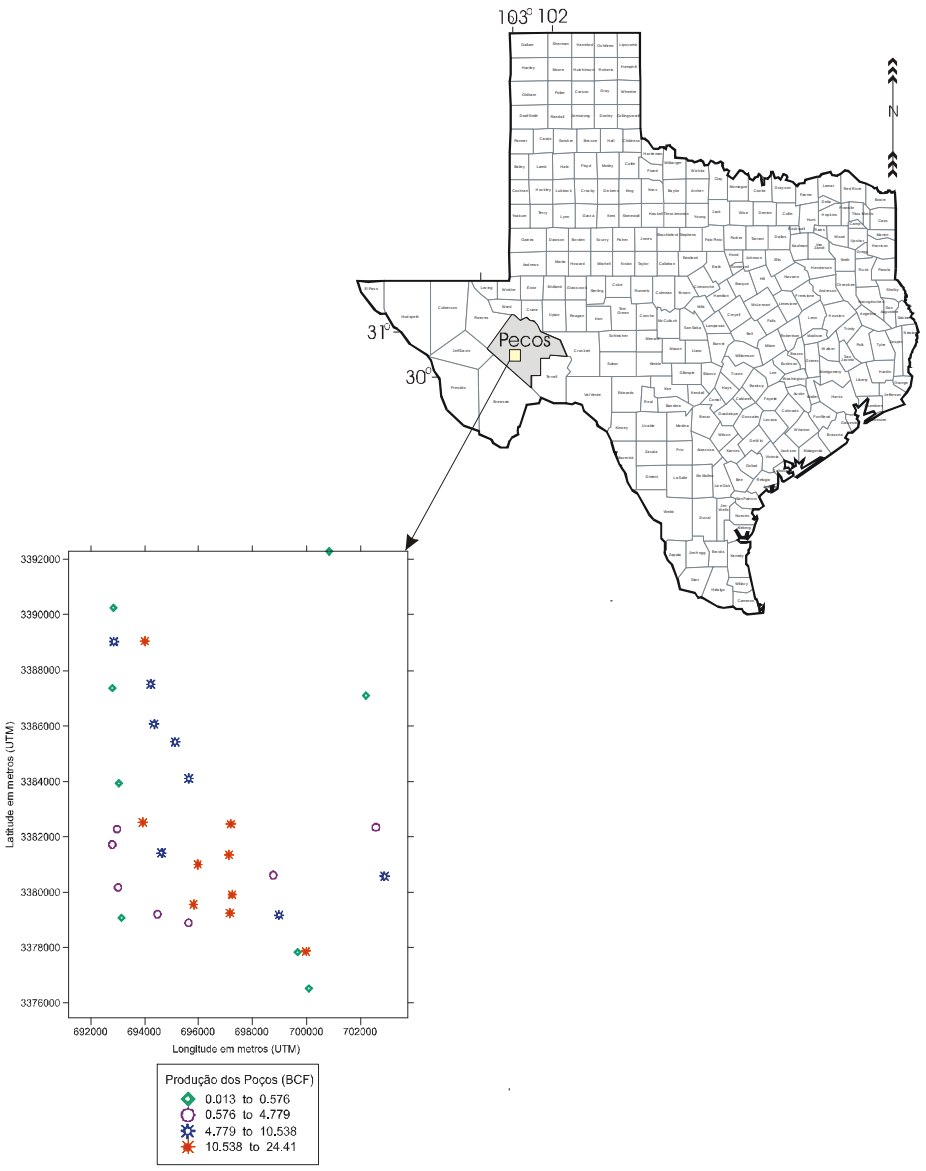
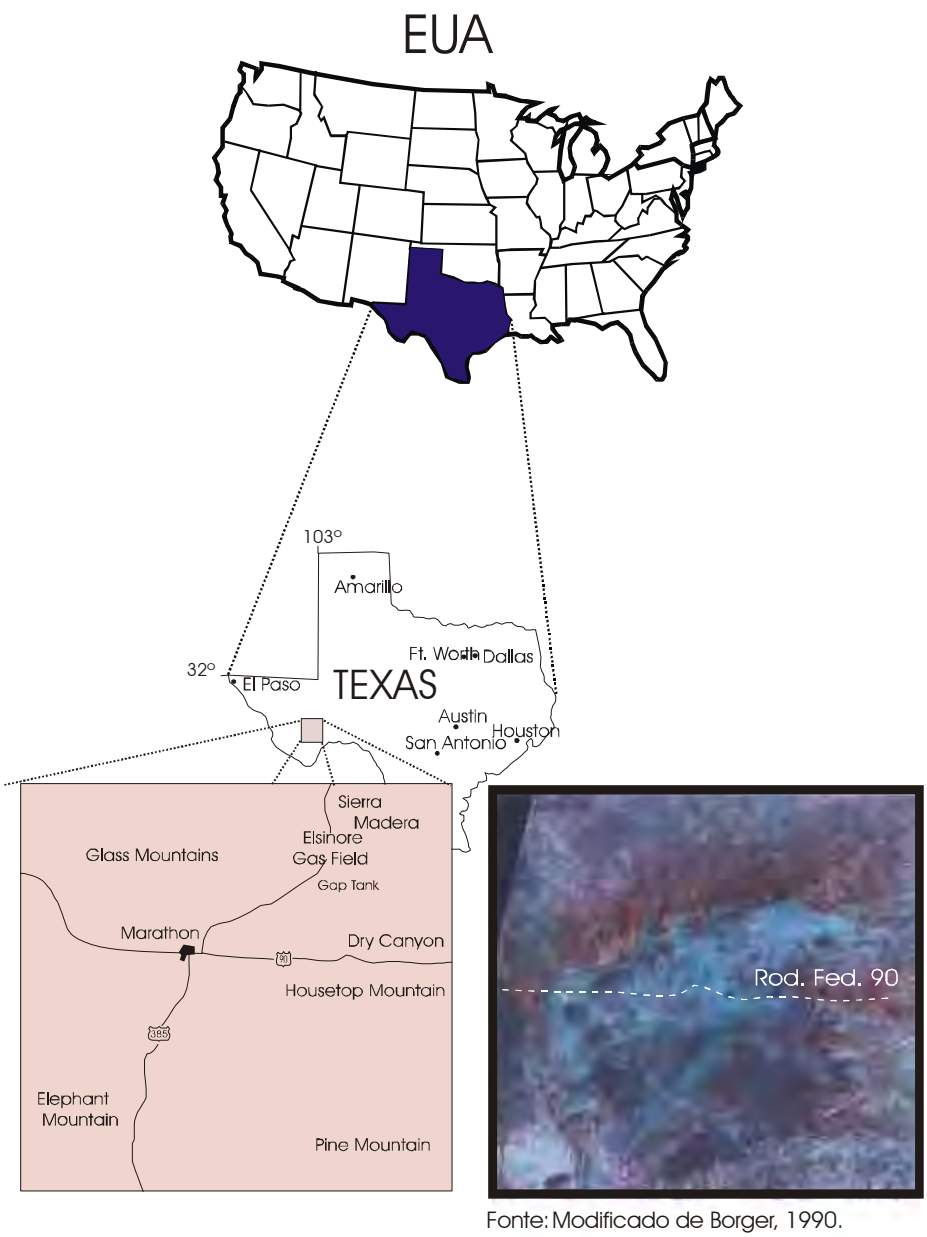


Figura 4 - A área de estudo está localizada no Condado de Pecos no oeste do Estado do Texas. O mapa de pontos é composto pelos poços produtivos e improdutivos dos quais foram obtidos dados de perfilagem elétrica, de produção e da história dos poços.



Fonte: Modificado de Borger, 1990.

Figura 5 - Principais vias de acesso à área e imagem de satélite Landsat mostrando detalhes do alto topográfico em relação ao traçado da rodovia Federal 90.

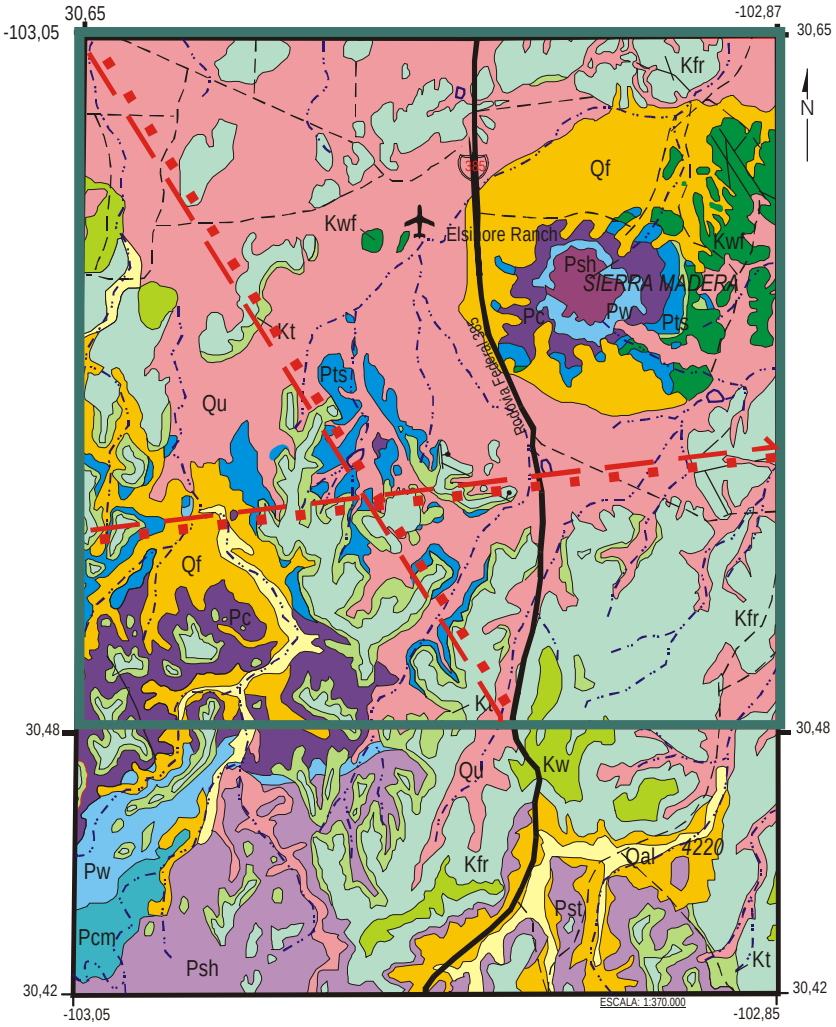
3.2. Aspectos fisiográficos, clima e vegetação da área

A área é bastante plana com exceção do sul da área onde ocorrem as montanhas Ouachita-Marathon e do extremo nordeste onde ocorrem as montanhas Sierra Madera criadas por queda de meteoro. Este evento expôs rochas de idade permiana formando estruturas circulares em meio às rochas cretácicas e sedimentos inconsolidados terciários e quaternários. As rochas e sedimentos expostos na área em questão são de unidades geológicas de idade permiana, cretácica, quaternária, terciária e recente (Figuras 6 e 7). Fósseis e moldes de fósseis não são incomuns nas unidades permianas e cretácicas; por exemplo, na região ao sul da área as rochas cretácicas apresentam pegadas de dinossauros de várias espécies, assim como, nas unidades permianas, encontram-se fósseis marinhos de bivalves, peixes e plantas.

A vegetação é própria de semi-árido a árido tais como cactus de várias espécies, gramínea do tipo *Chihuahuan Desert Grass*, e grande quantidade de árvore chamada *Mesquite-Granjeno Woods*. Esta árvore baixa, comum por todo o Texas, tem sido utilizada desde tempos remotos como combustível para aquecimento das casas. A paisagem plana favorece a extensa criação de bovinos e a agricultura está direcionada para o suprimento de alimentos para os rebanhos, tais como as culturas de alfafa e sorgo, além do que o clima seco favorece a produção de algodão e pecãs. No município de Fort Stockton a umidade média anual é de 30% e a média pluviométrica é de 350 mm/ano. A temperatura anual varia entre a mais alta de 46,66ºC e a mais baixa de -3ºC, com ventos durante quase todos os meses do ano. A indústria do petróleo, incluindo pesquisa, prospecção, beneficiamento (bruto), refinação e distribuição, constitui uma das principais bases da economia local desde a década de 20.

3.3. Unidades litoestratigráficas

A descrição das unidades do Acumulação de Gás Elsinore foi baseada na interpretação de amostras retiradas de poços e em perfis elétricos. As unidades lito-estratigráficas da área estão mostradas nas Figuras 8, 9 e 10, representando uma generalização do que é encontrado nos poços; descritas da mais antiga para a mais jovem nos capítulos que se seguem às figuras. A classificação, terminologia e relações de contato estão descritas conforme convencionalmente são adotadas nas atividades exploratórias na região, conforme informações obtidas nos documentos do *Bureau Geological Information Center* de Midland, Estado do Texas. A descrição genérica da estratigrafia regional, Bacia Delaware e Central, pode ser encontrada em Hills (1970), Keller *et al.* (1980), Ewing (1993).



Qf	Depósitos Quaternários do Holoceno	Kt	Grupo Trinity Indiferenciado (Eocretáceo)
Qal	Depósitos Quaternários Aluvionares	Pts	Formação Tessey (Ochoa - Permiano)
Qu	Depósitos Quaternários do Holoceno e Pleistoceno indiferenciados	Pc	Formação Capitan (Guadalupe - Permiano)
Kw	Formação Washita (Eocretáceo)	Pw	Formação Word (Guadalupe - Permiano)
Kwf	Formação Washita e Fredericksburger indiferenciadas (Eocretáceo)	Psh	Formação Skinner Ranch e Hess (Leonard - Permiano)
Kfr	Formação Fredericksburger (Eocretáceo)	Pcm	Formação Catedral Mountain (Permiano)

Falhas encobertas

Figura 6 - Mapa geológico da área de estudo inicial (retangular) e a área final que mede 1.369 km^2 (área quadrada com moldura verde).

(Fonte: Geologic Atlas of Texas, Emory Peak, Presidio Sheet, 1979).

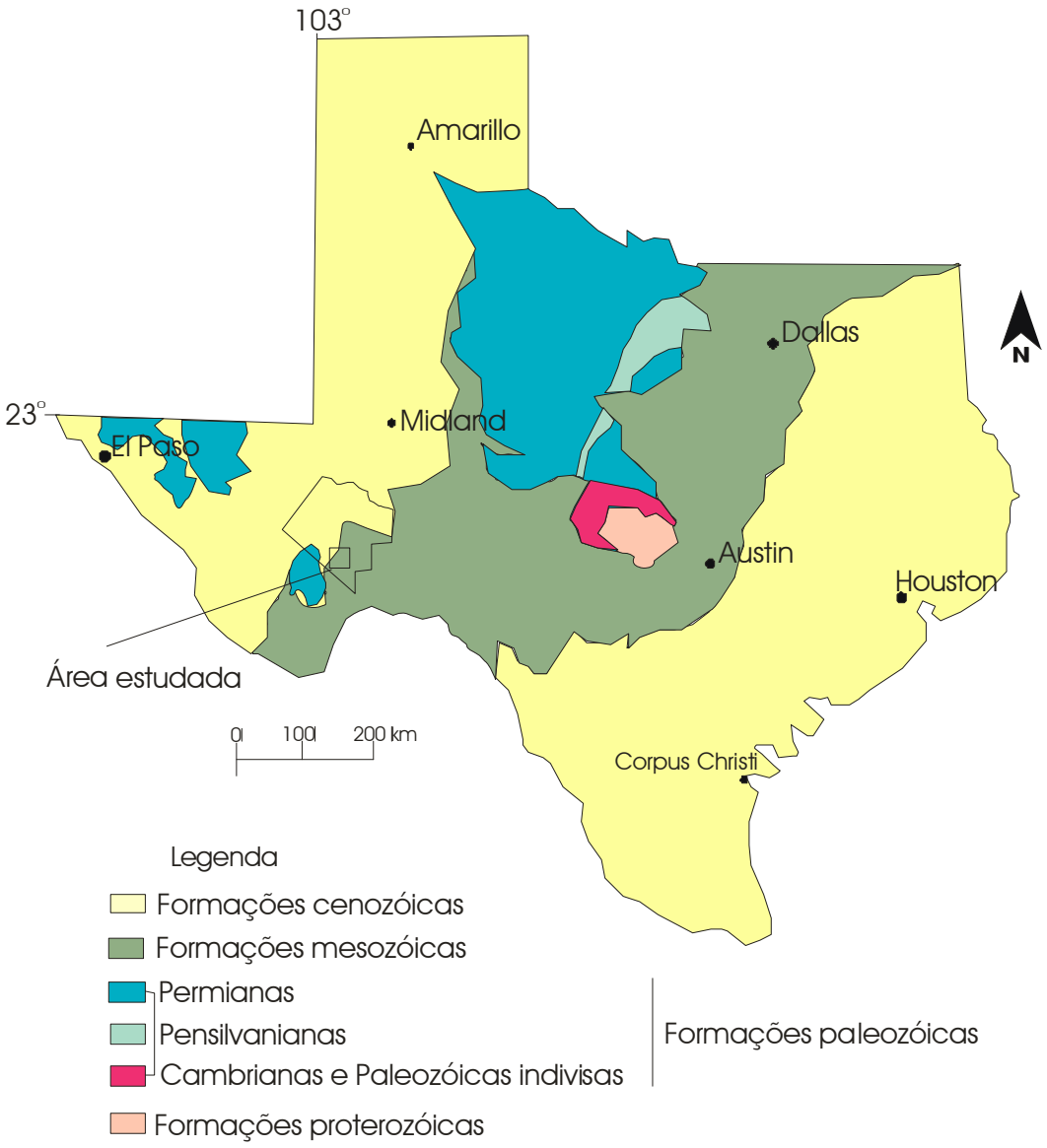


Figura 7 - Mapa geológico simplificado do Estado do Texas mostrando as principais formações expostas em superfície, a localização da área e as cidades mais importantes.

(Fonte: Simplificado de *Geology of Texas, 1992*.

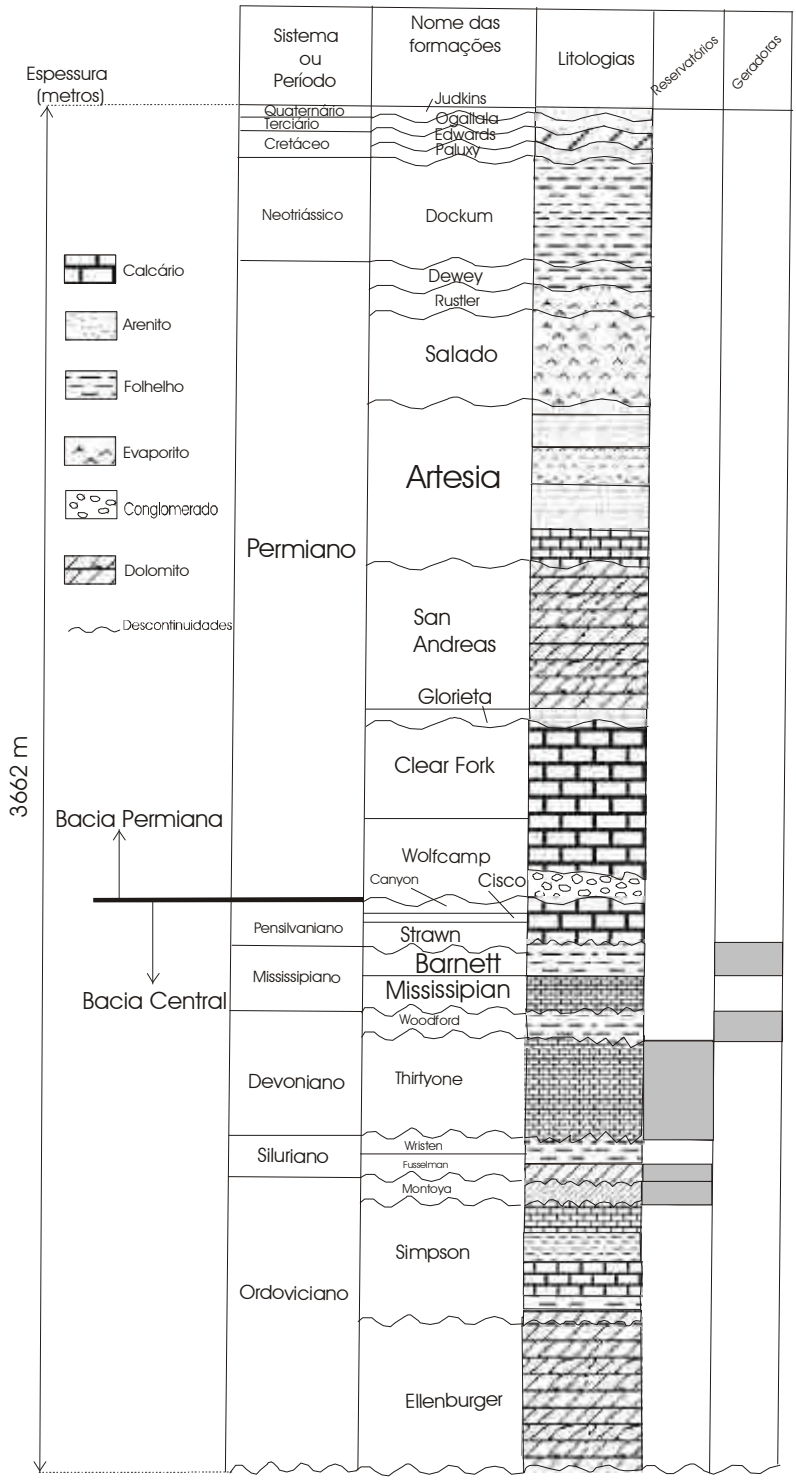


Figura 8 - Coluna estratigráfica generalizada da Bacia Central. As unidades litoestratigráficas apresentam variação de espessura na bacia adjacente Delaware e nas Glass Mountains (modificado de Katz *et al.,* 1994).

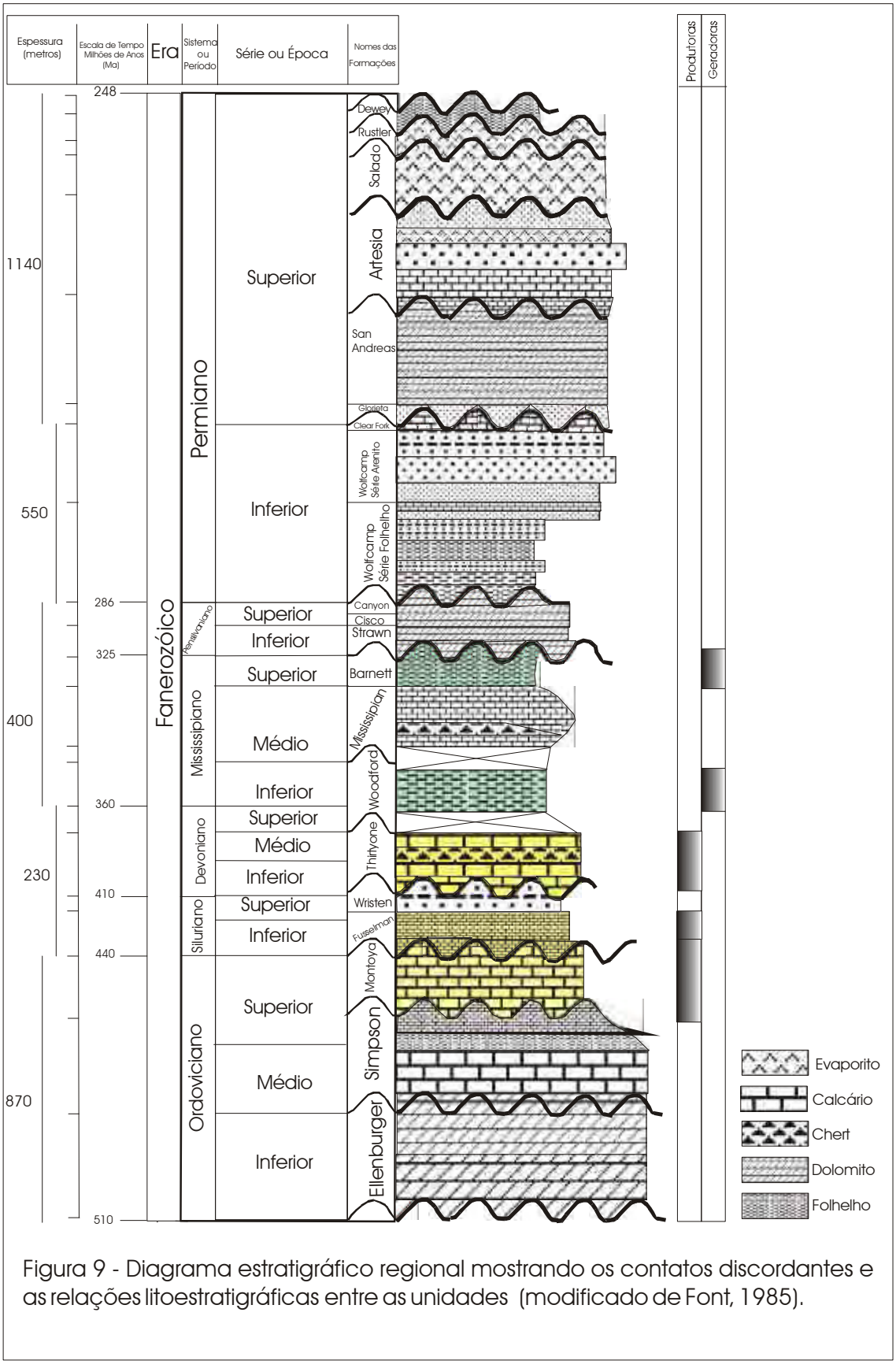


Figura 9 - Diagrama estratigráfico regional mostrando os contatos discordantes e as relações litoestratigráficas entre as unidades (modificado de Font, 1985).

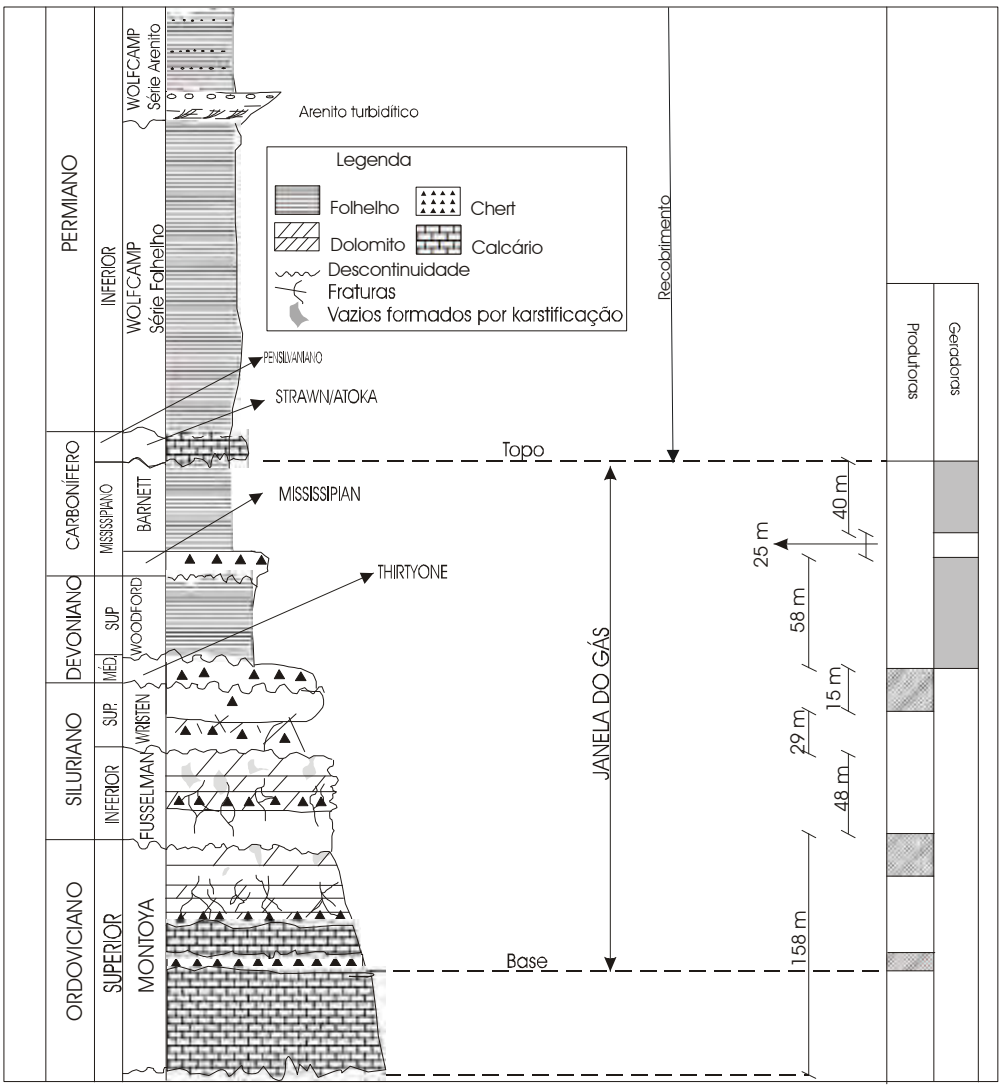


Figura 10 - Diagrama estratigráfico da geologia local feito a partir dos dados disponíveis mostrando as unidades litoestratigráficas e a janela do gás.

3.3.1. UNIDADE MONTOYA – NEO-ORDOVICIANO

Esta unidade apresenta espessura média de 141 m, máxima de 173 m e mínima de 82 m. A cota em que se encontra o topo da unidade abaixo do nível do mar está entre –2321 m e –3781 m. O rejeito máximo causado pelo efeito da tectônica atuante medido pela altitude do topo da unidade em relação ao nível do mar foi de 1460 m, o que reflete a magnitude dos eventos tectônicos que atuaram na área.

Da base para o topo, Montoya compõe-se de calcário-dolomítico fino a médio, com gradações de cor entre branco a cinza-claro-escuro. Os níveis cinza-escuro apresentam lâminas de folhelho intercaladas com o dolomito e os horizontes muito claros são de calcita hialina. No meio do pacote sedimentar da unidade Montoya há camadas de chert cinza-claro intercalado com calcário dolomítico. O calcário sofreu dissolução e vazios foram criados servindo como reservatórios para gás, bem como as fraturas no chert também se tornaram bons reservatórios. Os reservatórios têm baixa permeabilidade que é aumentada pelo uso de ácidos para um melhor fluxo do gás quando da explotação de hidrocarboneto. Nos dolomitos do topo (~15 m) ocorrem fácies-reservatório com poros e vazios por fraturas mostrando evidências de processo de carstificação (Hills, 1985a).

As melhores fácies-reservatório estão no chert cinza-claro fraturado (10 -15 m) no meio do pacote; este tipo de fácies ocorre em poços ao sul da área de Elsinore. Na base do Montoya há ocorrência de fácies com fósseis de crinóides.

A unidade Montoya apresenta contato discordante tanto com a unidade de base Simpson (Meso-Ordoviciano) quanto com a unidade de topo Fusselman (Eosiluriano). Na área em estudo, a profundidade a partir da superfície em que se encontra o topo da unidade Montoya varia de 3606 m (11590 pés) a 4723 m (14340 pés). O ambiente deposicional desta unidade era de mar raso, eventuais exposições subaéreas e deposição de sedimentos formados essencialmente por calcários dolomíticos. A presença de chert no meio do pacote sedimentar pode ser um indicador de mudança de ambiente passando de marinho raso a profundo ou por mudança climática.

3.3.2. UNIDADE FUSSELMAN – EOSILURIANO

A unidade produtora de gás Fusselman, Eosiluriano, está sobre a unidade Montoya, Neo-Ordoviciano, com a qual mantém contato erosivo. Fusselman mantém contato erosivo também com a unidade de topo Wristen (comumente chamado *Upper Silurian*).

A profundidade a partir da superfície em que se encontra o topo da unidade Fusselman na área varia de 3798 m (11510 pés) a 5.197 m (15750 pés). Esta unidade apresenta espessura média de 41 m, máxima de 62 m e mínima de 15 m, composta essencialmente por calcário, dolomito e chert. O topo é composto por calcário com gradações de cor do branco ao cinza-escuro, fino, intercalado com dolomito cinza-escuro, com porosidade e fraturas por carstificação e apresenta algum chert, branco, intensamente fraturado.

A cota em que se encontra o topo da unidade abaixo do nível do mar está entre –2.297 m e –3.741 m, com rejeitos de mais de 1.400 m, retratando o contexto tectônico de grande intensidade. As melhores fácies-reservatório estão mais ao centro-sul da área em fácies de chert branco-acinzentado fraturado (~5 m) no meio do pacote sedimentar. Os horizontes no topo da unidade, compostos por dolomitos em porosidade secundária por carstificação, constituem-se também em bons reservatórios e medem aproximadamente 10 m. O ambiente de deposição desta unidade indica para o marinho raso, com mudanças eventuais de clima, de clima quente para frio, favorecendo a deposição de chert, seguida de nova mudança climática em ambiente de marinho raso com calcário e eventuais entradas de arenitos finos até o final da deposição.

3.3.3. UNIDADE WRISTEN – NEOSILURIANO

Na área de estudo esta unidade é comumente chamada de *Upper Silurian*, no entanto, achou-se mais apropriado utilizar o nome Wristen, como é chamada na Bacia Delaware. Esta unidade apresenta grande variação de espessura, muitas vezes não estando presente em grande parte da área, no entanto, quando ocorre, apresenta espessura média de 26 m, máxima de 64 m e mínima de 6 m. A cota em que se encontra o topo da unidade abaixo do nível do mar está entre –2.276 m e –3.117 m. O rejeito máximo causado pelo efeito da tectônica atuante medido pela altitude do topo da unidade em relação ao nível do mar foi de 841 m.

O pacote sedimentar do Wristen é composto basicamente por folhelho, folhelho intercalado com arenito na base e chert no topo. Esta unidade apresenta continuidade irregular lateral e vertical. No topo da unidade ocorre uma fácies-reservatório composta por chert branco a cinza, fraturado, com espessuras variadas, não ultrapassando 10 m.

O contato é discordante erosivo com a unidade de topo, Thirtyone, e também com a unidade de base, Fusselman. A profundidade em que se encontra o topo da unidade Wristen a partir da superfície varia de 3.775 m (11440 pés) a 4.573 m (13860 pés). Esta unidade não é dos melhores reservatórios de gás na área.

3.3.4. UNIDADE THIRTYONE – MESODEVONIANO

A unidade Thirtyone, mais conhecida como *Devonian*, tem outros vários nomes dependendo da área em que se encontra. Apenas para citar alguns, é chamada Thirtyone na Bacia Delaware, Caballos ou Caballos Novaculite na zona do *Marathon Thrust Belt.* Apesar das diferentes nomenclaturas, esta unidade apresenta fácies muito semelhantes em todo o oeste do Texas e excelentes reservatórios na fácies chert principalmente na zona de Cavalgamento na qual as estruturas do tipo *duplex* repetem até cinco vezes o pacote sedimentar Caballos (Thirtyone) por sobreposição.

A unidade Thirtyone apresenta grande variação de espessura, muitas vezes não estando presente em grande parte da área de estudo. Por vezes esta formação desaparece lateralmente em estruturas do tipo *pinch out*. Esta unidade, quando ocorre, apresenta espessura média de 19 m, máxima de 78 m e mínima de 4 m. Apesar da pouca espessura, Thirtyone é uma das unidades mais produtivas em Elsinore e em todo o oeste do Texas. A cota em que se encontra o topo da unidade abaixo do nível do mar está entre –2269 m e –3711 m. O rejeito máximo causado pelo efeito da tectônica atuante medido pela altitude do topo da unidade em relação ao nível do mar foi de 1442 m.

A profundidade em que se encontra o topo da unidade Thirtyone na área é bastante variada, a partir da superfície varia de 3768 m (11420 pés) a 4672 m (14160 pés). O contato com a unidade de topo, geradora de gás, Woodford, é do tipo paraconforme; o contato com a unidade de base Wristen (*Upper-Silurian*) é discordante erosivo. A fácies-reservatório desta unidade é composta predominantemente por chert branco-amarelo-esverdeado, fraturado, intercalado com finas lâminas de calcário parcial ou totalmente dissolvidos, formando vazios, do tipo vesículas. Em amostras de mão é possível observar a ocorrência de fósseis circulares ou alongados orientados segundo a tectônica que atuou na área. A amostra de mão do chert, obtida em afloramento, é amarela, maciça e com pontos escuros alinhados, moldes de microfósseis carbonáticos preenchidos por microquartzo e carbonato, orientados segundo a mesma direção de pequenas falhas

As lâminas delgadas feitas desta amostra, observadas ao microscópio convencional, mostram moldes de fósseis radiolários e espículas de radiolários, preenchidos predominantemente por finos grãos de quartzo levemente alongados com a direção das pequenas falhas e fraturas, que por sua vez também estão preenchidas por quartzo fino.

As feições de fósseis levam a crer que a porosidade da unidade Thirtyone se constitui não apenas de fraturas, mas também por uma porosidade por dissolução de microorganismos nos níveis calcários. A formação de vazios por dissolução do calcário e as fraturas no chert é que resultaram em reservatório para o gás. O chert quando sem fraturas, íntegro, intercalado às camadas, pode ser considerado como microsselante do sistema reservatório.

A presença destes microorganismos no chert pode ser devido à ocorrência de turbiditos, ou resultado de sobreposição de processos diagenéticos e redeposição conjunta de calcário e chert. Dentro da zona do Cinturão de Cavalgamento a unidade Thirtyone, denominada Caballos, apresenta a assembléia de fósseis radiolários do tipo *Spumellari*, próprios de águas profundas presentes nesta unidade devoniana Thirtyone (Noble, 1990).

3.3.5. UNIDADE WOODFORD – NEODEVONIANO

A unidade geradora Woodford apresenta matéria orgânica do tipo II, tem em média 60 m e a descrição de amostras de poços mostra que são folhelhos pretos, friáveis, fraturados, de forte odor de óleo e apresentam piritas eventuais em todos os níveis. A profundidade em que se encontra o topo da unidade Woodford na área, a partir da superfície, varia de 3709 m (11242 pés) a 4596 m (13928 pés). O contorno estrutural de topo apresenta a altitude máxima de –3650 m e a mínima de –2215 m. Esta unidade é de grande continuidade areal e foi depositada discordantemente com a unidade de base devoniana Thirtyone e o topo é uma superfície de máxima inundação do tipo paraconforme. Regionalmente esta unidade é considerada uma das grandes geradoras de todo o sistema petrolífero no oeste do Texas.

3.3.6. UNIDADE BARNETT- NEOMISSISSIPIANO

A unidade geradora Barnett apresenta contato normal com a unidade de base, mais jovem, denominada Calcário-Mississipiano ou Mississipian, e contato discordante erosivo com a unidade de topo pensilvaniana, Atoka ou Strawn. Apresenta uma espessura máxima de 76 m, mínima de 9 m, chegando a não ocorrer em algumas áreas; a espessura média é de 38 m.

O contorno estrutural de topo varia de –2176 m a –3595 m, altitudes que mostram que os desníveis foram de mais de 1400 m. Esta unidade é formada por folhelho com finas intercalações de calcário, e pirita na base; este folhelho é menos friável e menos fraturado do que o da unidade Woodford.

Apesar de os folhelhos Woodford serem considerados um dos grandes geradores de petróleo de toda a América do Norte a unidade Barnett teria tido grande contribuição na formação do petróleo na área em estudo. Ao sudeste da área em que há uma combinação de maior espessura da unidade Barnett, com menor espessura do Woodford, há um poço com produção maior do que 12 BCF e outro com produção entre 1 e 12 BCF, indicando que a fonte geradora do gás também é atribuída aos folhelhos Barnett, composto com matéria orgânica do tipo II. As duas unidades geraram hidrocarboneto, o qual migrou sob pressão através de fraturas e pequenas falhas para os reservatórios. O alto estrutural foi determinante para que a acumulação ocorresse.

4. CONTEXTO GEOHISTÓRICO E TECTONOSSEDIMENTAR REGIONAL E LOCAL

4.1. Meso- e Neoproterozóico no contexto regional

Durante todo o final do Proterozóico o supercontinente no qual o Cráton Norte Americano esteve inserido permaneceu coeso (Dickinson, 1981). O evento tectônico colisional mais bem definido data da metade para o final do Mesoproterozóico (1300-1000 Ma), Orogenia Grenville, durante o qual a colisão de placas promoveu um encurtamento crustal e falhas de empurrão a noroeste da área de estudo, expostas nas montanhas Carrizo e Sierra Diablo (Horak, 1985b). No Neoproterozóico (~850 Ma) ocorreu a fragmentação em placas de parte do supercontinente, separando a Placa Norte-Americana da Placa Sul-Americana-Africana. Este evento promoveu o conjunto de falhas de direção NNW de alto mergulho com rejeito lateral (Keller *et al.,* 1980). As direções estruturais de ambos os eventos parecem ter influenciado os padrões estruturais posteriores no Paleozóico, Mesozóico, e Cenozóico (Henry and Price, 1985). Regionalmente a estrutura Lineamento Texas, direção N35W, parece ter sido uma antiga zona de rifteamento Mesoproterozóico (Purvis *et al.,* 1988a). Estas zonas de fraqueza do Lineamento Texas, que foram repetidamente reativadas, criaram a cada tempo diferentes tipos de regime de tensão (Dickerson, 1980).

4.1.1. MESO- E NEOPROTEROZÓICO NO CONTEXTO LOCAL

Os eventos do Mesoproterozóico e do Neoproterozóico ficaram marcados como tempo de significativo metamorfismo local e regional que promoveu intenso fraturamento nos granitos e em rochas metaígneas observado em afloramentos a oeste do Texas, fora da área de estudo.

Nestas áreas ocorrem bons reservatórios de petróleo sob a discordância esculpida em granitos fraturados. A abertura e instalação da Bacia Tobosa datam do Neoproterozóico, durante o período de fragmentação das placas Norte-Americana e Placa Sul-Americana-Africana; a direção do eixo deposicional da Bacia Tobosa é NW, mesma direção do conjunto das principais falhas da fragmentação do supercontinente.

Também é deste tempo o início da deposição da unidade Ellenburger, composta essencialmente por carbonatos de um ambiente de mar raso. Desde o Neoproterozóico (~850 Ma) até o fim do período Fusselman (Eosiluriano) as unidades da Bacia Tobosa foram depositadas predominantemente em regime de mar raso e eventuais mudanças climáticas de quente para frio, o que é confirmado pelos pacotes sedimentares e descrição litológica das amostras dos poços em estudo. Ao fim do tempo Eosiluriano, fácies de mar mais profundo são mostradas pelos pacotes sedimentares representados pela unidade mesodevoniana (Thirtyone).

4.2. Margem passiva

A Bacia Tobosa mencionada anteriormente foi formada durante o Neoproterozóico por rifteamento do bloco continental de uma margem continental do *cráton*, o que permitiu que um mar raso se formasse e avançasse sobre a área que hoje compreende o Estado do Novo México e o oeste do Estado do Texas, depositando sedimentos por mais ou menos 500 milhões de anos (Horak, 1985b; Dickinson, 1981). Desde o Neoproterozóico (810 Ma) até o Neomississipiano (310 Ma) as bacias sedimentares Delaware, Central e Midland eram parte da grande bacia chamada Tobosa.

A bacia de Valverde não era parte da Bacia Tobosa; foi formada adjacente às novas bacias em depressão durante o evento Marathon, do Permiano. A fase de margem passiva foi caracterizada como um período de baixo nível de subsidência da bacia e deposição carbonática de centenas de metros sob a forma de “camadas de bolo” (Roger, 2001).

De acordo com muitos autores foi no Devoniano-Neomississipiano que aconteceu a Orogenia Antler a qual provocou o arqueamento dos pacotes sedimentares em área que compreende todo o Estado do Novo México e norte do Texas, formando o Texas Arch (Kyle, 1990b). Durante este evento, a Bacia Tobosa foi proeminentemente vergada na parte sudeste por estes esforços compressionais de oeste para leste (Horak, 1975).

4.3. Evento extensional no contexto local

Após o fim do evento orogênico Antler, que culminou no Neomississipiano, iniciou-se um período de regime tectônico extensional que atuou durante o período Neopensilvaniano ao Eopermiano (310-270 Ma), conforme constatado em seções geológicas usando dados de perfis elétricos. Este evento extensional, cujos tensores atuaram nas direções EW a ESE-WSW, criou falhas de direção NS, WNW e provocou o abatimento diferenciado de blocos. Este evento gerou na região de Elsinore a alternância de blocos baixos e blocos altos, dispostos lado a lado. Nos blocos altos, em antiformas, estão os depósitos de gás, separados por grandes zonas de falhas.

No campo de gás Elsinore pode-se notar claramente os efeitos deste evento coincidente com antigas falhas proterozóicas de direção NW que serviram de caminho para a migração do gás. Também nota-se que as estruturas criadas durante a Orogenia Antler foram preservadas entre blocos falhados de direção NW, formando estruturas apropriadas para armadilhas de hidrocarbonetos. A caracterização dos elementos estruturais desta fase é de importância fundamental para identificação das acumulações previamente formadas e que teriam sido transformadas em evento posterior. Os esforços metodológicos foram orientados com este fim específico.

4.4. Colisão Neopaleozóica no contexto regional

Segundo alguns autores, foi durante o início do Permiano (310 Ma) que originou-se um dos mais importantes ciclos tectônicos em megaescala e que culminou com o Marathon Uplift (Keller *et al.,* 1980; Decker, 1981). Outro autor (Reed, 1990) acredita que o ciclo teria se iniciado mais cedo, ou seja, no Eomississipiano (345 Ma).

A colisão da Placa Laurásia e da Placa Sul Americana-Africana (Gondwana), não apenas produziu a orogenia Ouachita nas bacias sedimentares do oeste do Texas, como também causou deformação nas montanhas Apalaches (Figura 11). Este evento afetou toda a área de estudo limitada ao norte por Glass Mountains, a oeste pela Serra del Norte e Santiago Mountains, a leste e sul por graduais e submergentes feições do Marathon Uplift sob unidades cretácicas (Robichaud *et al.,* 1990). Durante a fase de colisão, o sistema Marathon-Ouachita era adjacente às bordas dos países Colômbia e Venezuela na América do Sul (Ross, 1978a; Font, 1985), países também produtores de petróleo e que estão num contexto geológico muito semelhante ao do Estado do Texas.

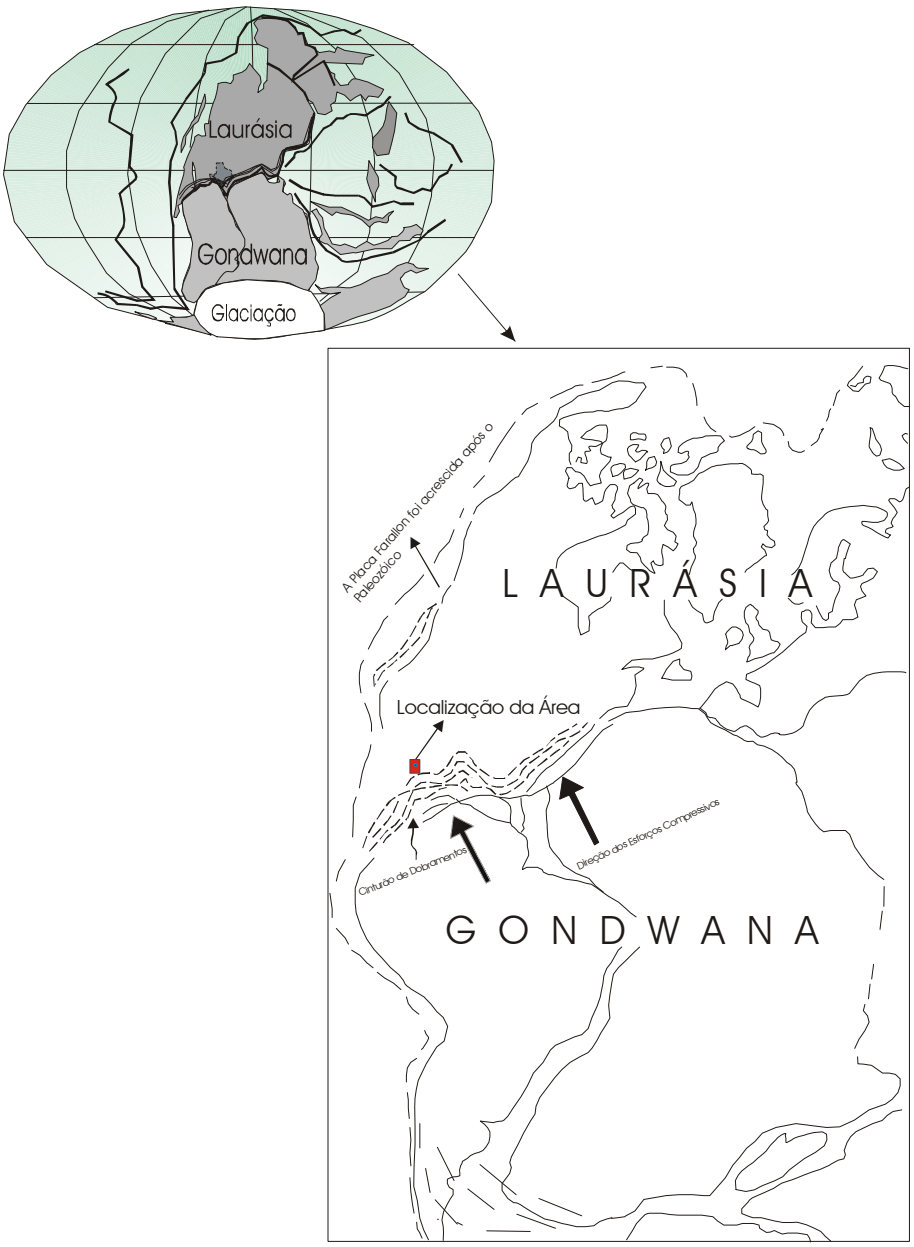


Figura 11 - Localização da área de estudo em relação à colisão das placas Laurásia e Gondwana durante o período do Eopermiano ao Mesopermiano, 270 - 240 Ma. (Modificado de Ross, 1978a; Stamplfi, 2002).

4.4.1. COLISÃO NEOPALEOZÓICA NO CONTEXTO LOCAL

No final deste evento a Bacia Tobosa estava dividida em bacias menores: Delaware, Central, Midland, e sofreram profundas modificações em suas estruturas como dobramentos, falhas, deslocamentos, e intensa erosão da superfície dos blocos altos.

As bacias Valverde e Marfa foram as bacias neoformadas adjacentes à Central, Midland e Delaware nas depressões causadas pelo evento compressivo. A nova superfície gerada foi leito deposicional para a Bacia Permiana resultando em sobreposição de bacias (Wright, 1979).

O evento compressional Ouachita-Marathon formou o Cinturão de Cavalgamento Ouachita Marathon (CCOM) de grande magnitude ao sul da área de estudo (Figura 12).

Este evento compressivo afetou grandemente a área de Elsinore e foi de grande importância tanto em elementos quanto em processos para o sistema de acumulação de gás na área.

A Figura 12 mostra o campo de gás de Elsinore no contexto do CCOM e os campos de gás e óleo na região, Oates, Thistle, Piñon, Puckett, Mc Kay Creek, Brown Bassett, bem como a relação espacial destes campos em relação ao CCOM. Dentro da área do CCOM foram formados duplexes em que a unidade produtora Thrityone (D) é repetida até cinco vezes em corte vertical e produz gás em todos os cinco níveis.

1

4.5. Zona de falha da Plataforma Oeste

A zona de falha mais profunda em subsuperfície se localiza no limite leste da Bacia de Delaware e, margeando a área de estudo, no extremo leste da Bacia Central.

Esta zona de falha foi referida por Hills (1970, 1979b) and Keller *et al.* (1980) como a Zona de Falha da Plataforma Oeste (*West Platform Fault Zone*). Este nome tem sido usado além de outros nomes tais como “Falhas da Borda Leste”, “Zona de Falhas da Borda Oeste” e “Limite da Zona de Falha Leste” (Figura 13).

Segundo Hills (1970) esta zona se estende desde o oeste de Hobbs no Novo México até o sudeste de Fort Stockton no Texas. A maior e mais bem definida porção da zona de falha está na extrema margem sudoeste do *Fort Stockton Uplift.* As falhas apresentam mergulho de 50-90º, mais freqüentemente 70º (Henry e Price, 1985).

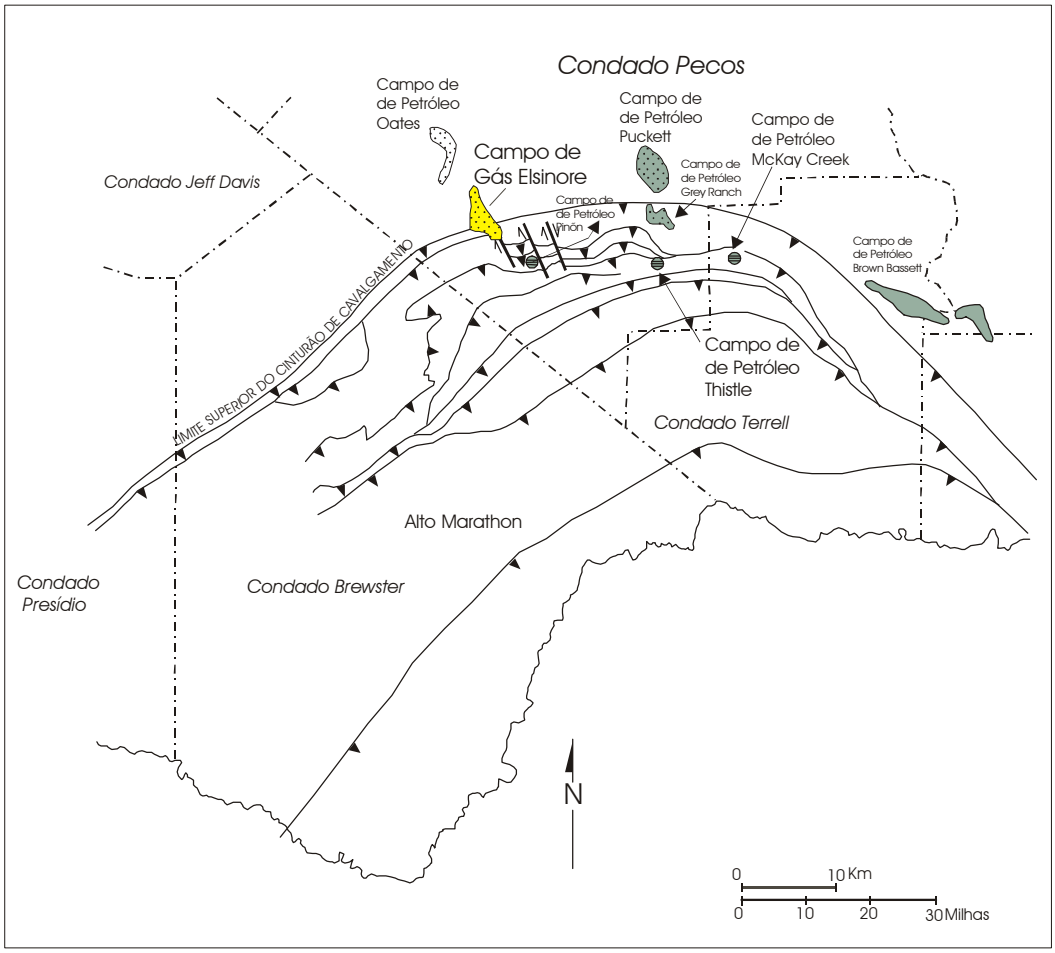


Figura 12 - Localização do Campo de Gás Elsinore em relação ao Cinturão de Cavalgamento Ouachita Marathon (CCOM).

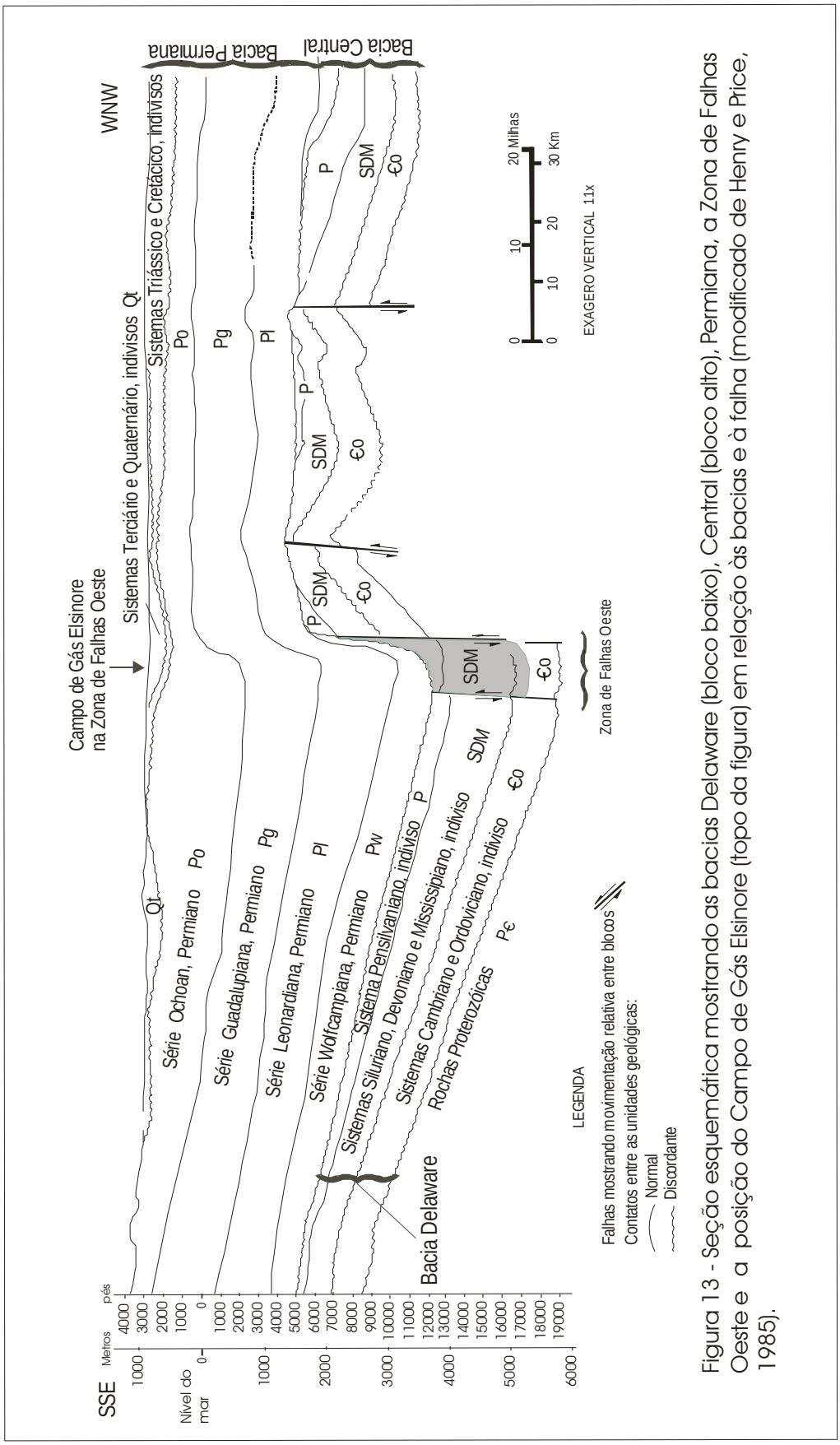


Figura 13 - Seção esquemática mostrando as bacias Delaware (bloco baixo), Central (bloco alto), Permiana, a Zona de Falhas Oeste e a posição do Campo de Gás Elsinore (topo da figura) em relação às bacias e à falha (modificado de Henry e Price, 1985).

4.6. Bacia Permiana

Se comparado com as fases anteriores, o período Permiano foi um tempo de relativa estabilidade tectônica na Bacia Central, Delaware e Midland, dentro da margem oeste da Pangéia. Esta fase de "quiescência tectônica" fora da área Quachita-Marathon foi um período compreendido entre 265-230 Ma, chamado de Fase da Bacia Permiana por Horak (1985b).

Durante a Fase da Bacia Permiana a fisiografia da região continuou caracterizada pelos altos estruturais Pedernal a noroeste e pelo *Ouachita Uplift* ao sul da área da bacia; a mais pronunciada subsidência na Fase da Bacia Permiana deu-se na Bacia Midland (Ewing, 1993).

4.7. Plataforma estável

A Fase de Plataforma Estável (230-280 Ma) foi um tempo estável para as bacias sedimentares, incluindo a Bacia Central e bacias adjacentes. No entanto foi tempo de rifteamento ao longo da zona de megacisalhamento chamada Mojave-Sonora durante o Neotriássico, Neojurássico e Eocretáceo.

Esta zona de cisalhamento separou inicialmente a América do Norte da América do Sul (Dickinson, 1981) e pouco a pouco foi formado o Golfo do México pela separação da região que hoje são Yucátan e o Texas e promovida a abertura do Oceano Atlântico. A descontinuidade angular durante a separação dos dois continentes permitiu a formação de depósitos carbonáticos sob um mar raso de idade cretácica (Wilcox, 1989).

Durante a fase final da Plataforma Estável (Neotriássico), a Placa Farallon, atual costa da Califórnia, iniciou a colisão com a Placa Norte-Americana; de acordo com Keith (1982) os movimentos de paleoconvergência se iniciaram a uma velocidade de 7-8 cm/ano segundo Wilcox (1989).

4.8. Estrutura de impacto meteorítico no contexto local

No extremo noroeste da área há um conjunto de estruturas, Sierra Madera, localizado a 12,8 km noroeste do extremo leste das Glass Mountains e 37 km ao sul da cidade Fort Stockton (Figura 14). Estas estruturas têm a forma circular afunilada com 13 km de diâmetro e 1800-2400 m de profundidade, composta por rochas sedimentares intensamente deformadas (Wilshire *et al.*, 1972). As rochas deformadas incluem os calcários da Formação Skinner Ranch, Cathedral Mountain and Road Canyon, além dos arenitos do Cretáceo.

Esta estrutura consiste de três partes principais: uma central, elevada 1,2 km acima de sua posição normal, em torno da qual há uma depressão de 0,8–1,6 km de largura, que corresponde à segunda parte e cuja base alcança rochas do Eocretáceo, e a terceira, concêntrica, medindo 0,8 km de largura com falhas normais circulares do centro para as bordas. O impacto do meteoro parece não ter influenciado a formação do gás nas unidades siluro-devonianas, mas pode ter influenciado os depósitos de gás permianos.

4.9. Orogenia Laramide

O longo período de quiescência durante a Fase de Plataforma Estável terminou no final do Mesozóico, quando iniciou-se um período de soerguimento e arqueamento dos pacotes sedimentares que perdurou durante o Neocretáceo e Eoterciário (80-40 Ma) chamado Orogenia Laramide. Este evento tectônico foi resultado da convergência da Placa Farallon e da Placa Norte Americana. Esta convergência de placas, propriamente dita, deu-se em grande velocidade (>14cm/ano), subducção de baixo ângulo e esforços compressivos de direção leste-nordeste (Dickerson, 1985).

Este evento provocou o soerguimento das Montanhas Rochosas desde o Estado do Novo México até o Estado de Wyoming com o soerguimento da Bacia Central (Horak, 1985b). Falhas e monoclinais de idade Laramide ocorreram ao longo da faixa que corresponde às montanhas Guadalupe, Delaware Mountain e Apache Mountain (Muehlberger, 1980). Esta deformação, no entanto, foi pequena no Texas se comparada com a que ocorreu no Colorado e Wyoming.

4.10. Fase vulcânica

Muitos autores (Price e Henry, 1985; Henry e McDowell, 1986; Keith, 1978; Elston, 1984) advogam uma fase intermediária extensional entre a fase compressional Laramide e a fase vulcânica, que teria provocado a distensão da crosta e favorecido as ocorrências das rochas extrusivas. Esta fase extensional seguida de vulcanismo foi de grandes proporções e ocorreu durante o Terciário Médio (40-30 Ma) pela região de Pecos County, no oeste do Texas, New Mexico, Colorado e México (país).

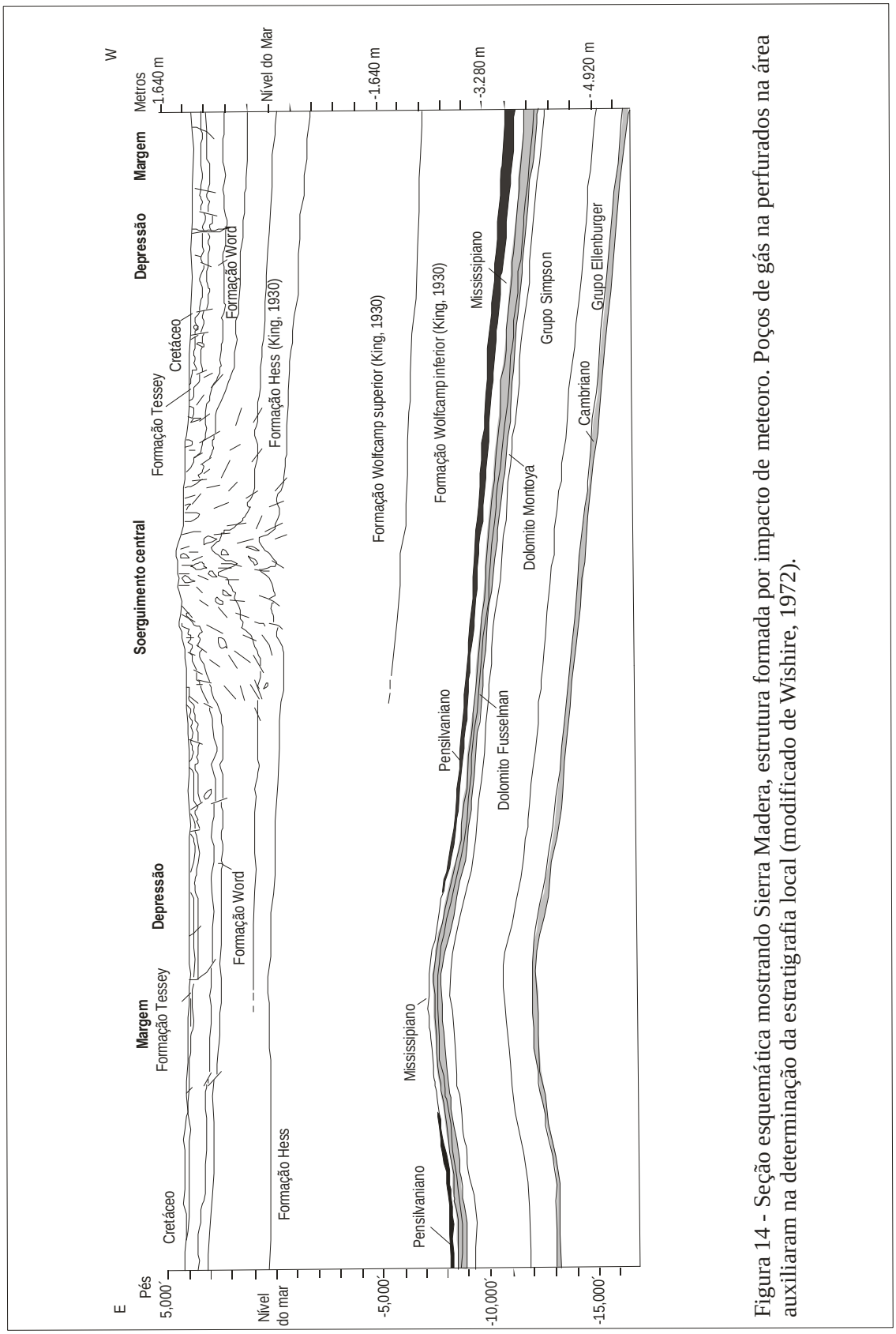


Figura 14 - Seção esquemática mostrando Sierra Madera, estrutura formada por impacto de meteoro. Poços de gás na perfurados na área auxiliaram na determinação da estratigrafia local (modificado de Wishire, 1972).

A fase compressional, seguida por fase extensional, ambas de grande amplitude, permitiram que fluidos mineralizados depositassem suas cargas por falhas e fraturas de direção N30ºE e formassem o que é chamado de *Colorado Mineral Belt.* Além de ouro foram extraídos prata, chumbo, zinco, cobre e molibidênio do *Colorado Mineral Belt* desde a primeira corrida atrás do ouro em 1858 no Velho Oeste.

A direção geral das falhas formadas na fase distensiva foi nordeste, coincidente com antigas zonas de fraqueza e zonas de cisalhamento proterozóicas. A composição do material extrusivo foi das mais variadas, de básicas a calco-alcalinas e alcalinas. A atividade magmática emitiu grandes volumes de cinzas e tufos vulcânicos advindos de vulcões de composição andesítica e basáltica (North e McLemore, 1988).

Neste tempo de vulcanismo intenso o sistema de subducção Laramide mudou para o sistema transcorrente San Andres como conhecido nos dias atuais. Esta mudança de regime tectônico das placas Farallon e Norte-Americana, de compressivo para transcorrente, pode ter colaborado para a ocorrência do sistema distensivo seguido de intenso vulcanismo. O evento extensional e magmático foi conseqüência da mudança de um regime de convergência das placas. A desaceleração de convergência maior do que 14 cm/ano para 3,5 cm/ano durante o período de 45 a 40 Ma mostra o quadro de mudanças rápidas que se operou, segundo Keith, (1982).

4.11. Fase extensional e de embaciamento

Esta fase extensional e de embaciamento, 30-0 Ma, foi descrita por Horak (1985b) como sendo um período de tempo caracterizado regionalmente por eventos extensionais e de afinamento da crosta, além da ocorrência de elevados fluxos de calor, rifteamentos, baixos níveis de gravidade, e baixa velocidade de esforços compressionais no manto superior. Esta fase pode ser subdividida em três estágios: Estágio Transicional (30-20 Ma), Estágio Principal de Soerguimento (20-2 Ma) e Estágio Quaternário (2-0 Ma).

4.11.1. ESTÁGIO TRANSICIONAL

Este estágio representa o tempo da transição final entre o período de regime compressivo Laramide e o de regime regional extensional (30-20 Ma – Neo-Oligoceno e Eomioceno).

Este período caracterizou-se pela fase extensional nordeste-sudoeste, desenvolvimento de grande quantidade de bacias sedimentares rasas, relevo regional de baixa amplitude e pontos localizados de intenso movimento extensional associados às falhas normais de baixo ângulo (Kelley *et al.,* 1992).

4.11.2. ESTÁGIO PRINCIPAL DE SOERGUIMENTO

Nesta fase ocorreu o soerguimento e arqueamento das montanhas Guadalupe, no extremo noroeste da área de estudo, durante o início do Mioceno até o Plio-Pleistoceno, entre 15-2 Ma (King, 1948). Copeland *et al.* (1995) afirmaram que o elevado nível de fluxo de calor, 40º-50º C/km, durante o período Mioceno constitui-se no par térmico responsável pela maturação e remobilização nos hidrocarbonetos na Bacia Delaware (Hentz e Henry, 1989; Barker e Halley, 1996).

4.11.3. ESTÁGIO QUATERNÁRIO

Durante o estágio quaternário os efeitos extensionais diminuíram, assim como o gradiente geotermal, no entanto, terremotos continuaram a ocorrer em zonas de falhas, principalmente as de direção NNE (Viveiras, 1995). A migração e acumulação de óleo em unidades pensilvanianas e wolfcampianas podem estar ou estão associadas a esses movimentos. Luo *et al.* (1991), documentaram nos condados Ward-Winkler inúmeros terremotos associados com o topo e base de unidades pennsilvanianas e wolfcampianas.

5. MÉTODOS E MEIOS

5.1. Definição da área de estudo, aquisição dos dados e pesquisa bibliográfica

A área estudada, campo de gás Elsinore, foi definida em conjunto com a diretoria da companhia de petróleo Riata Energy, Inc (www.riataenergy.net), situada na cidade de Amarillo, Estado do Texas. Esta empresa petrolífera, Riata Energy, opera mais de 300 poços de óleo e gás no Texas, Louisiana, Colorado e Wyoming e tem interesse em entender melhor os fatores controladores do reservatório de gás nesta área específica.

Após a definição da área foi feito um levantamento de toda a documentação disponível na companhia Riata Energy e nos órgãos públicos estaduais que administram documentos relativos à história de cada poço. A documentação analisada consistiu de perfis elétricos, histórico operacional (*Scout Ticket*), relatórios e gráficos de pressão e produção (*Rate and Pressure Report*). Os perfis sísmicos existentes na área auxiliaram muito pouco na definição das estruturas e das unidades estratigráficas porque quase todo o pacote sedimentar é constituído por uma seqüência de carbonatos tornando difícil a diferenciação entre uma unidade e outra.

Dos 120 poços da área de Elsinore, 46 poços foram considerados suficientes em termos de documentação para este estudo, 72 foram descartados por apresentarem informações insuficientes – por serem muito rasos ou por apresentarem documentação deficitária em algum aspecto relevante. Foram então analisadas informações dos 46 poços (Figura 15 – Mapa de Pontos e Anexo 1 – Relação dos Poços), baseadas em perfis elétricos, dados de produção e histórico da vida do poço. Deste total, 28 apresentaram produção superior a 0,5 Bilhão de Pés Cúbicos (BCF), 16 poços com produção inferior a 0,5 BCF e 4 poços dos quais não se teve informação quanto à produção.

Após o levantamento dos dados e conversão das medidas (pés para metros, graus e décimos de graus para UTM, BCF para MMC) foi formado banco de dados, em planilhas do Excel, de cada uma das unidades geradoras (Barnett e Woodford) e produtoras (Thirtyone, Wristen, Fusselman e Montoya) constando o nome do poço, coordenadas geográficas, altitude em relação ao nível do mar, medidas de topo e base, altitude em relação ao nível do mar, espessura, porosidade, produção, pressão inicial e final, e início das atividades de cada poço (Anexo 3).

A próxima etapa consistiu em fazer um levantamento bibliográfico buscando-se todas as informações possíveis relacionadas ao contexto da área que envolvesse os eventos geológicos locais e regionais. A pesquisa foi feita em livros, documentos e publicações de associações tais como AAPG (*American Association of Petroleum Geologists*), USGS (*United States Geological Survey*), EIA (*Energy Information Administration*), órgãos relacionados à atividade petrolífera. Para a aquisição de dados complementares fez-se visita a campo, coleta de amostras e uso dos mapas geológicos e topográficos disponíveis. Nesta fase foi constatado que não havia mapa estrutural para a área que fosse de domínio público. Nas empresas petrolíferas privadas os mapas gerados acabam ficando em poder das próprias empresas que investiram na pesquisa e confecção dos mesmos.

Durante o levantamento dos dados não foi encontrado nenhum mapa estrutural significativo da área que estivesse disponibilizado para consulta. Foram confeccionados mapas de isópacas, de contorno estrutural e de falhas para se ter uma idéia prévia das relações entre as unidades litoestratigráficas. Também foram feitas seções geológicas, seções cronoestratigráficas para comparação dos resultados finais com a aplicação da geoestatística.

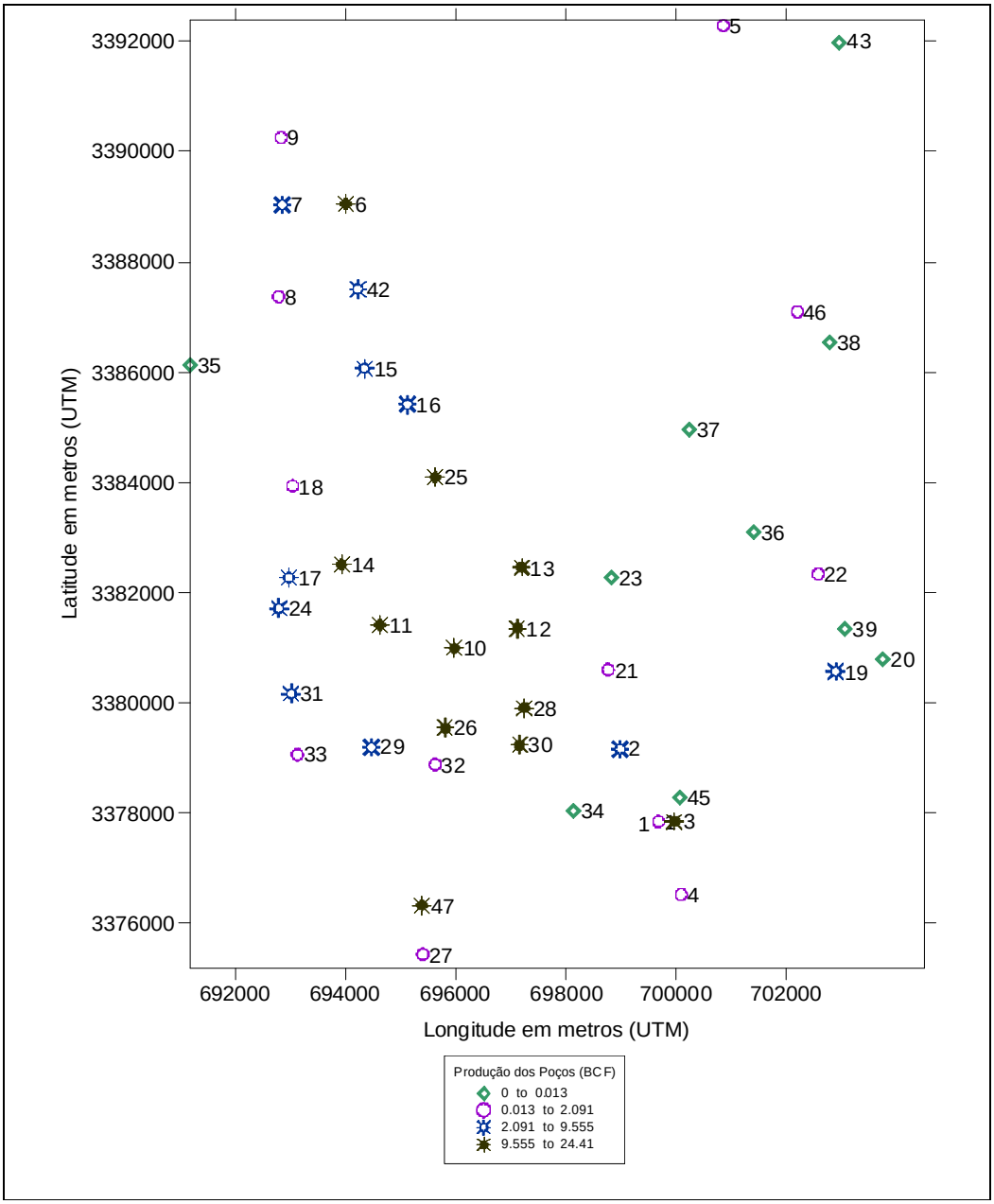


Figura 15 – Mapa de Pontos do campo de gás de Elsinore com os poços enumerados e a produção pertinente à cada poço.

5.2. Métodos de análise geoestatística e de favorabilidade

5.2.1. BREVE HISTÓRICO DOS MÉTODOS GEOESTATÍSTICOS E APLICAÇÃO EM PETRÓLEO

Em Geociências a maioria das variáveis é resultado de muitos processos complexos interrelacionados. Desta forma, para a análise da maioria das variáveis, é necessário avaliar a incerteza no seu comportamento (Isaaks e Srivastava, 1989; Goovaerts, 1997).

A geoestatística iniciou-se com Krige, na década de 50, procurando dar solução para o problema de variância espacial em amostragem de concentração de ouro que, sob os métodos convencionais daquela época, lhe pareceu não fazerem sentido. A solução encontrada para o problema da variância espacial foi considerar a distância entre as amostras e correlacioná-las.

Matheron (1970), baseado na experiência de Krige, desenvolveu a Teoria das Variáveis Regionalizadas seguindo os princípios básicos da geoestatística. Matheron definiu a Variável Regionalizada como uma função espacial numérica, que varia de um local para outro, com uma continuidade aparente. O uso do novo método, também aplicado na mineração de ouro, visava a resolver o problema do nível de corte de blocos minerados, que era sempre menor do que a porcentagem estimada, a partir de histogramas obtidos da análise de concentração de minério de testemunhos de sondagem de um mesmo bloco. Ou seja, extrapolar valores de corte de minério para o bloco todo, a partir da média de concentração obtida em testemunhos de sondagem, não correspondia à realidade. Matheron explicou a diferença entre a variância dos valores médios medidos em grandes blocos e a variância dos valores médios medidos em pequenas amostras.

No Brasil, desde a década de 80, a modelagem de depósitos tem sido aplicada e desenvolvida por diversos profissionais em pesquisa exploratória de depósitos minerais (Soares *et al.*, 1994, 1997, 1998; Artur, 1998; Landim, 1998). A questão da incerteza que norteia o ambiente geológico e a busca por solução em como tratar geoestatisticamente as incertezas tem sido objeto de estudo de alguns pesquisadores (Soares, *et al.* 1994, Soares, 1997; Soares, 2000; Soares *et al.*, 2002; Soares e Perdocini, 1998).

Vistelius (1949) foi o pioneiro a quantificar geoestatisticamente informações de seqüência litológica entre poços. As correlações entre os poços eram feitas unidimensionalmente, o que não poderia ser generalizado para a segunda e terceira dimensões.

Na década de 60, o campo de petróleo Hassi-Messaoud, na Argélia, foi laboratório para o uso de técnicas quantitativas para medir as reservas petrolíferas. A técnica consistia em modelar, em uma seção vertical, as lentes de areia e níveis de folhelhos com o objetivo de entender o impacto da permeabilidade efetiva nos arenitos. Um exemplo do uso deste aplicativo está em Delhomme and Giannesini, 1979, mas até então persistia a solução em apenas duas dimensões do problema analisado.

Na década de 70, as técnicas desenvolvidas por Matheron na mineração de ouro, usando os conceitos de krigagem e simulações condicionais, passaram também a ser úteis a outros tipos de prospecção mineral. Baseado nos conceitos de Matheron, o *Centre de Géoestatistique* introduziu geoestatística na indústria do petróleo desenvolvendo um programa computacional denominado *Bluepack* (Renard, 1990). Este programa foi bastante comercializado para empresas petrolíferas e utilizado mais como ferramenta para construção de mapas do que como um meio geoestatístico de tratar dados porque oferecia flexibilidade para diferentes abordagens. No entanto, apesar da praticidade do *Bluepack*, permanecia a solução para as questões apenas em duas dimensões até o final da década de 70.

Haldorsen (1983), baseado na técnica de modelagem utilizada em Hassi-Messaoud, em seu trabalho de tese detalhou os tipos e tamanhos de corpos de folhelhos e a extensão lateral randômica destes corpos. O objetivo principal era usar modelos analíticos para determinar o impacto dos corpos de folhelho na permeabilidade vertical efetiva.

Haldorsen and MacDonald (1987) apresentaram aplicativos de modelagem estocástica para as lentes de arenito. O desenvolvimento das técnicas computacionais permitiu a visualização em três dimensões dos modelos. No meio da década de 80, as companhias de petróleo norueguesas desenvolveram novas técnicas de modelagem estocástica, combinando as técnicas desenvolvidas anteriormente e modelando os corpos de arenito e folhelho para reservas em ambientes flúvio-deltaicos. Sob a liderança de Omre estes projetos foram desenvolvidos no *Norwegian Computing Center* e publicados por Omre *et al.* (1993).

No entanto, no começo da década de 80, o *Institut Français du Pétrole* (IFP) e o *Centre de Géostatistique* se uniram para criar um programa geoestatístico direcionado para a pesquisa de petróleo que passou a ser chamado de *Heresim*.

Neste mesmo período, na *University Stanford*, os pesquisadores Journel e Gomez-Hernandez, 1989, desenvolviam no *Stanford Centre for Reservoir Forecasting* (SCRF) um programa de modelagem usando conceitos geoestatísticos.

Desta forma, no final da década de 80 existiam diferentes programas geoestatísticos de modelagem para enfoques similares. O objetivo de todos era o de gerar modelos em três dimensões (3D) dos reservatórios de petróleo, ainda que usassem diferentes algorítimos baseados em quantificações geológicas diferenciadas entre si. Hewett (1986) estendeu os seus estudos em fractais aos modelos existentes baseados no que Mandelbrot (1982) tinha apresentado. Hewett criou um dos primeiros *Fractal Reservoir Models* que, de acordo com o foco do problema e a escala de trabalho, podia modelar detalhes como porosidade dos reservatórios utilizando dados de poços de petróleo.

Dubrule (1989), Haldorsen e Damsleth (1990), em suas publicações, concluíram que a escolha por um dos métodos geoestatísticos disponíveis dependia de apenas dois fatores básicos, um deles seria o ambiente deposicional e o outro seria a escala do problema.

Algorítimos geoestatísticos tornaram-se disponíveis na *Stanford University* como resultado da classificação dos métodos existentes feita por Deutsch (1992), Deutsch e Journel (1992), e podem ser escolhidos de acordo com o foco de estudo mencionado no capítulo anterior. Atualmente a *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) tem procurado oferecer cursos, como o de Dubrule (1998), e material de aplicação da técnica na indústria do petróleo. As grandes companhias de petróleo, tais como Exxon e Texaco, foram as pioneiras no uso da geoestatística nos Estados Unidos da América (EUA), principalmente por engenheiros do petróleo, para dimensionar as reservas. Os geólogos passaram a usar as técnicas geoestatísticas a partir de informações de poços combinados com os dados de afloramentos (AAPG *Explorer*, 1996).

A realidade prática nos EUA mostra que as médias empresas de petróleo, ao contrário das pequenas, costumam ter, em seu quadro de funcionários, profissionais que possam estar envolvidos com a atividade exploratória. Não é incomum empresas de médio porte terem como efetivos advogados, engenheiros de petróleo, geólogos, geofísicos, desenhistas gráficos, contadores, além de equipes e equipamentos relacionados à perfuração de poços. Para médias empresas a geofísica é terceirizada e a interpretação dos dados geofísicos é feita por profissionais da própria empresa. A prospecção petrolífera em médias empresas é feita em escala de *play* e prospecto. As pequenas e microempresas de petróleo costumam terceirizar a pesquisa completa, encomendando serviços a geólogos e geofísicos autônomos. A prospecção petrolífera nestas condições se restringe aos antigos métodos de construção de mapas (mapas de isópacas, de contorno estrutural, *gross*, *net pay*) baseados principalmente em perfis elétricos de poços produtivos.

Os métodos geoestatísticos foram utilizados neste trabalho para a interpolação de valores de variáveis e geração de modelos digitais de superfícies ou espessuras que permitam identificar anomalias direcionais de espessura ou de altitude, possivelmente associadas a paleoestruturas. O objetivo principal do uso desta metodologia foi definir atributos anômalos com os quais estejam associadas diferentes propriedades do campo de gás e fazer a reconstituição tectono-sedimentar associada à geração, migração, aprisionamento e selação do gás de acordo com o modelo de sistema petrolífero de acumulação de gás BCGS.

Para este trabalho os programas computacionais geoestatísticos utilizados foram o *Surfer 7* e *8* para a geração dos variogramas e análises das krigagens, 1ª, 2ª derivadas; o *G+ GeoStatistics for the Environmental Sciences* para a geoestatística básica; e o *Anfavin* para o estudo de favorabilidade e de ambigüidade do modelo geoestatístico adotado.

5.2.2. ANÁLISE DE FAVORABILIDADE

A análise de favorabilidade foi utilizada neste trabalho para avaliar as propriedades das relações entre variáveis espaciais e as propriedades do campo especial de gás o que permitiu ao final definir um modelo descritivo da acumulação com a explicitação do peso que os diferentes fatores, representados por suas evidências tiveram.

No campo das geociências, a probabilidade de um evento ocorrer ou não, dadas as variáveis, está baseada na probabilidade condicional e em estatística. Ambos os procedimentos iniciaram sua aplicação em petróleo no início da década de 80. Em 1981, Mariotto *et al.* (1981) aplicaram pioneiramente a avaliação probabilística para petróleo na bacia do Paraná, usando probabilidades subjetivas.

A existência de um depósito mineral está condicionada à resultante de um conjunto de indicadores de processos favoráveis. Estes processos podem ser representados e explicados por probabilidades condicionais de seus indicadores visíveis ou mensuráveis, porém nunca inteiramente acessíveis à amostragem (Agterberg, 1989; Rostirolla *et al.*, 1998).

Desta forma, tanto os processos como os seus indicadores, não explicam inteiramente a distribuição dos depósitos, surgindo a questão da incerteza. Se a incerteza estiver associada à visualização dos processos favoráveis, ela não pode ser determinada. O estudo da incerteza, associado às variáveis espaciais, foi introduzido na década de 80, destacando o modelo de favorabilidade. Nestes casos os métodos tratavam apenas da incerteza associada à relação probabilística entre a variável e a ocorrência do depósito.

A questão remanescente que vem sendo investigada é a da propagação da incerteza associada à distribuição espacial das variáveis das zonas produtivas e da ambigüidade dos resultados (Rostirolla *et al.*, 1996; Soares e Perdoncini, 1998; Soares *et al.*, 2000; Soares, 2002).

5.2.3. PESO DAS EVIDÊNCIAS

No caso do Campo de Gás Elsinore, cuja existência é conhecida, e que ocupa pelo menos o espaço determinado pelo conjunto de poços existentes na área, podemos afirmar que o depósito (D) existe, ocupa um determinado espaço e está determinado pelo conjunto de evidências (E). Entretanto, no domínio de existência da acumulação de Elsinore, existem zonas carregadas ou férteis e zonas estéreis. Estas zonas carregadas, comparativamente a zonas estéreis, permitem avaliar a importância das diversas variáveis geológicas na acumulação de gás, e construir um modelo descritivo do sistema.

Desta forma, selecionadas as diversas variáveis que possivelmente constituem evidências de acumulação no sistema, pode ser calculado o peso da evidência, determinando-se a correlação entre:

N = número total de eventos	Evidência presente, E	Evidência ausente, nE
Zona fértil, D	F_{1-a}	F_{1-b}
Zona estéril, nD	F_{2-a}	F_{2-b}

Naturalmente, sendo F_{1-a} e F_{2-b} muito maiores respectivamente que F_{1-b} eF_{2-a}, podemos afirmar que a evidência E é fundamental para a existência do carregamento do sistema D, pois a freqüência da presença de E se associa mais com as zonas férteis que a da ausência e cumulativamente a freqüência da ausência de E se associa com as zonas estéreis.

Posto em termos de probabilidade freqüencial, tendo p = F/N, sendo N o número de ítens de controle, o raciocínio seguinte pode ser demonstrado, conforme Soares et al. (2002).

Primeiramente, os quatro campos podem ser reescritos,

$$p(D|E)= p(D\cap E)/p(E) \quad (1)$$

$$p(nD|E)=p(nD\cap E)/p(E) \quad (2)$$

$$p(D|nE)=p(D\cap nE)/p(nE) \quad (3)$$

$$p(nD|nE)=p(nD\cap nE)/p(nE) \quad (4)$$

ou ainda, em relação à existência ou não do evento desejado, como :

$$p(E|D)= p(D\cap E)/p(D) \quad (5)$$

$$p(E|nD)=p(nD\cap E)/p(nD) \quad (6)$$

$$p(nE|D)=p(D\cap nE)/p(D) \quad (7)$$

$$p(nE|nD)=p(nD\cap nE)/p(nD) \quad (8)$$

Dividindo a relação (1) pela (2) e (3) pela (4), obtêm-se:

$$p(D|E)/p(nD|E)=p(D\cap E)/ p(nD\cap E) \quad (9)$$

$$p(D|nE)/ p(nD|nE)=p(D\cap nE)/p(nD\cap nE) \quad (10)$$

De forma homóloga, obtemos os termos do segundo membro de 9 e 10, que, após a substituição resulta em:

$$p(D|E)/p(nD|E)= [p(E|D)/ p(E|nD)]. [p(D)/p(nD)] \text{ e} \quad (11)$$

$$p(D|nE)/ p(nD|nE) = [p(nE|D)/p(nE|nD)].[p(D/p(nD)] \quad (12)$$

A equação 11 é uma medida do grau de suficiência (S), da evidência (E) na determinação de D, enquanto a equação 12, em sua forma inversa, é uma medida da necessidade (N) da evidência (E) para a existência de (D).

Logo, podemos reescrever as relações 11 e 12 como:

$S_{Ei} = [w_{Ei}] . Ch(D)$ e

$N_{Ei} = [1/w_{Ei}] / Ch(D)$, onde

S_{Ei} = medida de Suficiência da evidência no modelo

N_{Ei} = medida de Necessidade da evidência no modelo

Ch(D) = Chance prévia (ou independente) de ocorrer o carregamento do depósito

[w_{Ei}] = peso da evidência Ei, ou quanto a evidência presente ou ausente modifica a chance prévia de ocorrer o evento D.

Ainda, dividindo a relação (1) pela (5), obtém-se a lei da probabilidade condicional, ou regra de Bayes, onde a ocorrência de um indicador E modifica a probabilidade prévia de ocorrer um evento D, num espaço X, por um fator igual à probabilidade da existência de E dada a ocorrência do evento, ou:

$$P(H|E) = p(H) \,.\, p(E|H) \quad (1)$$

Onde p(D), p(nD) (inexistência de D) e p(iD) (D incerto) concorrem num mesmo espaço e sua soma é 1. De forma semelhante, p(D|E), p(D|nE) e p(D|iE) somam 1.

Podemos estabelecer as relações homólogas no espaço E:

$$P(nD|E) = p(nD) \,.\, p(E|nD) \quad (2)$$

$$P(iD|E) = p(iD) \,.\, p(E|iD) \quad (3)$$

A razão entre estas probabilidades e seus espaços complementares constitui a chance (Ch) de ocorrer o tipo de condição estabelecida. Assim, tem-se (Soares, 2001b):

$$Ch(D|E) = [p(D)/(1-p(D))] \,.\, [p(E|D)/(1-p(E|D)) \quad (4)$$

$$Ch(nD|E) = [p(nD)/(1-p(nD))] \,.\, [p(E|nD)/(1-p(E|nD)) \quad (5)$$

$$Ch(iD|E) = [p(iD)/(1-p(iD))] \,.\, [p(E|iD)/(1-p(E|iD)) \quad (6)$$

Para o domínio da não ocorrência de E (nE), as mesmas 6 relações podem ser estabelecidas, e outras tantas para o domínio de E incerto (iE).

Os dois fatores do segundo membro, a chance prévia e o fator modificador, de cada relação, podem ser obtidos pelo conjunto de observações, de tal forma que as chances do evento podem ser determinadas para cada domínio do indicador E1, passando esta a constituir uma chance prévia que é usada para a determinação no domínio de E2 e sucessivamente para os domínios dos diversos indicadores.

$$Ch\,(D|E,nE,iE) = Ch\,(D) \,.\, Fs,n,i_1 . Fs,n,i_2 . Fs,n,i_3 ... \; Fs,n,i_n \quad (7)$$

$$Ch\ (nD|E,nE,iE) = Ch\ (nD)\ .\ Fs,n,i_1.Fs,n,i_2.Fs,n,i_3... Fs,n,i_n \quad (8)$$

$$Ch\ (iD|E,nE,iE) = Ch\ (nD)\ .\ Fs,n,i_1.Fs,n,i_2.Fs,n,i_3... Fs,n,i_n \quad (9)$$

Onde Fs,n,i_i são os fatores modificadores em cada condição do indicador presente, ausente ou incerto, respectivamente, para o indicador i, ou seja o peso da evidência Ei.

Tendo-se a chance *a posteriori* das diversas condições do evento (D, nD e iD), e considerando que a probabilidade do evento e seu complemento somam 1, determina-se o valor da probabilidade de cada condição do evento.

5.3. Análise estatística preliminar e uso de programas geoestatísticos

As variáveis amostradas são do tipo variáveis aleatórias contínuas, pois podem assumir um conjunto contínuo de valores, ou seja, uma variável "x" é considerada contínua se "x" puder assumir todos os valores em um intervalo "a < x < b". As variáveis aleatórias foram definidas como latitude, longitude, topo, base, espessura e porosidade de todas as unidades produtoras e geradoras. Outras variáveis relativas aos poços foram consideradas, tais como produção e pressão inicial dos poços. Inicialmente foi feita uma geoestatística prévia para se analisar a interdependência entre as variáveis. E desta forma ficou definida uma seqüência esquemática das etapas para o uso da metodologia geoestatística.

Inicialmente foi utilizado o programa GS+ Versão 5.1 – *Geostatistics for the Environmental Sciences* para a estatística básica. O programa computacional utilizado para o estudo geoestatístico foi o Surfer, versões 7 e 8, para a análise de freqüência dos dados, análise variográfica e krigagem.

Para a análise de favorabilidade foi utilizado o programa ANFAVIN, com o qual foram gerados os mapas de favorabilidade e de ambigüidade do modelo utilizado.

Na primeira etapa, foram feitos variogramas omnidirecionais, com logaritmo neperiano no aplicativo Surfer, versão 8. A partir dos variogramas foram feitas as análises variográficas, interpretação e avaliação dos resultados. Nos resultados com tendência direcional foi usada a krigagem anisotrópica ordinária e determinadas as anomalias direcionais de primeira derivada, que mostraram como resultado as direções das zonas de falhas e anomalias direcionais de segunda ordem, que mostraram a disposição dos altos e baixos estruturais.

Os diagramas variográficos mostrando as direções de maiores e menores variâncias de espessura de todas as unidades envolvidas foram elaborados utilizando o programa geoestatístico Surfer 8 e desta forma obteve-se a direção das principais falhas impressas nas direções de menor variância da espessura. Os eixos de maior e menor anisotropia foram determinados em variogramas direcionais, nos quais o conjunto de dados apresenta valores em que certas direções espaciais apresentam maior ou menor continuidade.

6. ANÁLISE E PROCESSAMENTO DOS DADOS: RESULTADOS

ESTATÍSTICA BÁSICA E MODELAGEM DOS MAPAS DAS EVIDÊNCIAS

A análise dos dados utilizando as ferramentas da estatística básica: diagrama de freqüência, média, desvio padrão, variância, valores mínimo e máximo, disposição espacial dos dados, permitiu uma visão prévia de como os dados se comportam, o que representam e qual a interação entre eles. A análise prévia dos dados estatísticos auxilia na determinação dos próximos passos, no uso dos dados de forma mais apropriada e com maior benefício para os resultados finais.

Após a análise prévia, inicia-se com mais segurança a análise dos variogramas para a determinação das direções de maior e menor continuidade espacial dos dados, krigagem a partir dos variogramas, determinação do peso daquelas variáveis consideradas hipoteticamente favoráveis à acumulação de gás, e geração de mapas das variáveis delimitando estas áreas como favoráveis, dúbias ou não favoráveis à acumulação de gás.

6.1. Unidade-reservatório Montoya – Neo-Ordoviciano

Contorno Estrutural

Como reservatório, a posição estrutural desta unidade torna-se o principal fator para a acumulação. Desta forma a melhor variável associada a esta unidade é a altitude do topo, sendo para isto construído um mapa de contorno estrutural. Além disto anomalias na variação da inclinação da superficie de contorno revelam a presença de anomalias estruturais, com pequenos altos, narizes ou falhas, razão pela qual foi analisado este atributo, com a propriedade curvatura em perfil do modelo digital.

O diagrama de freqüência da Figura 16 mostra que os dados de altitude de topo (abaixo do nível do mar) da unidade Montoya, como na unidade subjacente, não se distribuem em uma curva normal, pois 69% dos valores estão concentrados na classe dominante.

A Figura 16 e Tabela 2 mostram que a distribuição dos valores da amostragem é assimétrica, negativa à esquerda. Para o caso de uso da krigagem de dados de distribuição assimétrica, a distribuição lognormal pode ser uma boa alternativa, porque ameniza os efeitos da distribuição direcional dos valores (Isaaks e Srivastava, 1989).

Os valores de variância da Tabela 2 e a distribuição espacial dos valores, Figura 17, mostram que a discrepância entre os valores pode indicar estrutruras como altos topográficos que são favoráveis à acumulação de gás.

Tabela 2 – Estatística dos valores de altitude de topo da unidade Montoya.

Parâmetros	*Resultados*
Média	-2715.43
Desvio Padrão	261.91
Variância das Amostras	68598.74
Valor Mínimo	-3779.5
Valor Máximo	-2321.0
Nº de Amostras (nº de amostras excluídas)	41 (5)
Coeficiente de Assimetria	-1.97

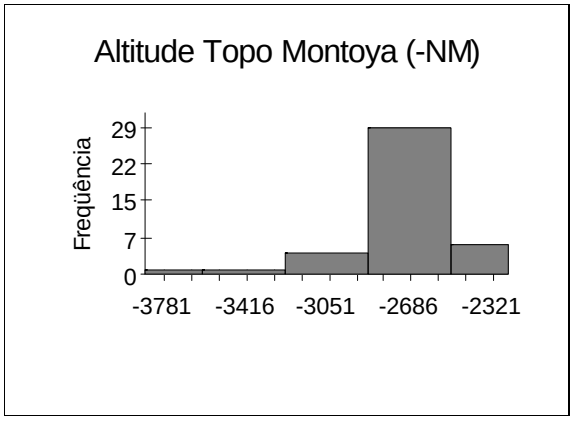


Figura 16 – Diagrama de freqüência da altitude de topo da unidade Montoya.

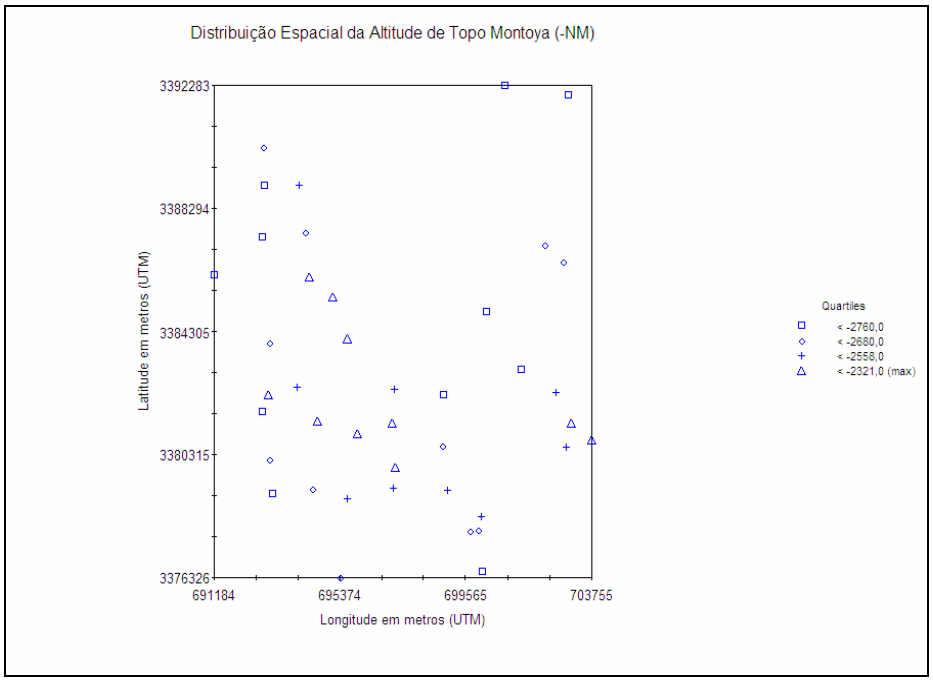


Figura 17 – Distribuição espacial dos valores da altitude de topo Montoya mostra um alto estrutural definido pelos valores da classe dominante (70%). As coordenadas estão em graus decimais.

Os variogramas da Figura 18 foram construídos usando 1/4 da distância da diagonal da área (5 km) que é o alcance ideal para a interpolação dos dados, o passo foi de 1700 m, o número de *lags* foi 10 e a tolerância de direção dos *lags* foi de 35º e a escala vertical correspondente à variância foi de 70.000.

Estes parâmetros foram suficientes para o melhor ajuste da curva do modelo matemático à disposição da curva dos pares.

O modelo matemático que melhor ajustou-se à disposição da curva foi o gaussiano, principalmente nas direções de maior continuidade espacial, direções WNW e NNW.

As direções de menor continuidade espacial em relação ao ajuste da curva gaussiana são as direções NNE, NS e ENE.

Os parâmetros do modelo matemático gaussiano ajustado à curva dos dados foram: escala (patamar) 52000, comprimento de A (alcance) igual a 3380 m, anisotropia igual a 2 e o ângulo do maior eixo 128º10’.

As direções de menor variância, 50000 na direção WNW e 45000 na direção NNW, são as de maior continuidade espacial das amostras e também são as coincidentes com as direções das estruturas.

Esta afirmação é verdadeira pois considera-se que a variância representa a média aritmética do quadrado da diferença do valor de cada ponto amostrado em relação à média geral dos valores, então quanto maior a diferença entre cada ponto e a média, maior será a variância das amostras como um todo.

A estatística básica mostrou uma variância de 68598.74 para os valores de altitude de topo do Montoya, também observada no variograma omnidirecional, no entanto no variograma de maior continuidade espacial WNW, a variância é em torno de 50.000 e a NNW é de 45.000.

Estas são as direções das estruturas, de maior continuidade espacial, em que os pontos da amostra menos se afastam do valor da média total. Esta é uma interpretação geológica nova para o resultado do modelo matemático gerado para o diagrama variográfico de maior continuidade espacial, menor variância e alinhamento com as estruturas (tais como falhas, fraturas, alinhamentos, etc).

No caso da altitude do topo do Montoya, em que os variogramas mostraram as direções preferenciais NNW e WNW, pode-se afirmar que estas sejam direções de falhas.

A krigagem é um método geoestatístico de interpolação dos dados que atribui pesos aos valores amostrados de acordo com a posição espacial dos mesmos em relação uns aos outros. A krigagem é feita pela interpolação dos valores na vizinhança dos valores da amostragem, e também extrapola ou estima valores para áreas que não foram amostradas.

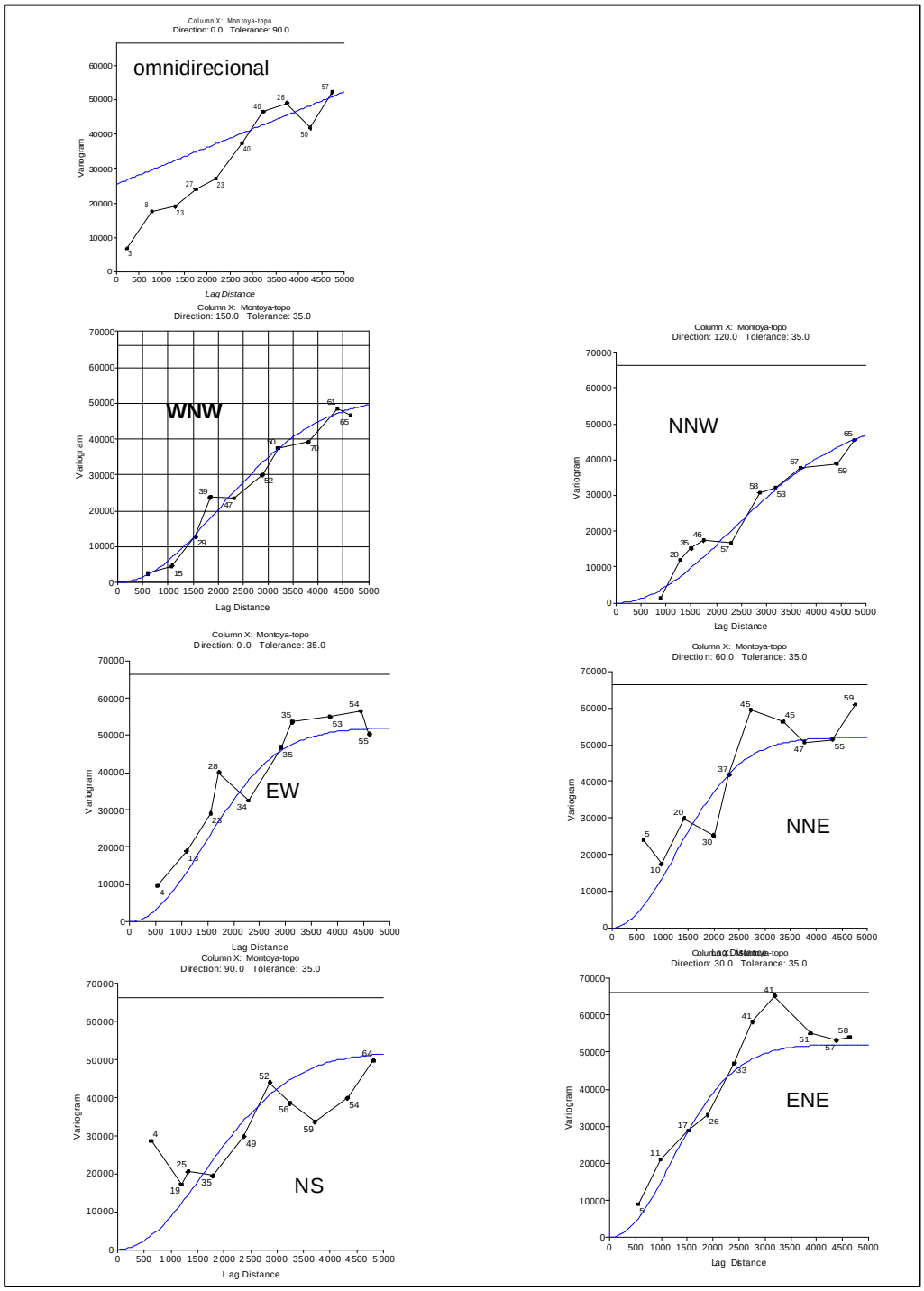


Figura 18 – Direções preferenciais variográficas de maior continuidade espacial dos valores de altitude do Montoya dadas por WNW e NNW, e menores por ENE, NS, NNE, EW.

A interpolação que o metódo de krigagem faz é usar um peso médio baseado na distância de proximidade do ponto amostrado e o nível de autocorrelação deste ponto para com os outros pontos na mesma vizinhança. Este método é baseado na teoria da variável regionalizada, que é superior aos outros meios de interpolação porque otimiza a interpolação para a locação dada, assim como estima a variância para os valores interpolados.

A krigagem efetuada foi a pontual pois a estimativa para o modelo digital está sendo feita ponto a ponto. A escolha do método foi em virtude da natureza do problema estudado e da extensão da representatividade de cada amostra; ainda que ambos os métodos gerem uma matriz de valores interpolados, a krigagem pontual considera o ponto amostrado, ou seja, estima cada valor de cada nó (*node*) da matriz. A krigagem de bloco extrapola os valores para o bloco estimando a média dos valores do centro do bloco retangular na matriz e não no nó da matriz como é feito para a krigagem pontual.

Foi feita a krigagem ordinária (sem deriva) para os variogramas direcionais de menor variância da Figura 18. Este tipo de krigagem faz estimações por combinações linearmente ponderadas dos dados disponíveis, além disto este método minimiza o erro de variância (Isaaks e Srivastava, 1989). Os parâmetros para a krigagem quanto à abrangência da investigação estão mostrados na Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros para a krigagem quanto à abrangência da investigação.

Nº de setores	4
Nº Máximo de dados em todos os setores	16
Nº Mínimo de dados para cada setor	4
Nº Máximo de dados para cada setor	3
Nº Mínimo para cada nó da matriz	1
Raio 1 (distância do “sill” obtido no variog de > contin)	4300 m
Raio 2 (distância de h, dado pelo eixo x)	5000 m
Ângulo (média dos dois ângulos das direções de maior continuidade)	135º

O mapa krigado mostrado na Figura 19 confirma as direções de maior continuidade espacial NW coincidente com as das estruturas de falhas e também mostra estruturas subordinadas a NE.

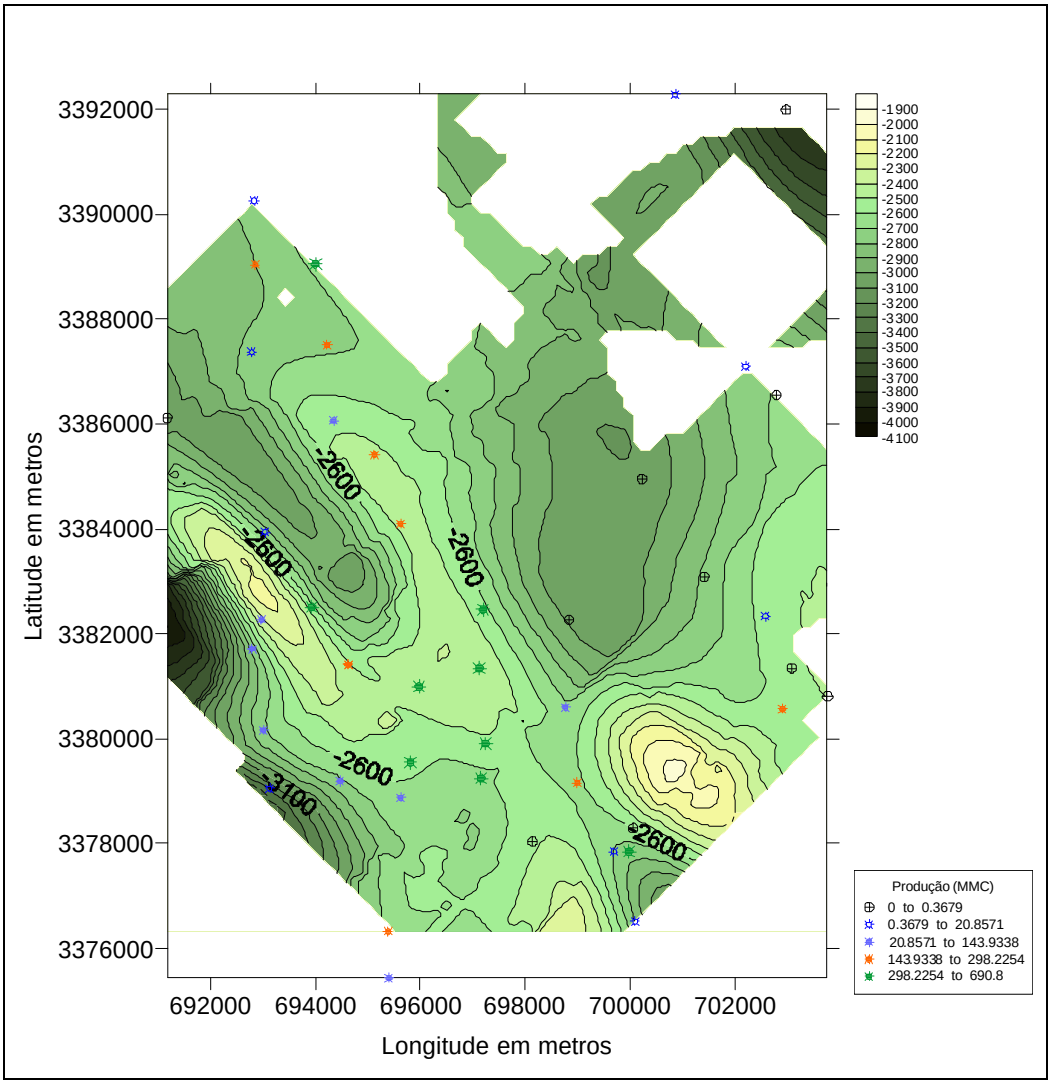


Figura 19 – Mapa de contorno estrutural do topo da unidade Montoya, obtido por krigagem, mostrando a direção NW de maior continuidade e de mesma orientação das grandes estruturas conhecidas.

Curvatura

Um outro atributo do modelo digital de elevação do topo da unidade utilizado foi a curvatura em perfil, que determina a variação das inclinações para cada ponto. A medida de curvatura produz mapas de contorno que mostram isolinhas de variação positiva e negativa da inclinação numa superfície.

A curvatura em perfil como ferramenta matemática é importante para a determinação de altos e baixos topográficos tanto para contorno estrutural quanto para espessura. No entanto a interpretação da validade deste conceito matemático aplicado à espessura difere daquele de contorno estrutural, conforme analisado por Soares *et al.* (2002). Segundo estes autores, quando se trata de espessura há que se considerar o fator erosão. Se há o fator erosão envolvido e se a erosão (discordância) ocorreu no topo, então neste caso a curvatura positiva significa alto estrutural. Este é o caso da espessura da unidade Montoya que sofreu erosão nos altos estruturais e onde estão as menores espessuras.

O ângulo de abrangência de investigação da curvatura é de 90º, por essa razão a direção de investigação N foi a escolhida, de tal forma que mostrasse as estruturas existentes tanto a NW quanto a NE. Os valores negativos correspondem às feições convexas e representam elevações, e os valores positivos correspondem às feições côncavas e indicam depressões numa superfície qualquer, na aplicação do conceito matemático genérico. A Figura 20 mostra o mapa de curvatura do contorno estrutural de topo do Montoya e as elevações a NW (valores negativos, zonas amarelas) e as depressões a NE (valores positivos, zonas azuis).

Evidências: anomalias e altos estruturais

A direção NW é a direção principal das falhas representadas pelas depressões e no conceito de Acumulação de Gás esta é uma informação muito importante porque este pode ter sido o caminho de migração do gás. Por esta importância a variável curvatura de topo do Montoya foi definida hipoteticamente como favorável à acumulação de gás. O mapa da Figura 21 mostra as áreas que foram definidas hipoteticamente como as mais favoráveis, as dúbias e as menos favoráveis à acumulação de gás. As áreas verdes são as menos favoráveis (-1), as amarelas são as áreas indefinidas podendo ser favoráveis como não favoráveis (0) e as áreas azuis são as mais favoráveis à acumulação de gás relativo a estruturas do tipo alto estrutural como reservatório, fraturas e falhas, como meios de migração.

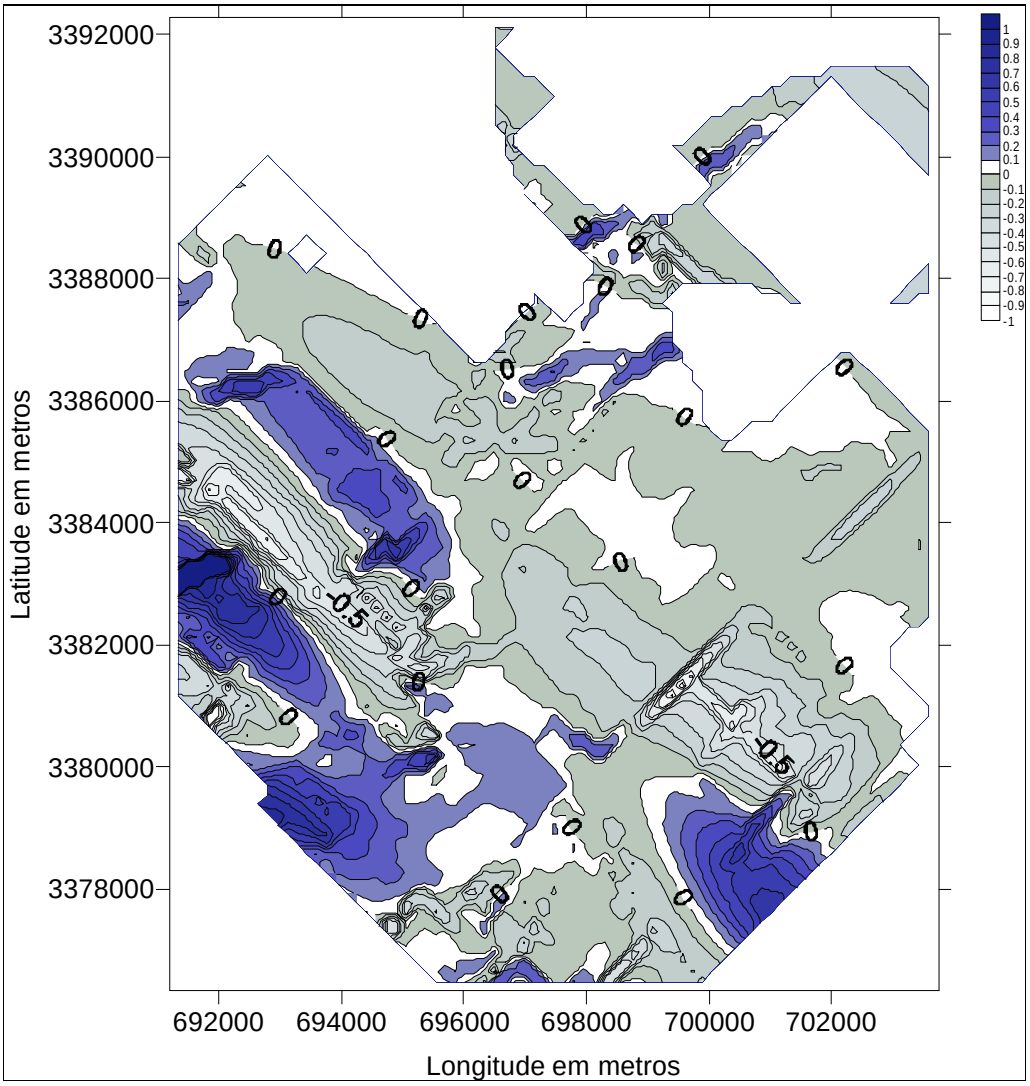


Figura 20 – Curvatura do contorno de topo da unidade Montoya mostrando as elevações e depressões na superfície de topo. Os valores negativos mostram as elevações (zonas amarelas) tanto a NW quanto a NE, e os valores positivos mostram as depressões (zonas azuis) presentes predominantemente a NW.

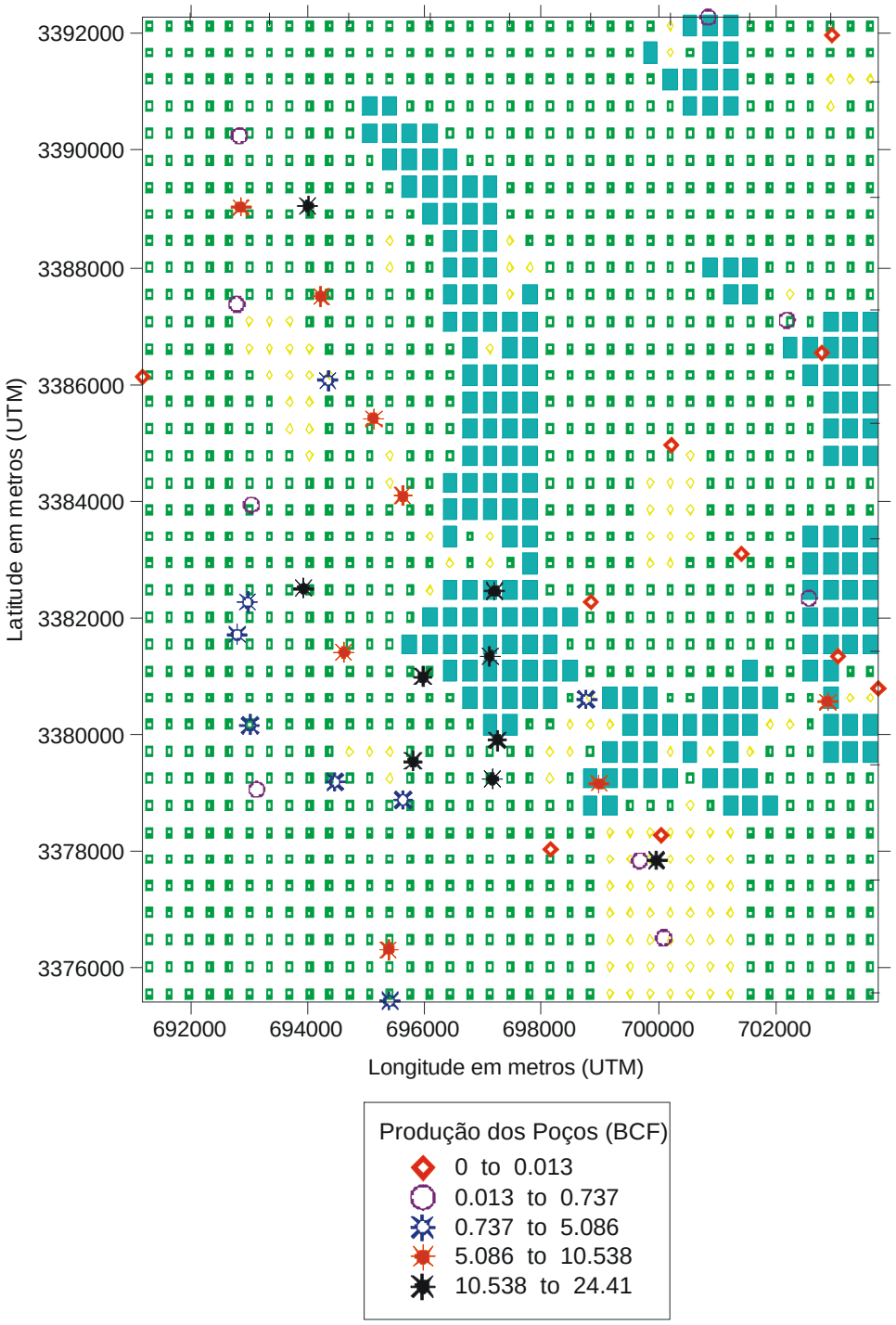


Figura 21 - Curvatura de topo do Montoya mostrando as áreas distribuídas de acordo com os limiares estabelecidos: mais favoráveis (azul), intermediárias (amareilas) e menos favoráveis (verdes).

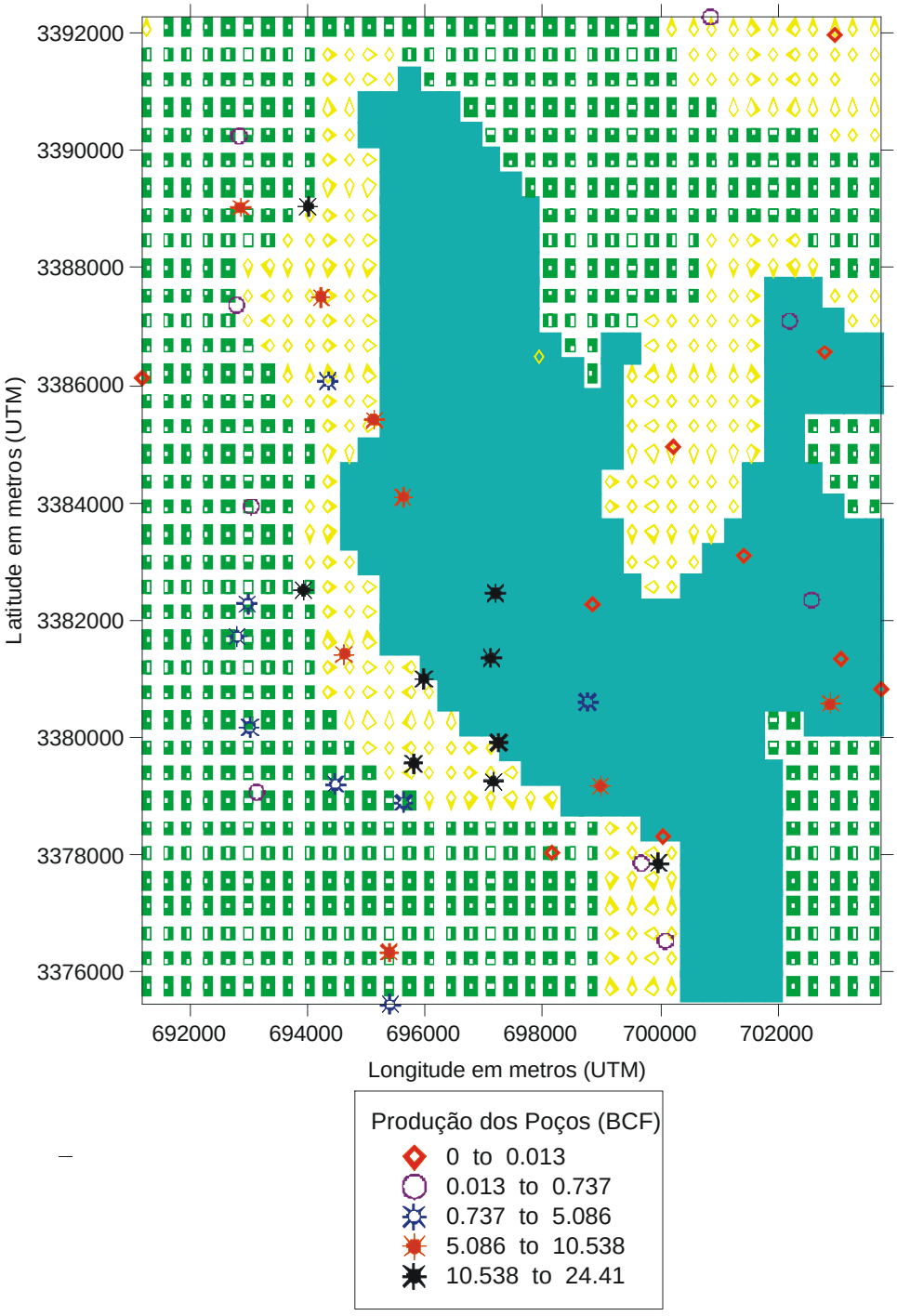


Figura 22 - Distribuição das áreas consideradas hipoteticamente favoráveis de acordo com os limiares estabelecidos para os valores de altitude de topo do Montoya. As áreas azuis são as mais favoráveis, as amarelas são intermediárias e as verdes são as menos favoráveis.

Outra variável que está sendo considerada hipoteticamente favorável à acumulação de gás relacionada ao reservatório é a de topo do Montoya. As estruturas formadas pela diferença entre os valores de altitude de topo, associadas à locação dos poços, auxiliaram a estabelecer os parâmetros, ou o limiar, para os valores da variável “altitude de topo do Montoya” em 3052 m (9250’) e desconsiderar os valores maiores do que 3939 m (13000’), que, hipoteticamente, não estão associados à acumulação de gás do reservatório Montoya. O mapa da variável altitude de topo do Montoya está mostrado na Figura 22 e neste estão considerados o conjunto de parâmetros ou limiares citados e definidas as áreas de reservatório da unidade Montoya que são consideradas como favoráveis à acumulação de gás como reservatório. O mapa resultante dos limiares impostos gerou três áreas definidas como: favoráveis = 1 (área azul do mapa), neutras = a zero (área amarela do mapa) e desfavoráveis = –1 (área verde). A matriz gerada com os valores (-1, 0, 1) serviram para o cálculo de favorabilidade, resultado do conjunto de probabilidades dado pelas variáveis escolhidas.

6.2. Unidade-reservatório Fusselman – Eosiluriano

CONTORNO ESTRUTURAL DO TOPO

Como reservatório, a posição estrutural desta unidade constitui também um fator importante para a acumulação. Desta forma a melhor variável associada a esta unidade é a altitude do topo, sendo para isto construído um mapa de contorno estrutural. O diagrama de freqüência da Figura 23, Tabela 4 e Figura 24, mostram que os dados de altitude de topo (abaixo do NM) da unidade Fusselman, como na unidade subjacente, não se distribuem em uma curva normal, pois 69% dos valores estão concentrados em uma classe dominante.

Tabela 4 – Distribuição dos valores por classes e estatística dos valores de altitude de topo abaixo do nível do mar da unidade Fusselman.

Parâmetros	*Valores*
Média	-2693.89
Desvio Padrão	295.75
Variância das Amostras	87468.58
Valor Mínimo	-3741.0
Valor Máximo	-2297.0
Nº de Amostras (nº de amostras excluídas)	42 (4)
Coeficiente de Assimetria	-1.95

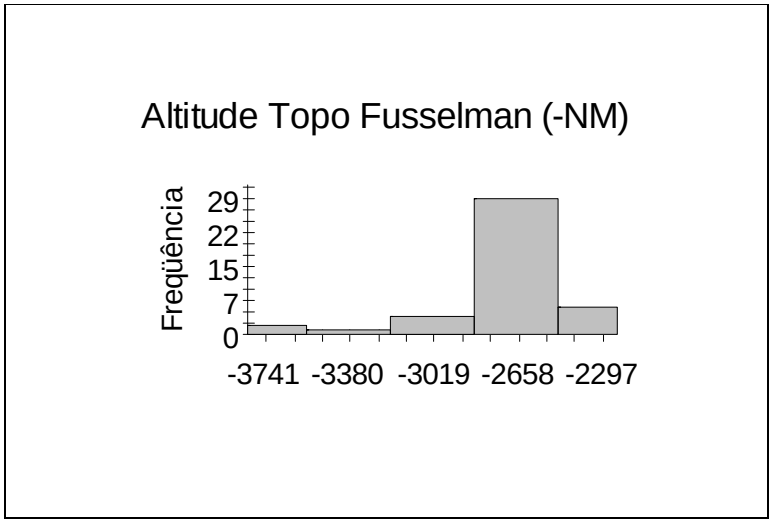


Figura 23 – O diagrama de freqüência da altitude de topo da unidade Fusselman (eixo x, medidas estão em metros, abaixo do nível do mar).

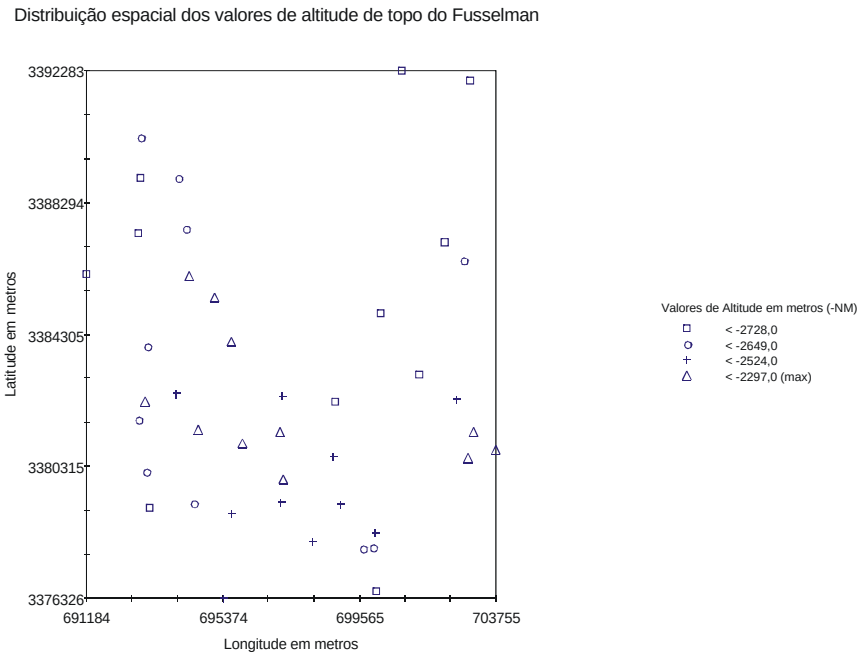


Figura 24 – Distribuição espacial dos valores de altitude de topo da unidade Fusselman.

Foram feitos variogramas direcionais para os valores de altitude de topo da unidade Fusselman, Figura 25, em que os parâmetros usados foram muito semelhantes àqueles utilizados para a unidade Montoya. Os variogramas foram construídos com 5000 m de distância máxima na escala horizontal, o passo para a interpolação dos dados foi de 1700 m, o número de *lags* foi de 10 e o ângulo de tolerância da direção dos *lags* foi de 30º. A escala vertical correspondente à variância foi de 90.000 (omnidirecional), parâmetros que foram suficientes para o ajuste à curva do modelo matemático (Figura 25).

O modelo matemático que melhor ajustou-se à disposição da curva foi o gaussiano; os parâmetros do modelo matemático estão mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros para o modelo gaussiano usado para os valores de altitude de topo do Fusselman.

Escala Vertical	51000
Comprimento de A	4500
Raio	2.7
Ângulo	155.10

A direção de maior continuidade espacial dos pares são as direções NNW e WNW, as direções de menor continuidade espacial em relação ao ajuste da curva do modelo matemático são NNE, NS e ENE, muito semelhantemente aos resultados obtidos da unidade subjacente Montoya.

A estatística básica mostrou uma variância de 87.468 para os valores de altitude de topo do Fusselman. A direção NNW tem variância de 51.000, e esta direção apresenta a maior continuidade espacial dos dados. Como dito no capítulo anterior esta é uma interpretação geológica nova para o resultado do modelo matemático gerado. As direções variográficas de maior continuidade espacial e de menor variância estão alinhadas com as estruturas (tais como falhas, fraturas, etc). Neste caso a direções NNW e WNW são seguramente direções de falhas.

A partir dos variogramas foi feita a krigagem ordinária (sem deriva) para determinar as direções dos alinhamentos que os dados amostrais pudessem conter. Conforme dito no capítulo anterior o método de krigagem usa um peso médio baseado na proximidade do ponto amostrado e no nível de autocorrelação deste ponto para com os outros pontos na mesma vizinhança. A Figura 26 mostra o mapa krigado de altitude de topo da unidade Fusselman. Os parâmetros quanto à abrangência da investigação na krigagem estão mostrados na Tabela 6.

Tabela 6 – Parâmetros para a krigagem quanto à abrangência da investigação.

Nº de setores	4
Nº Máximo de dados em todos os setores	16
Nº Mínimo de dados para cada setor	4
Nº Máximo de dados para cada setor	3
Nº Mínimo para cada nó da matriz	1
Raio 1 (distância do “sill” obtido no variog de > continuid.)	2000 m
Raio 2 (distância de h, dado pelo eixo x)	5000 m
Ângulo (média dos dois ângulos das direções de maior continuidade)	135º

A direção preferencial NNW mostrada no mapa krigado da Figura 26 é muito semelhante àquela da unidade subjacente Montoya, o que é perfeitamente compreensível porque na área há a sobreposição de estruturas geradas por eventos que atingiram todo o pacote sedimentar.

Curvatura do Contorno Estrutural

A curvatura em perfil determina os gradientes de inclinações e as direções destas inclinações dentro de uma matriz para cada ponto. A medida de curvatura produz mapas de contorno que mostram isolinhas de variações positivas e negativas da inclinação numa superfície.

Os valores negativos geram isolinhas formando áreas convexas que representam elevações, e os valores positivos geram áreas côncavas e indicam depressões numa superfície qualquer. A Figura 27 mostra o mapa de curvatura do contorno estrutural de topo do Fusselman que foi feito investigando a direção N135ºW paralelamente à direção das estruturas e direção de maior continuidade espacial dos dados. As direções das estruturas são muito importantes para o sistema de acumulação de gás no que diz respeito às estruturas de migração. Desta forma a variável curvatura de topo do Fusselman foi considerada hipoteticamente favorável à migração do gás por apresentar as estruturas que supostamente seriam as de migração.

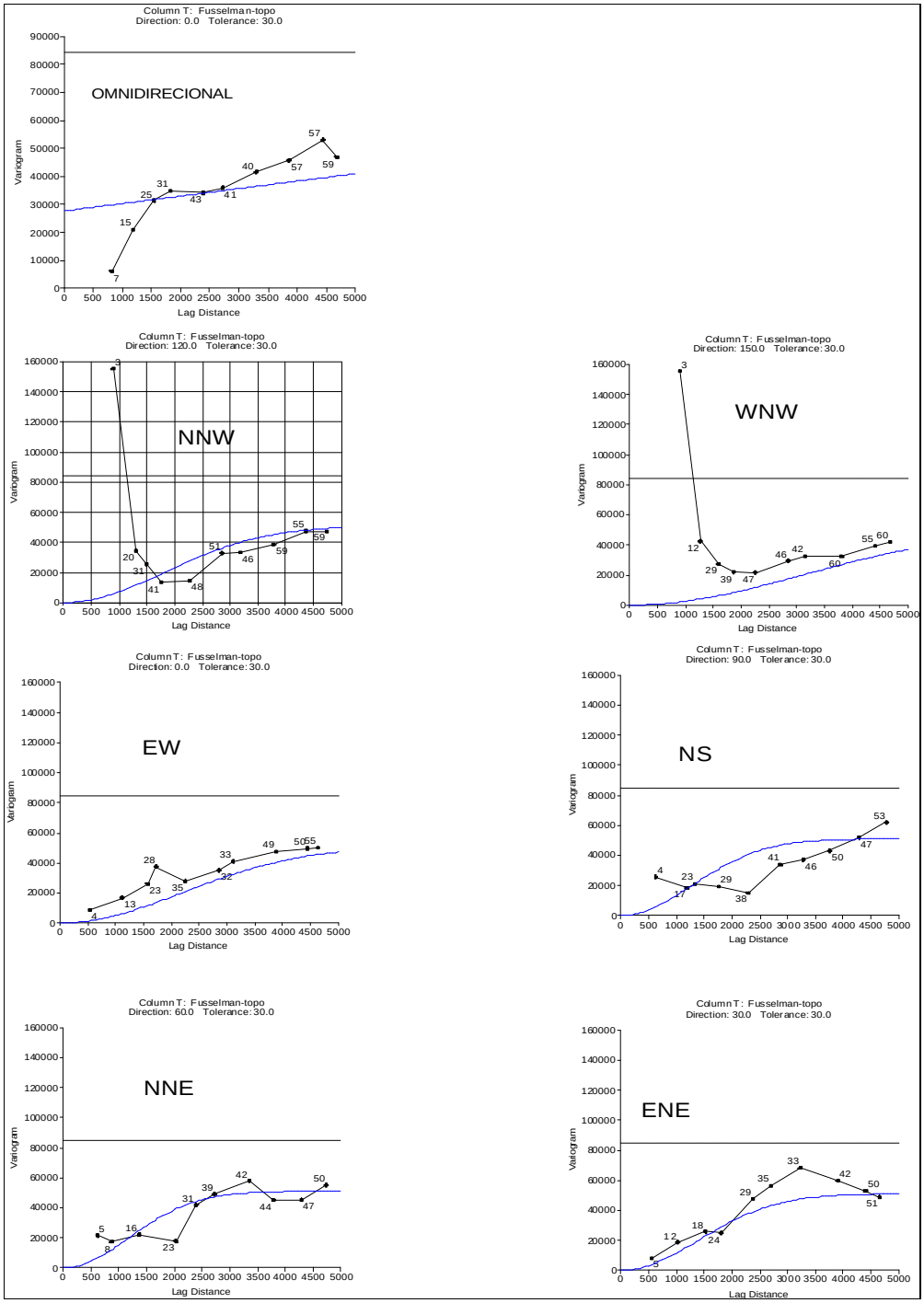


Figura 25 - Os variogramas direcionais NNW, WNW são os mais ajustados à curva gaussiana. Desconsiderar os primeiros pares destas duas direções que apresentam valores muito baixos e não têm nenhum valor representativo.

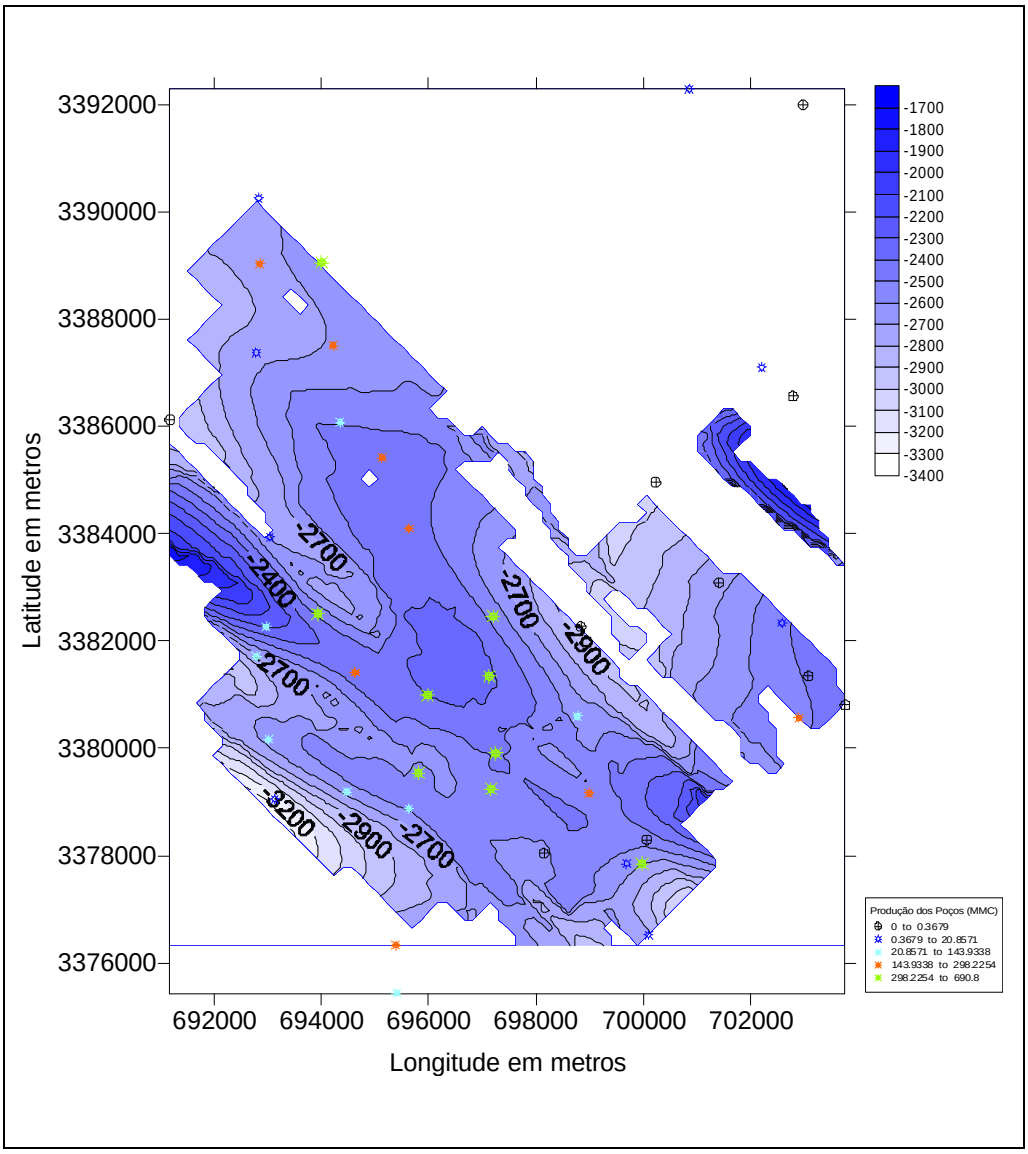


Figura 26 – Mapa krigado de altitude de topo da unidade reservatório Fusselman indicando a direção de maior continuidade espacial dos dados como NNW e WNW.

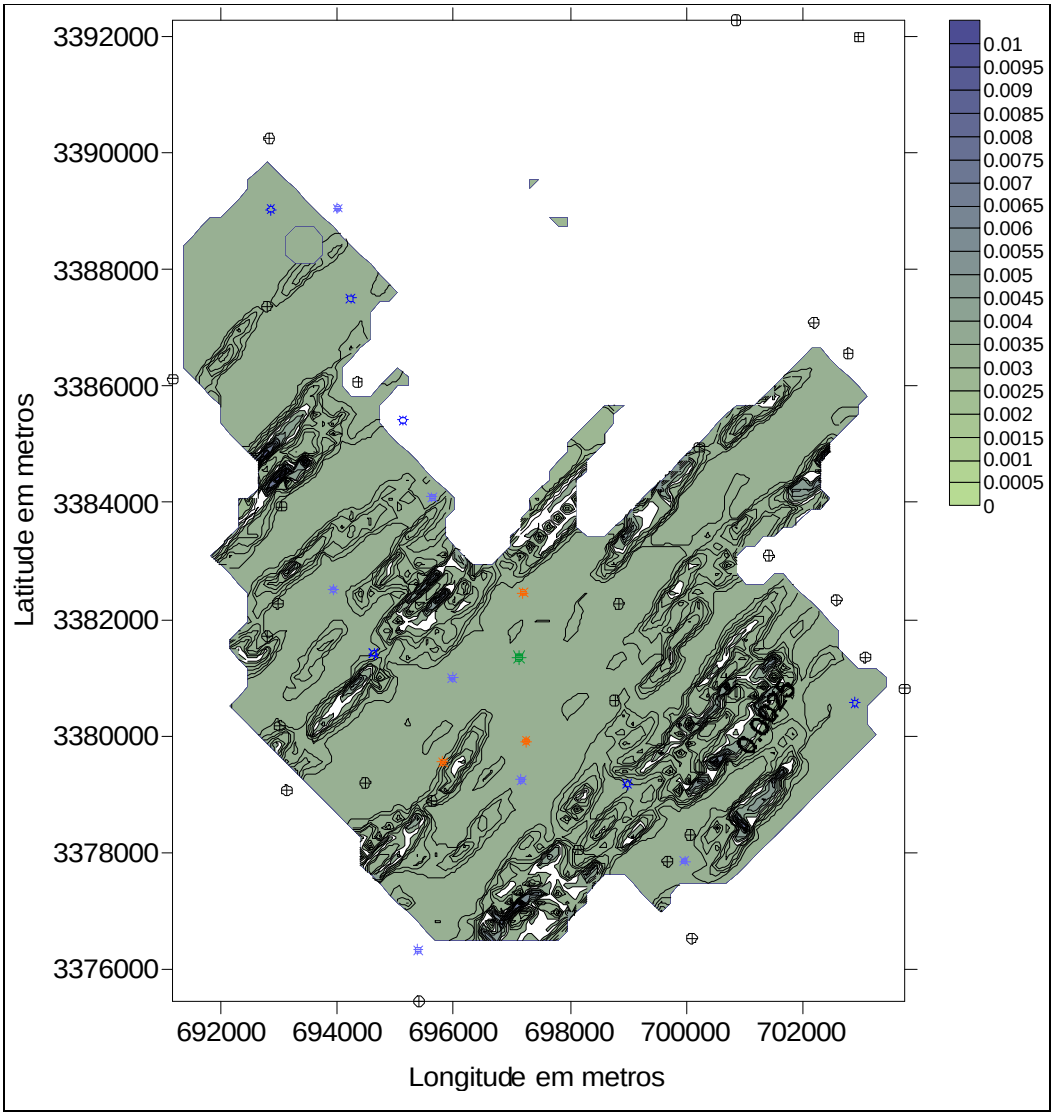


Figura 27 – Curvatura em perfil do contorno estrutural de topo investigado mostrando formas anômalas resultantes de estruturas a NE. As zonas representadas pelos valores positivos representam as depressões ou zonas de falha a NE.

Espessura - Isópacas

A variação da espessura reflete o grau de preservação do pacote sedimentar, podendo ainda revelar a existência de altos estruturais, situação em que a espessura seria menor que a esperada. Também falhas contemporâneas podem ser reveladas por anomalias direcionais na variação de espessura. Tais falhas e superfícies erosivas podem gerar zonas com maior porosidade por fratura. Desta forma uma segunda variável associada a esta unidade, Fusselman, é a espessura, sendo para isto construídos variogramas, mapas krigados, mapas de curvatura, e investigada a distribuição areal das espessuras e das anomalias direcionais de variação das espessuras. Os altos revelados por zonas com pequenas espessuras e as anomalias direcionais, dadas pela segunda derivada do modelo digital de espessuras, resultaram em evidências hipotéticas na acumulação, e são discutidas a seguir.

Os valores de espessura da unidade Fusselman têm uma distribuição quase normal, na krigagem feita foi considerada esta configuração normal; apresentam uma baixa assimetria negativa conforme mostrado na Figura 28, Tabela 7, a distribuição espacial dos dados está mostrada na Figura 29.

Tabela 7 – Os números da estatística básica mostram a distribuição dos valores da espessura da unidade Fusselman.

Parâmetros	*Valores*
Média	41.45
Desvio Padrão	12.00
Variância das Amostras	144.02
Valor Mínimo	15.0
Valor Máximo	62.0
Nº de Amostras (nº de amostras excluídas)	42 (4)
Coeficiente de Assimetria	-0.16

Os variogramas direcionais para espessura da unidade Fusselman, mostrados na Figura 30, foram feitos utilizando os parâmetros de 5500 m para distância máxima na escala horizontal, o passo para a interpolação dos dados foi de 1700 m, o número de *lags* foi de 10, o ângulo de tolerância foi de 30º, e a escala vertical correspondente à variância foi de 200 (omnidirecional), suficientes para o ajuste à curva do modelo matemático.

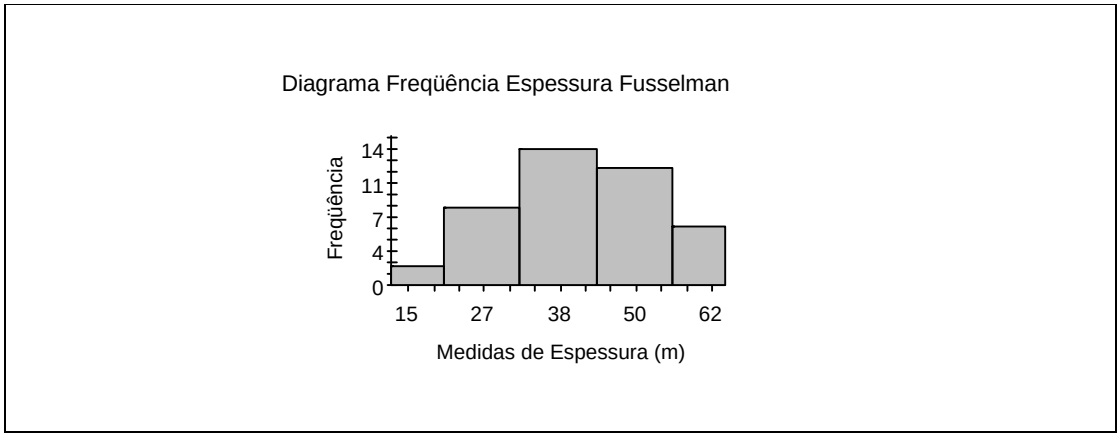


Figura 28 – Freqüência da distribuição das espessuras da unidade Fusselman.

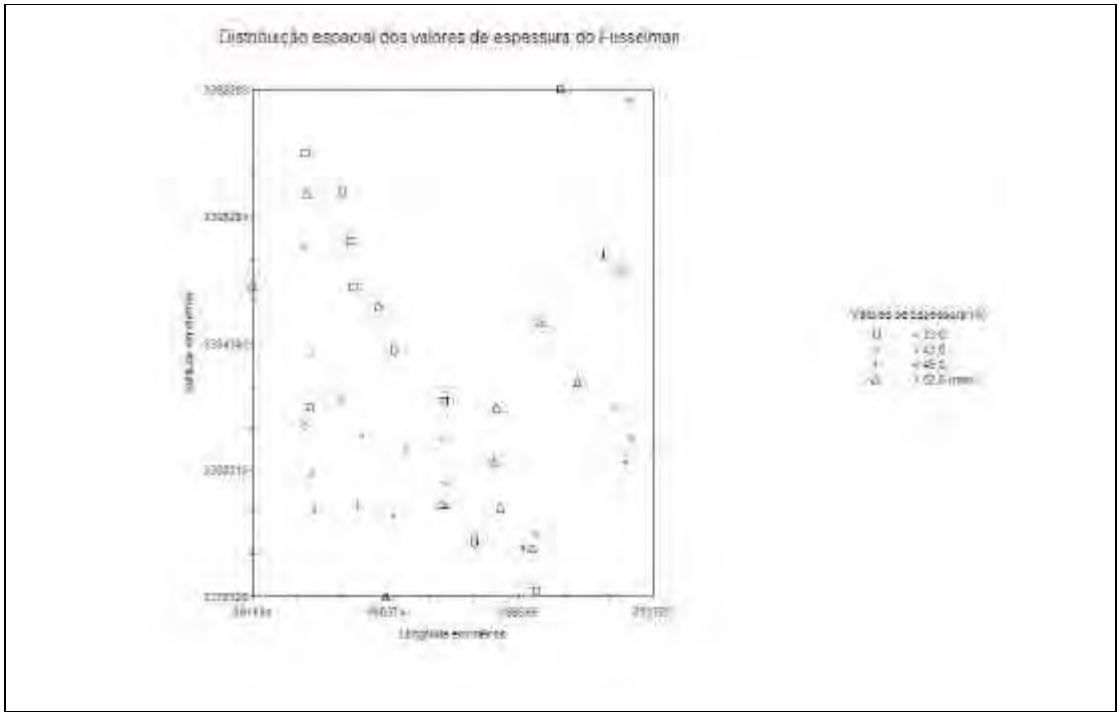


Figura 29 – Mapa da distribuição espacial dos valores de espessura da unidade Fusselman.

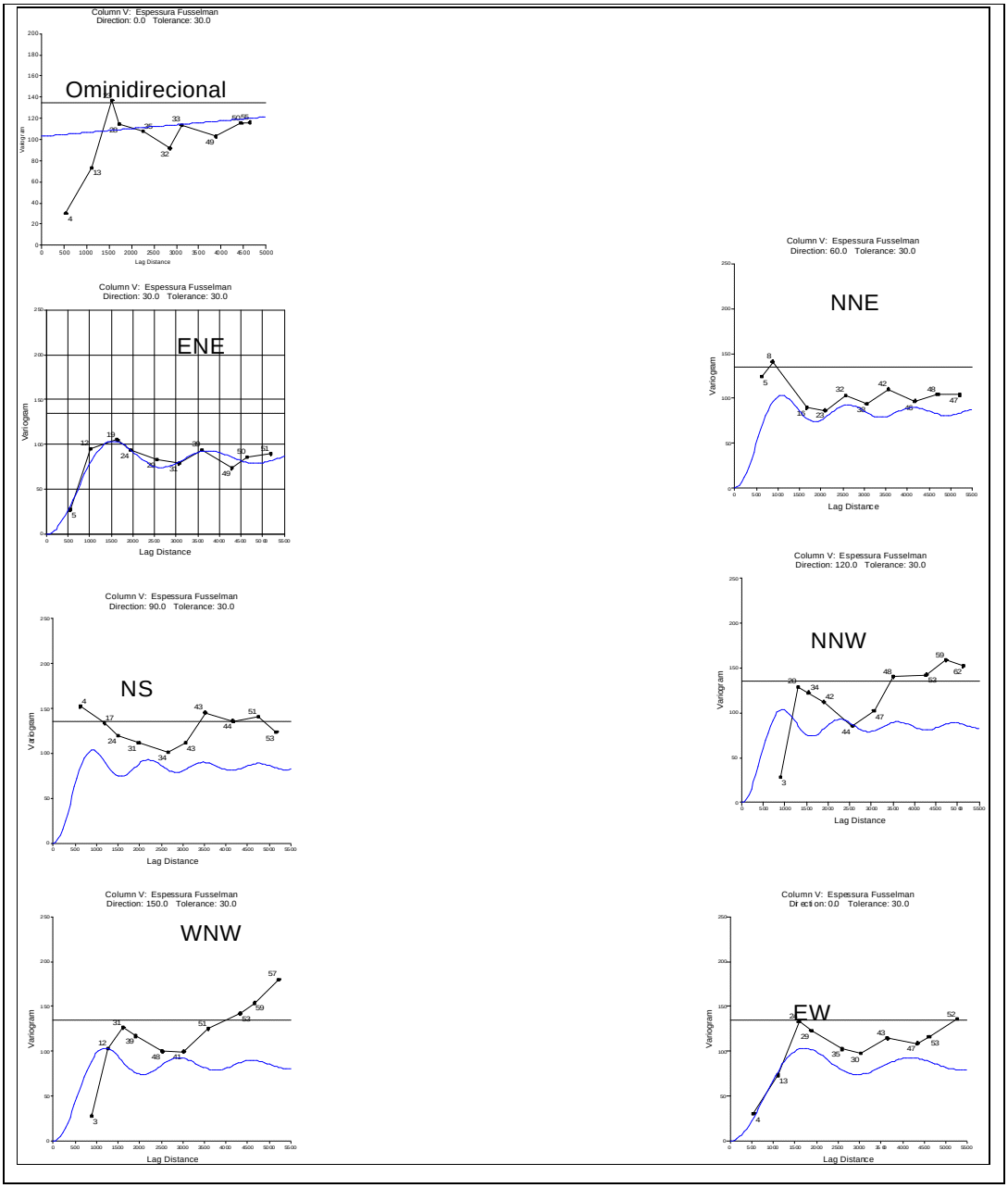


Figura 30– Variogramas de espessura da unidade Fusselman mostrando as direções NNE e ENE de maior continuidade espacial dos dados e as direções de menor continuidade NNW, WNW, NS e NW

O modelo matemático que melhor ajustou-se à disposição da curva foi o modelo *wave*. Os parâmetros do modelo matemático *wave* estão mostrados na Tabela 8.

Tabela 8 – Parâmetros para o modelo *wave*, usado para a construção dos variogramas.

Modelo *Wave*	
Escala Vertical	85
Comprimento de A	400
Raio	2
Ângulo	10

A direção de maior continuidade espacial dos pares são as direções NNE e ENE, as direções de menor continuidade espacial em relação ao ajuste da curva do modelo matemático são NNW, NS e WNW. A estatística básica mostrou uma variância de 144.2 e valor médio de 41.45 m para os valores de espessura do Fusselman. As direções de menor variância são as direções de maior continuidade espacial das amostras e direções das estruturas. Nos variogramas da Figura 30 está mostrado que as direções ENE e NNE apresentam a menor variância. Estas direções variográficas de maior continuidade espacial e de menor variância de espessura indicam que as direções ENE e NNE são as direções de falhas. O mapa krigado da Figura 31 foi feito a partir dos variogramas e mostra que as direções NNE e ENE são as direções de maior continuidade dos dados. Os parâmetros utilizados quanto à abrangência da investigação para a krigagem estão mostrados na Tabela 9.

Tabela 9 – Parâmetros utilizados para a krigagem dos valores de espessura do Fusselman.

Nº de setores	4
Nº Máximo de dados em todos os setores	16
Nº Mínimo de dados para cada setor	4
Nº Máximo de dados para cada setor	3
Nº Mínimo para cada nó da matriz	1
Raio 1 (distância do “sill” obtido no variog de > contin)	1500 m
Raio 2 (distância de h, dado pelo eixo x)	5000 m
Ângulo (média dos dois ângulos das direções de maior continuidade)	135º

O mapa krigado na Figura 31 mostra que as espessuras apresentam maior continuidade espacial nas direções ENE e NNE.

Curvatura do modelo digital de espessura

A Figura 32 mostra as curvaturas em perfil ou segunda derivada na espessura da unidade Fusselman, em que os baixos estruturais estão mostrados pelos valores negativos (zonas escuras) e os altos estruturais estão representados pelos valores positivos (zonas claras). Na direção NE estão mostradas as direções de falhas.

Evidências a partir da unidade Fusselman

As variáveis espessura e curvatura do modelo de espessuras foram transformadas em variáveis espaciais representando evidências de fatores hipoteticamente favoráveis à acumulação. A variável contorno estrutural não foi considerada por representar o mesmo fator representado pelo contorno da unidade Montoya. A Figura 33 mostra as áreas hipoteticamente mais favoráveis à acumulação de gás relativas ao elemento espessura na acumulação de gás. As áreas azuis são as áreas classificadas para as espessuras maiores do que 16 m, consideradas favoráveis e iguais a 1 (área amarela) e erro maior do que 10,5 m é igual a –1 (área azul).

A variável curvatura da espessura foi definida como uma variável favorável como estrutura reservatória do gás dentro de um sistema de acumulação. Os limiares foram definidos em função dos altos e baixos estruturais. As áreas azuis foram consideradas favoráveis (maiores do que zero igual a 1), áreas amarelas foram consideradas desfavoráveis (igual a –1) e as áreas verdes foram consideradas dúbias (erro maior do que 10,5 m na estimação da espessura igual a zero) conforme mostrado na Figura 34. Ou seja, as zonas de altos correspondem aos valores positivos (azul) e as áreas de baixos corresponderiam aos valores negativos (amarelo).

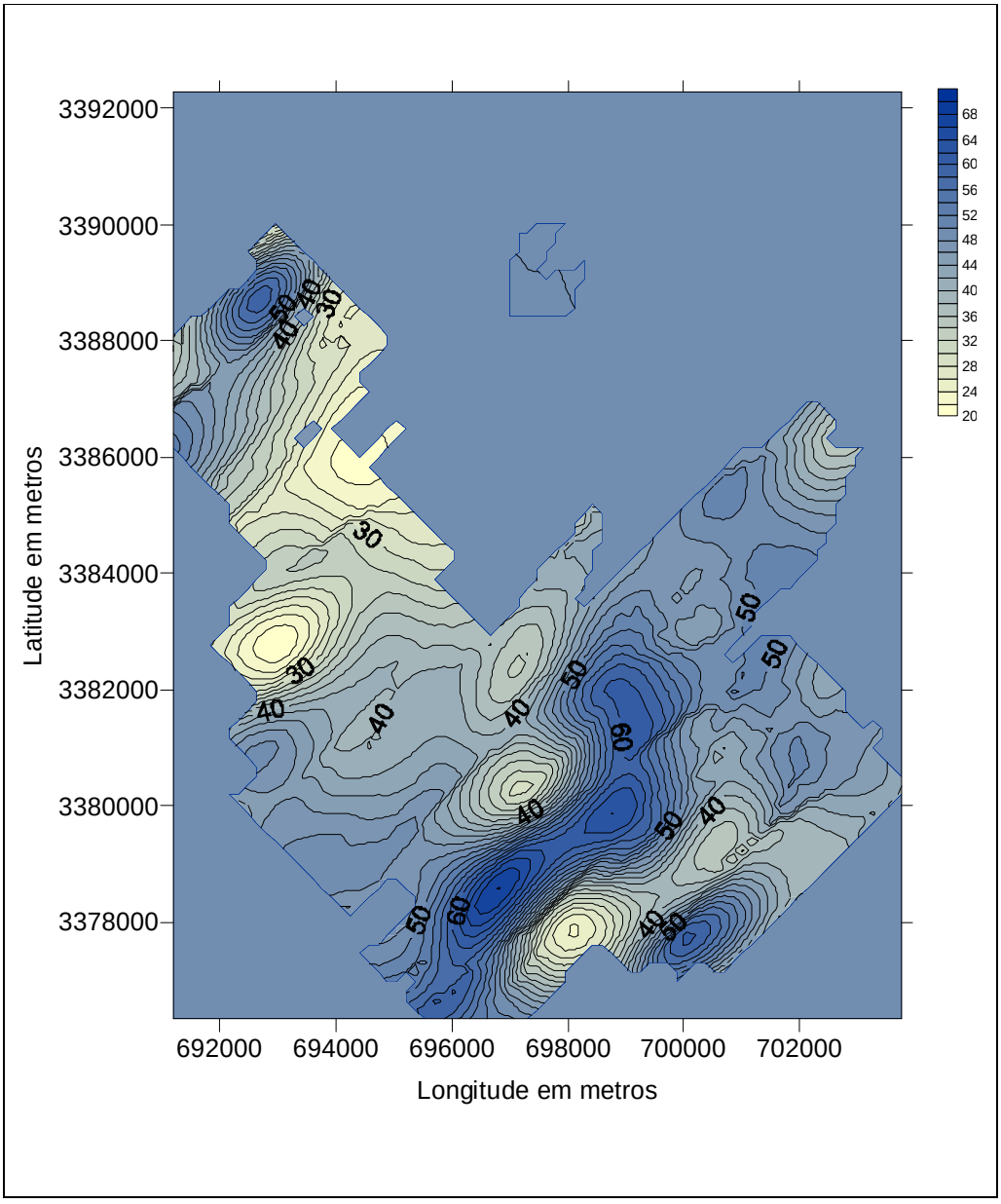


Figura 31 – Mapa de espessura krigado da unidade reservatória Fusselman mostrando as estruturas a NNE.

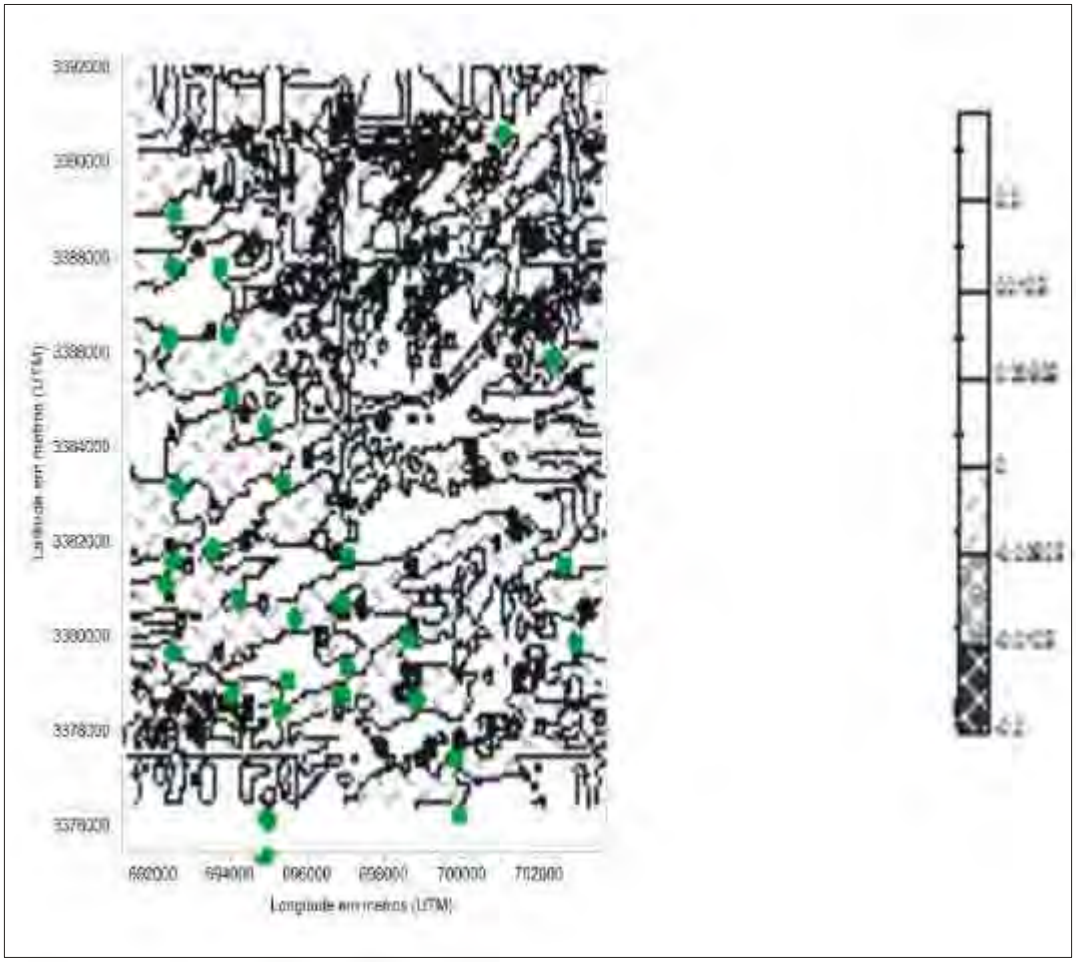


Figura 32 Curvatura da espessura da unidade Fusselman, os valores negativos (zonas escuras) correspondem às depressões, enquanto os positivos (zonas claras) correspodem aos altos.

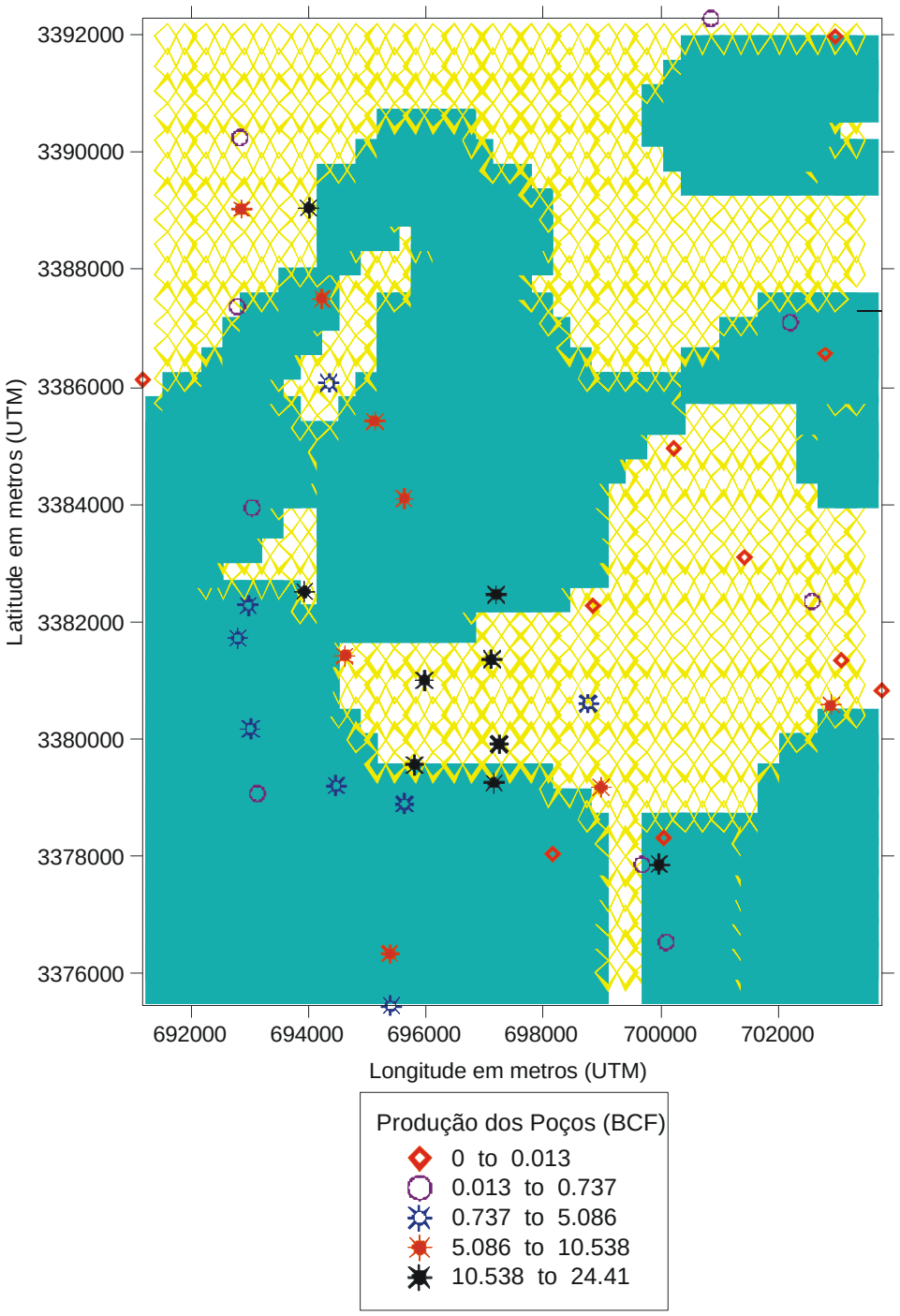


Figura 33 - Distribuição das áreas consideradas hipoteticamente favoráveis de acordo com os limiares estabelecidos para os valores de espessura do Fusselman. As áreas amarelas são as mais favoráveis e azuis são as menos favoráveis à acumulação de acordo com o limiar 16 m de espessura.

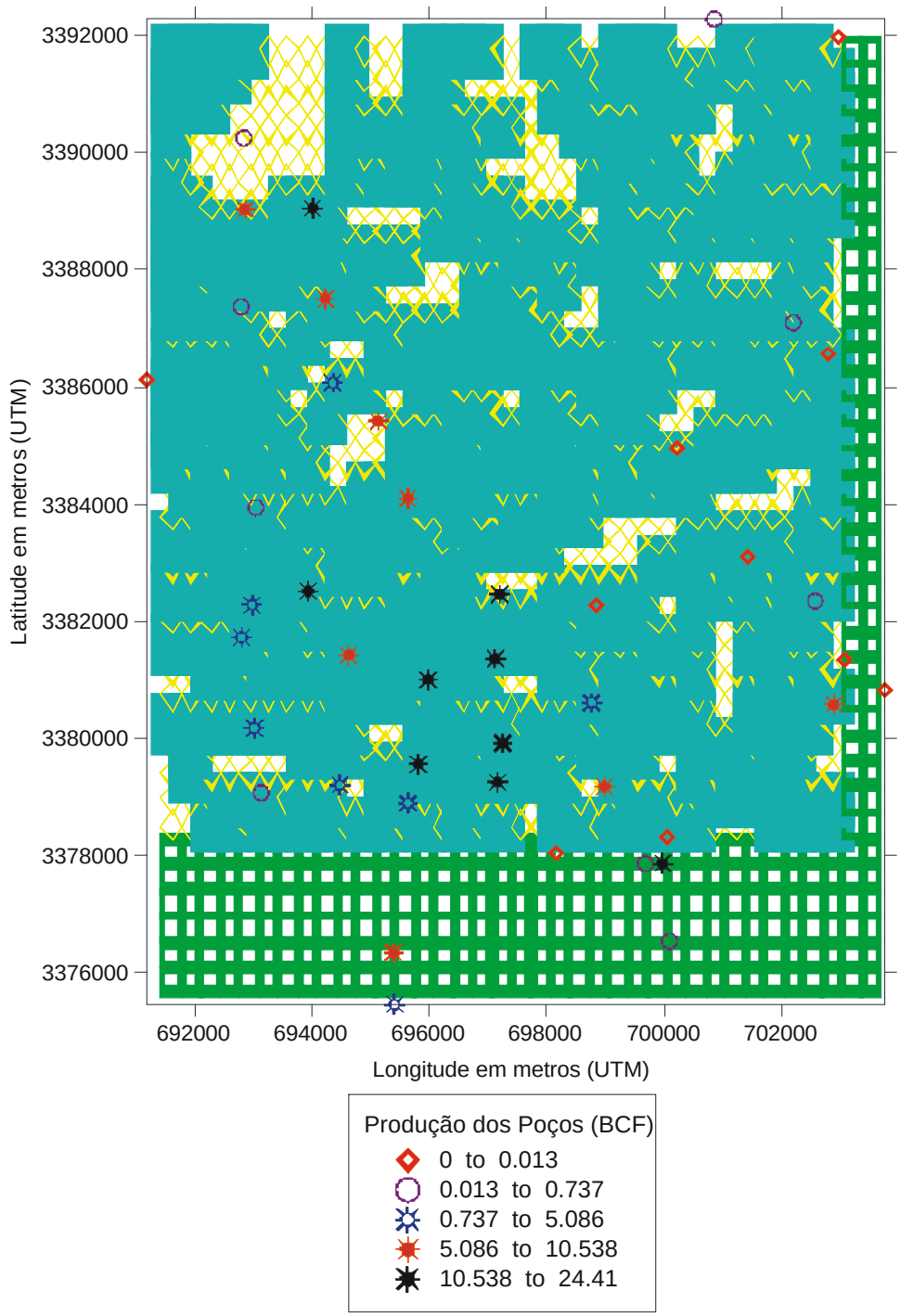


Figura 34 - Distribuição das áreas consideradas hipoteticamente favoráveis de acordo com os limiares estabelecidos para a variável curvatura da espessura do Fusselman. As áreas azuis são as mais favoráveis, as amarelas são intermediárias e as verdes são as menos favoráveis de acordo com o limiar es.

6.3. Unidade-reservatório Wristen – Neosiluriano

O diagrama de freqüência da altitude de topo mostra que os dados de altitude do Wristen estão distribuídos dentro de uma curva assimétrica (Figura 35 e Tabela 10). Dentro do sistema de acumulação de gás de Elsinore, esta unidade é a menos representativa como reservatório. Em grande parte da área esta unidade não ocorre por ter sido erodida (Figura 36), e quando ocorre apresenta pouca espessura e litologia pouco favorável como reservatório - folhelho intercalado com chert. Por essas razões, confirmadas com inúmeras análises estatísticas dos dados desta formação, nenhuma variável foi definida para os cálculos de favorabilidade para a área devido à condição de pouca importância no que foi definido como Acumulação de Gás.

Tabela 10 – Os valores da estatística para as medidas de altitude de topo da unidade Wristen.

Parâmetros	*Valores*
Média	-2608.26
Desvio Padrão	166
Variância das Amostras	27671
Valor Mínimo	-3116.0
Valor Máximo	-2275.0
Nº de Amostras (nº de amostras excluídas)	21 (28)
Coeficiente de Assimetria	-0.85

6.4. Unidade-reservatório Thirtyone – Mesodevoniano

No sistema de acumulação de gás da área esta unidade é mais importante como reservatório do que qualquer uma das outras. Apesar da pouca espessura, esta unidade constitui-se em bom reservatório devido prinicpalmente à condição litoestratigráfica em que se encontra, apresentando bons selos de topo representado pelos folhelhos do Woodford e pelo pacote de chert fraturado espesso. Outro aspecto favorável à acumulação é a condição de altos e baixos estruturais que a unidade apresenta. A variável espessura Thirtyone foi hipoteticamente considerada como favorável à acumulação de gás e foi utilizada, juntamente com as outras variáveis, no cálculo de favorabilidade.

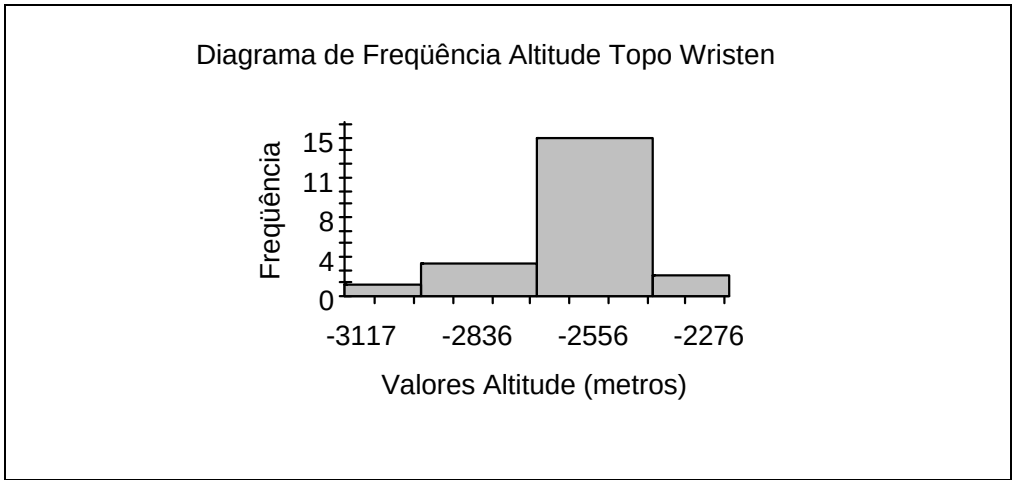


Figura 35 – O diagrama de freqüência do contorno estrutural de topo da unidade Wristen mostra a marcante assimetria do conjunto da amostra (coeficiente de assimetria –0.85).

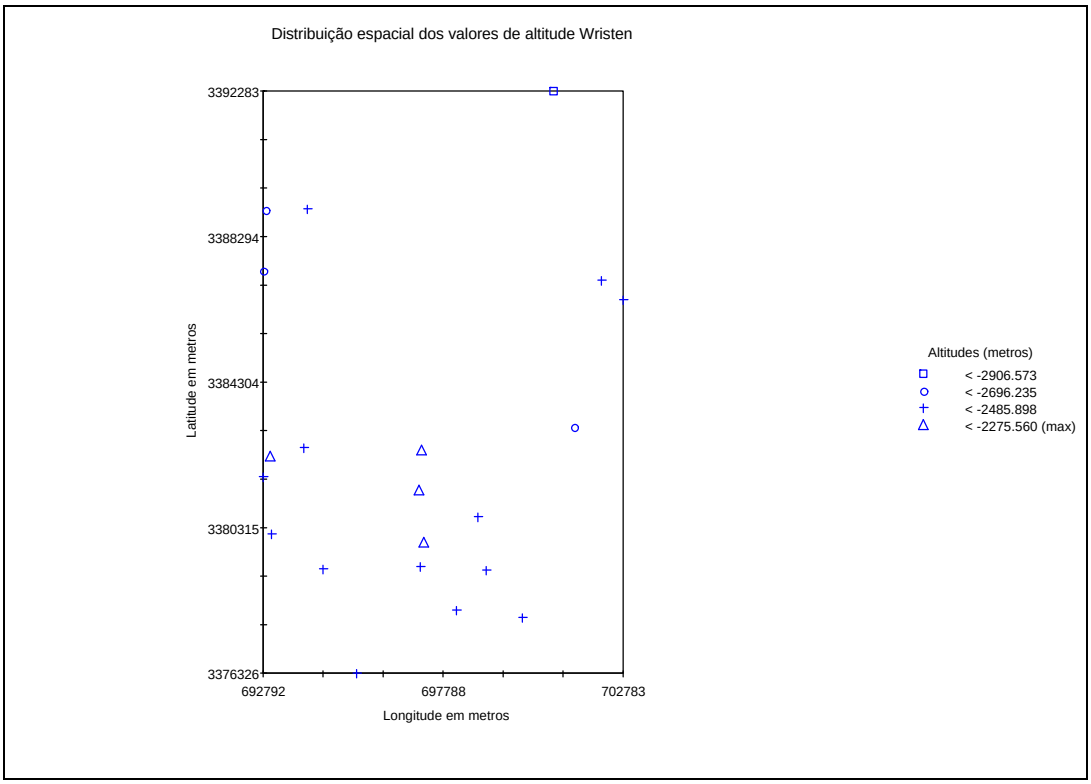


Figura 36 – Distribuição espacial dos valores de altitude de topo do Wristen. Sob o aspecto de acumulação de gás, esta unidade é pouco representativa, não ocorrendo em grande parte da área e quando ocorre não é favorável à acumulação de gás.

ALTITUDE

Os valores de altitude de topo concentram-se principalmente na classe –2629 m o que representa 63% dos dados, o histograma mostra que há uma assimetria acentuada à esquerda, assimetria negativa (Figuras 37 e 38, Tabela 11).

Tabela 11 – Resultados da estatística básica dos valores de altitude de topo da unidade Thirtyone.

Parâmetros	*Valores*
Média	-2688.28
Desvio Padrão	303.41
Variância das Amostras	92059.67
Valor Mínimo	-3711.23
Valor Máximo	-2269.48
Nº de Amostras (nº de amostras excluídas)	27 (22)
Coeficiente de Assimetria	-1.62

A Figura 38 mostra a distribuição espacial dos valores de altitude de topo da unidade Thirtyone e a condição de um alto estrutural dado pelo conjunto de valores de menor altitude e que indica a condição favorável como estrutura para a acumulação de gás.

Foram feitos os variogramas dos dados de altitude de topo da unidade Thirtyone mostrados na Figura 39. O variograma experimental omnidirecional foi construído com os seguintes parâmetros: 5000 m de distância máxima, o passo foi de 1700 m, o número de *lags* foi de 10 e escala vertical, representada pela variância, foi de 88.650.

Os variogramas direcionais foram feitos considerando uma tolerância de 30º e passo de 30º, para que se pudesse rastrear a disposição espacial dos dados em todas as direções. Os parâmetros de ajuste do modelo gaussiano à curva dos dados estão mostrados na Tabela 12.

Tabela 12 – Parâmetros para o modelo gaussiano ajustado à curva dos dados.

Escala Vertical	49100
Comprimento de A	2380
Raio	2
Ângulo	119.3

Os variogramas que apresentam a melhor continuidade espacial são preferencialmente as direções WNW, NNW, e NS. As direções de menor continuidade espacial e maior variância são as direções ENE, NNE e EW. Assim como nas unidades subjacentes Montoya e Fusselman, as direções de maior continuidade espacial são as WNW e NNW; Thirtyone apresenta uma terceira direção de continuidade espacial que é a NS.

A direção WNW é a de menor variância (em torno de 40.000), e subordinadamente as direções NNW e NS apresentam variância em torno de 48.000. As direções de maior continuidade espacial das amostras são coincidentes com as direções das estruturas, que mostram os principais caminhos de migração do gás dentro do conceito de Acumulação de Gás de Elsinore.

Foi feita a krigagem ordinária a partir dos variogramas da Figura 39 e os parâmetros utilizados estão mostrados na Tabela 13.

Tabela 13 – Parâmetros para a abrangência da investigação dos dados.

Nº de setores	4
Máximo nº de dados em todos os setores	16
Mínimo nº de dados para cada setor	4
Máximo nº de dados para cada setor	3
Mínimo para cada nó da matriz	1
Raio 1 (distância do “sill” obtido no variog de > contin)	2500 m
Raio 2 (distância do h, dado pelo eixo x))	5000 m
Ângulo (média dos três ângulos das direções de maior continuidade 150º, 120º e 90º)	120º

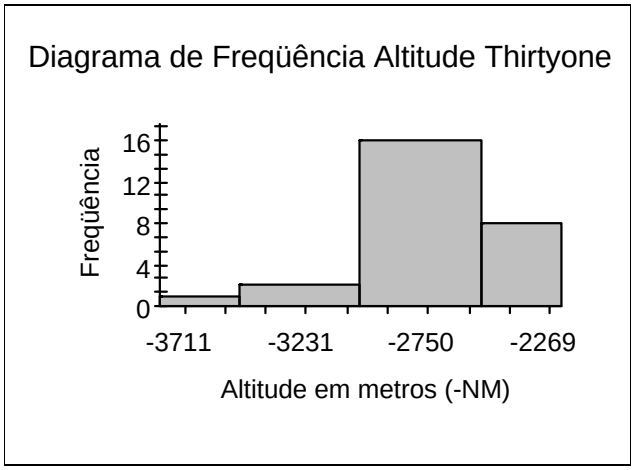


Figura 37 – O histograma das medidas de altitude de topo da unidade Thirtyone.

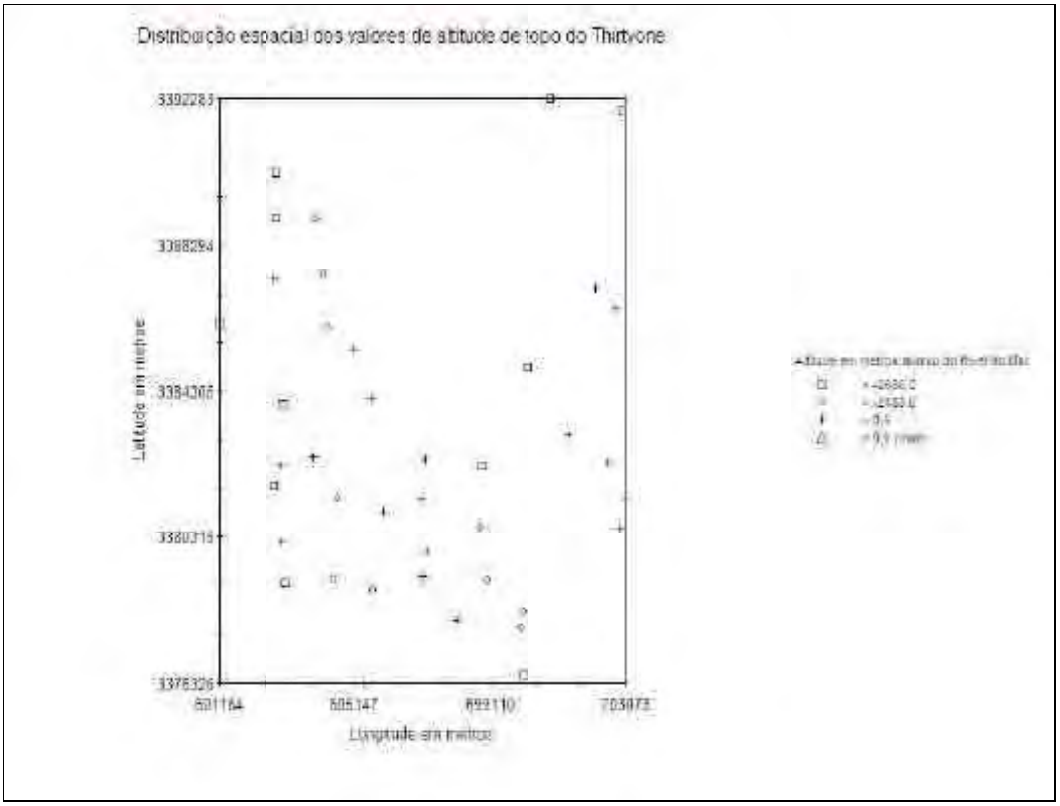


Figura 38 – A distribuição dos valores de altitude Thirtyone mostra o alto estrutural de direção NW com predominância dos valores em torno –2269 m de altitude.

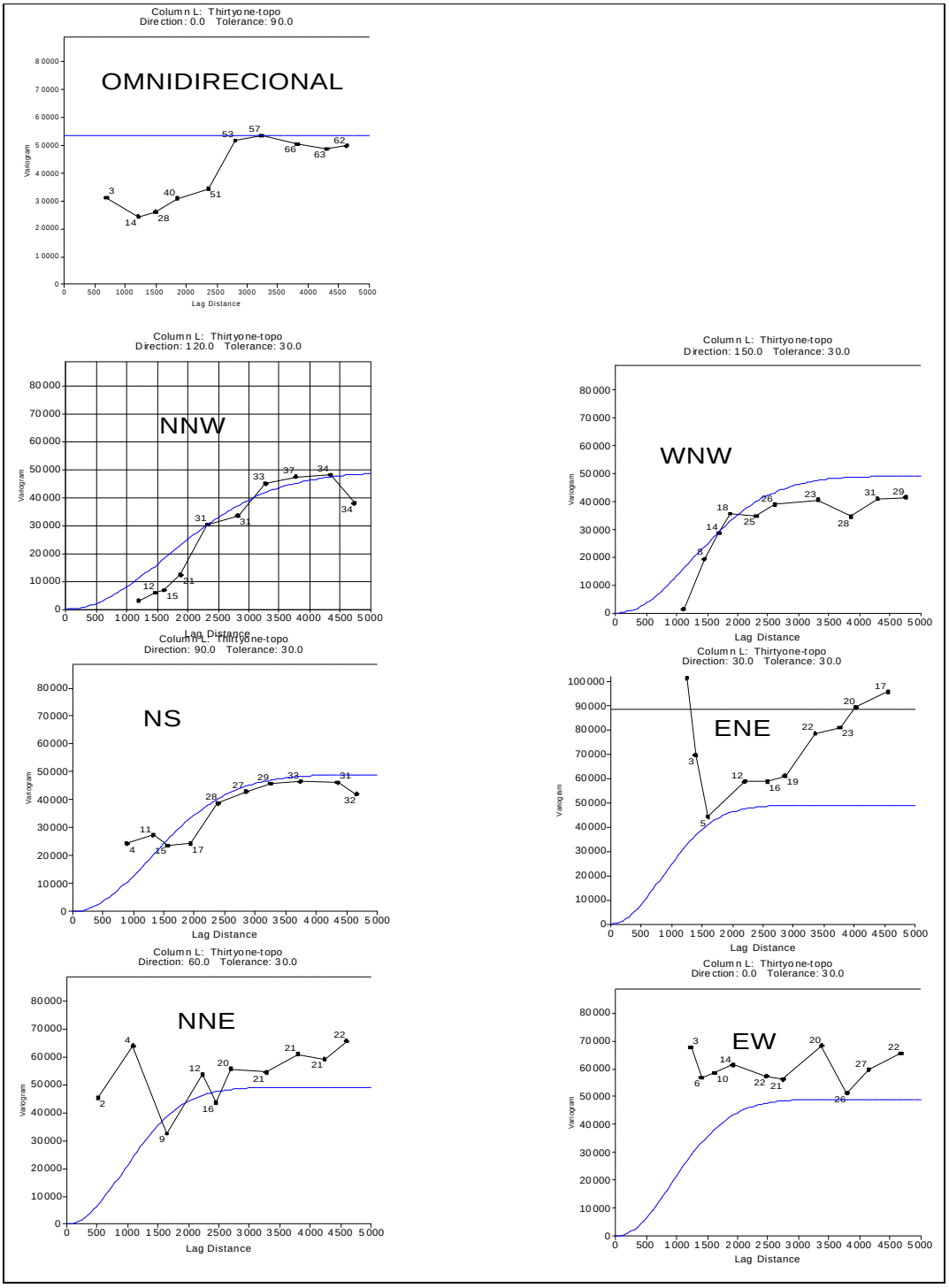


Figura 39 – Variogramas mostrando as direções preferenciais WNW, NNW e NS de altitude de topo da unidade Thirtyone. As de menor continuidade estão a ENE, NNE e EW.

O mapa krigado mostrado na Figura 40 reflete a condição esperada de que as estruturas estariam orientadas na direção NW, conforme mostrado nos variogramas e esta orientação está presente no contorno estrutural de topo das unidades subjacentes Fusselman e Montoya.

A curvatura em perfil, mostrada na Figura 41, foi feita na direção 45º para que abrangesse todas as direções dos altos e baixos topográficos em torno desse ângulo, o que permitiu observar estruturas representadas.

O ângulo de abrangência de investigação da curvatura fez com que se pudessem observar estruturas representadas por depressões (possíveis falhas) e altos topográficos. Os valores negativos são convexos e representam elevações, e os valores positivos são côncavos e indicam depressões na superfície do topo do Thirtyone.

O mapa de curvatura (Figura 41), ou segunda derivada do contorno estrutural de topo do Thirtyone, mostra as elevações tanto a NW quanto a NE (valores negativos, zonas amarelas) e as depressões (valores positivos, zonas verdes).

As isolinhas com valores negativos na curvatura de topo da unidade Thirtyone (Figura 41) mostram as elevações (zonas amarelas) têm direção principal a NW, e os valores positivos mostram as depressões (zonas verdes) que ocorrem principalmente a NW e subordinadamente a NE.

A direção NW é a direção principal das falhas representadas pelas depressões e no conceito de Acumulação de gás esta é uma informação muito importante porque este pode ter sido o caminho de migração do gás. Esta direção está bem marcada também nas unidades subjacentes Montoya e Fusselman mostrando a persistência desta zona de falhas. Por essa importância a variável curvatura de contorno estrutural de topo do Thirtyone está sendo considerada uma variável hipoteticamente favorável à acumulação de gás.

ESPESSURA – ISÓPACAS

A espessura da unidade Thirtyone varia grandemente, de 4 m a 78 m, e em algumas direções chega a não ocorrer. Ainda assim a unidade Thirtyone constitui-se em excelente reservatório mesmo quando apresenta pouca espessura. Por este motivo, a evidência espessura do Thirtyone foi considerada hipoteticamente como favorável à acumulação de gás para o cálculo de favorabilidade.

A estatística básica dos valores de espessura da unidade Thirtyone está mostrada na Figura 42 e na Tabela 14. Na Figura 43 estão mostradas a distribuição espacial das espessuras e as espessuras predominantes em torno de 23 m.

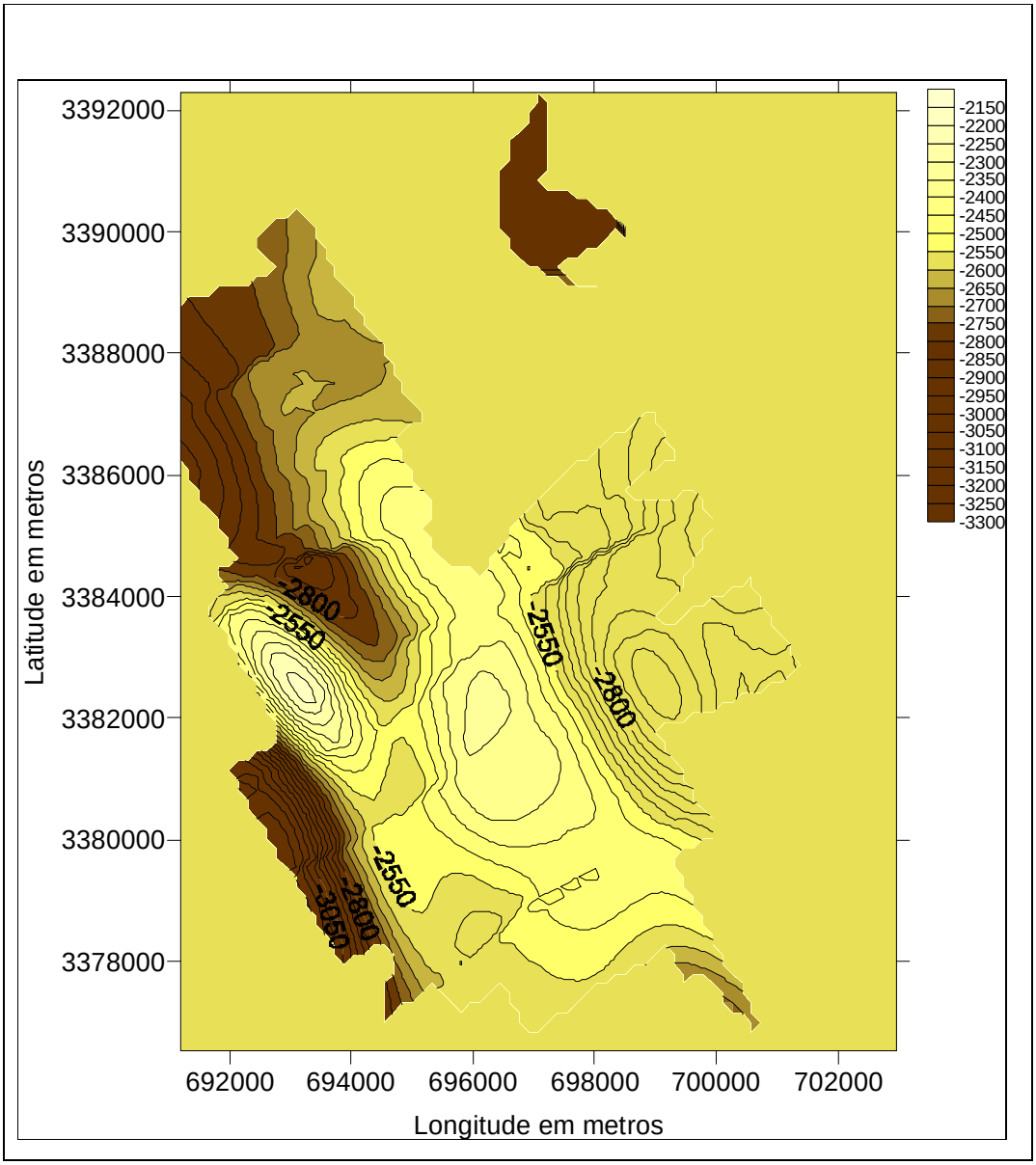


Figura 40 – Mapa krigado do contorno estrutural de topo da unidade Thirtyone mostrando as direções NW de maior continuidade.

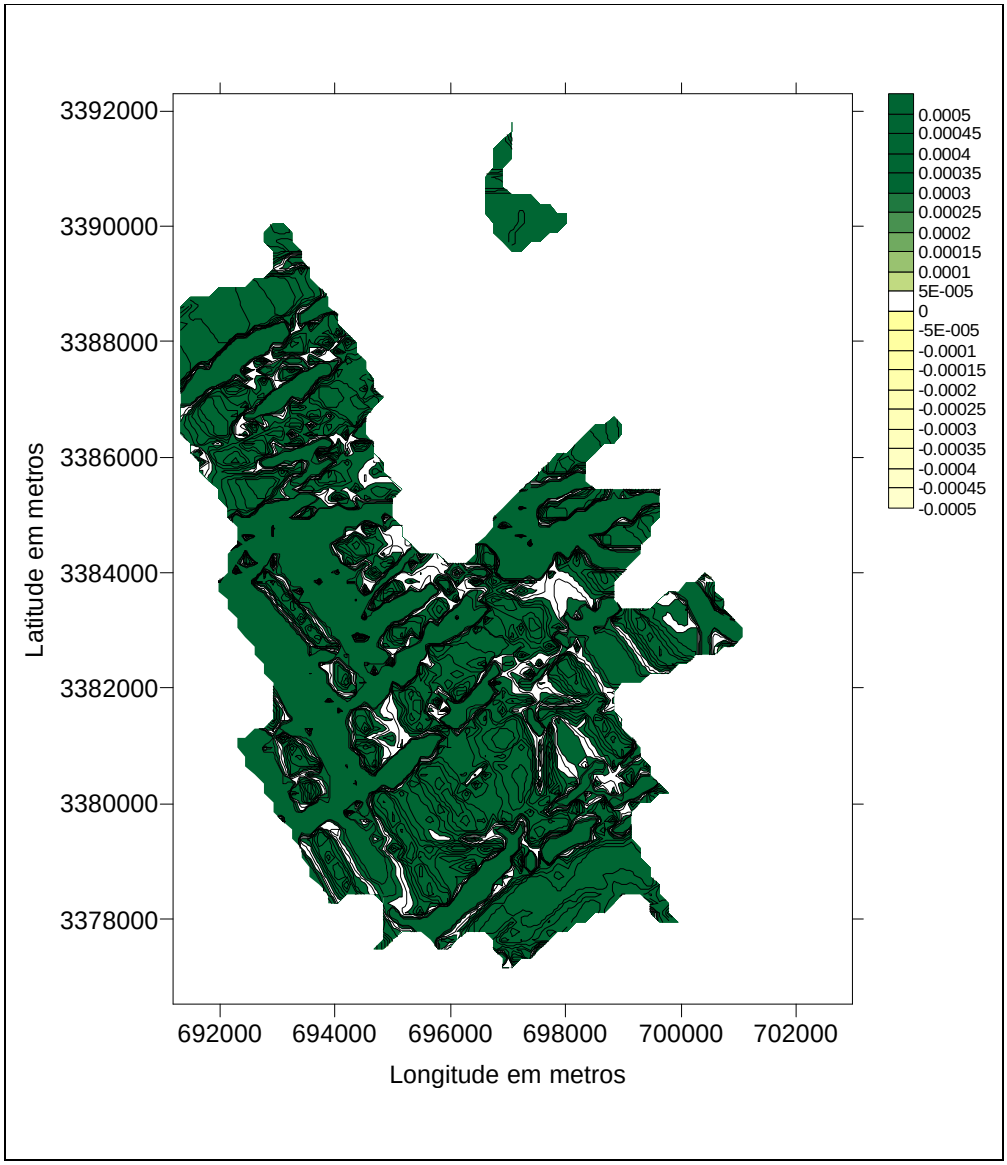


Figura 41 – Curvatura do contorno de topo da unidade Thirtyone mostrando as elevações e depressões no topo. Os valores negativos mostram que as elevações (zonas amarelas) têm direção principal a NW, os valores positivos mostram as depressões (zonas verdes) que ocorrem principalmente a NW e subordinadamente a NE.

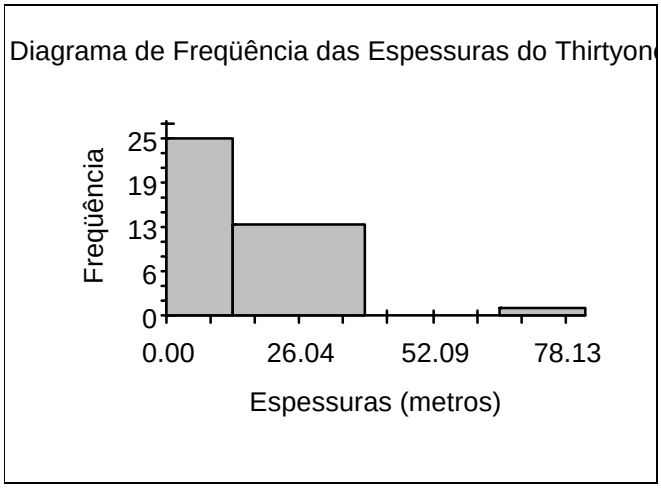


Figura 42 – O histograma das medidas de topo mostram a assimetria acentuada à direita (coeficiente de assimetria 2.3) e a concentração dos valores em espessuras menores do que 23 m.

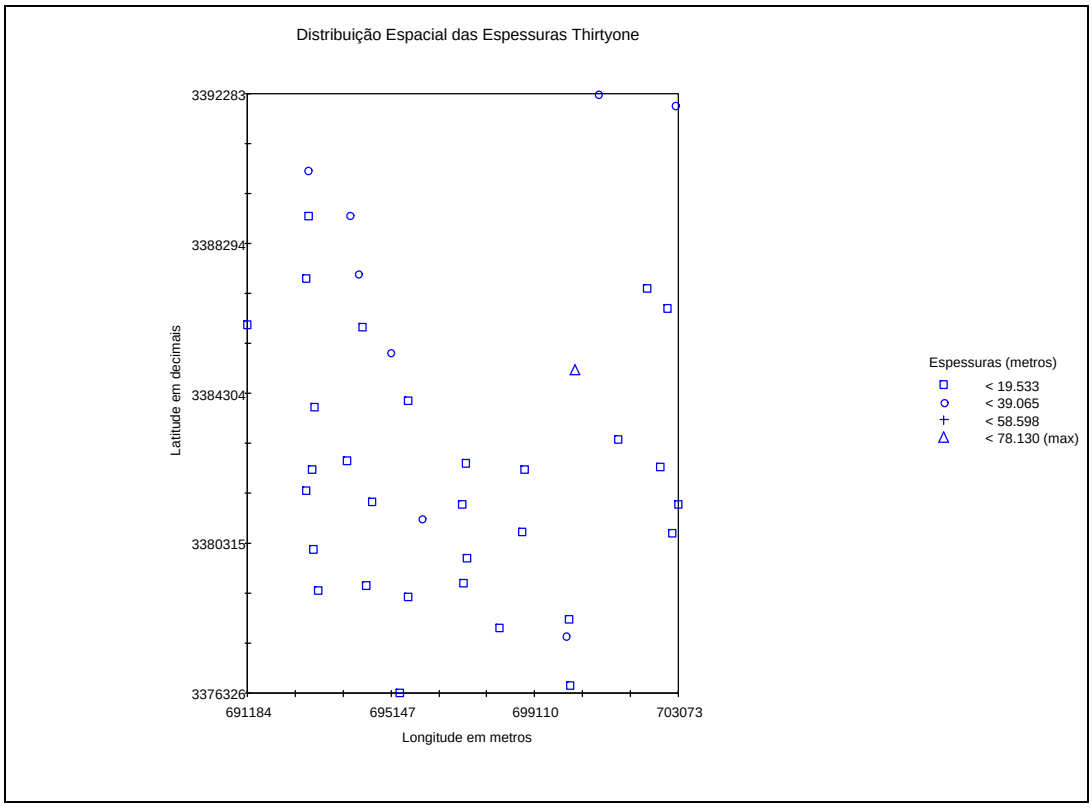


Figura 43 – Distribuição espacial das espessuras da unidade Thirtyone, 88% das quais estão entre 4 e 23 m distribuídas a NW-SE.

Tabela 14 - Estatística básica dos valores de espessura da unidade Thirtyone.

Parâmetros	*Valores*
Média	18.33
Desvio Padrão	15.32
Variância das Amostras	234.77
Valor Mínimo	4.0
Valor Máximo	78.0
Nº de Amostras (nº de amostras excluídas)	27 (20)
Coeficiente de Assimetria	2.30

Como dito anteriormente, apesar da pequena espessura do pacote sedimentar da unidade Thirtyone, predominantemente menor do que 23 m, esta unidade constitui-se nos melhores reservatórios para gás em todo o oeste do Texas. A variável espessura foi definida hipoteticamente como favorável à acumulação de gás para o cálculo de favorabilidade. Os limiares estabelecidos para os valores da variável espessura da unidade Thirtyone são: espessuras maiores do que 12 m são consideradas como 1 (favoráveis), espessuras menores do que 12 m são consideradas como 0 (podendo ou não ser favoráveis, faixa intermediária de importância), e espessuras menores do que 12 m foram consideradas como -1 (não favoráveis). O mapa resultante da variável Espessura do Thirtyone está mostrado na Figura 44. Observar que os poços locados estão dispostos ao longo das zonas consideradas favoráveis à acumulação de gás, área azul do mapa, e sobre as zonas dúbias, zonas amarelas.

6.5. Unidade Woodford – Neodevoniano

A unidade geradora Woodford é uma das principais geradoras de gás da região, desta forma a melhor variável associada a esta unidade é a curvatura de topo, que mostra as principais estruturas de altos e baixos topográficos, tais como falhas, fraturas - estruturas de migração para o gás. As anomalias na variação da inclinação da superficie de contorno revelam a presença de anomalias estruturais com pequenos altos, narizes ou falhas, razão pela qual foi analisado este atributo com a propriedade curvatura em perfil do modelo digital.

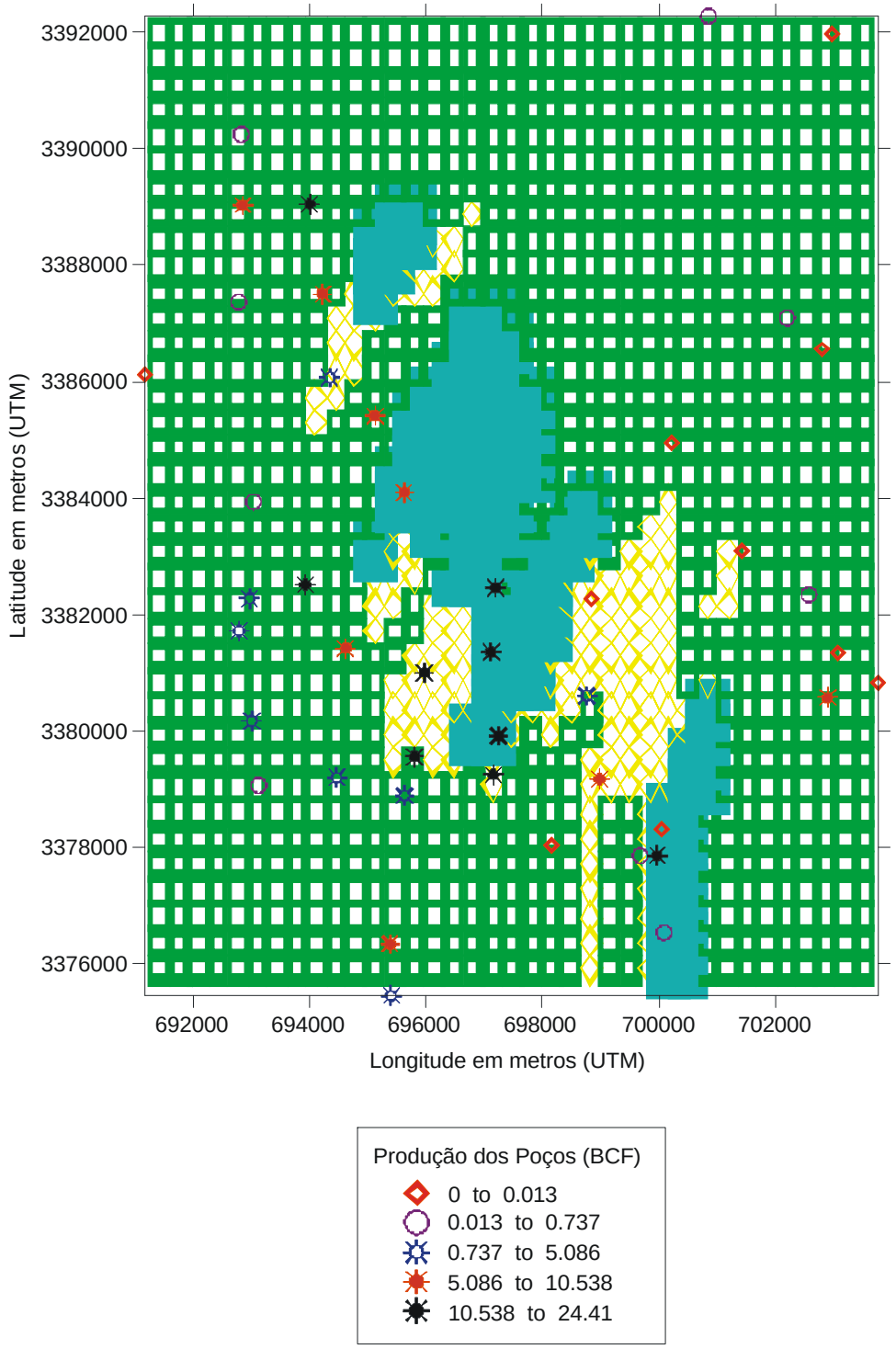


Figura 44 - Distribuição das áreas consideradas hipoteticamente favoráveis de acordo com os limiares estabelecidos para a variável espessura Thirtyone. As áreas azuis são as mais favoráveis, as amarelas são intermediárias e as verdes são as menos favoráveis de acordo com o limiar.

A análise prévia dos dados mostra que os dados de contorno estrutural de topo da unidade Woodford não se distribuem uniformemente, no diagrama de freqüência dos dados de altitude de topo há uma acentuada assimetria negativa (coeficiente de assimetria -1.97) mostrado no histograma da Figura 45 e na distribuição espacial das altitudes da Figura 46 e Tabela 15.

ALTITUDE DE TOPO

Tabela 15 - Resultados da estatística básica dos dados do contorno estrutural de topo da unidade Woodford.

Parâmetros	*Valores*
Média	-2603.91
Desvio Padrão	256.14
Variância das Amostras	65608.62
Valor Mínimo	-3650.0
Valor Máximo	-2215.0
Nº de Amostras (nº de amostras excluídas)	41 (5)
Coeficiente de Assimetria	-1.97

O diagrama de freqüência da Figura 46 mostra que os dados de altitude de topo da unidade Woodford que estão concentrados na classe dominante constituem um alto estrutual. Também os valores de variância da Tabela 16 mostram que a discrepância entre os valores pode indicar estrutruras como falhas, por exemplo, favoráveis à migração de gás.

Foram feitos variogramas direcionais com os dados de altitude de topo da unidade Woodford (Figura 47). Assim como nas unidades adjacentes, os variogramas foram construídos usando 1/4 da distância da diagonal da área (5 km), o passo para a interpolação dos dados foi de 1500 m, o número de *lags* foi de 10 e a tolerância de direção dos *lags* foi de 30º. O modelo matemático gaussiano ajustado à curva dos pares mostra que as direções de maior continuidade espacial são a WNW e NNW e as direções de menor continuidade espacial em relação ao ajuste da curva gaussiana são as direções NNE, NS, EW e ENE.

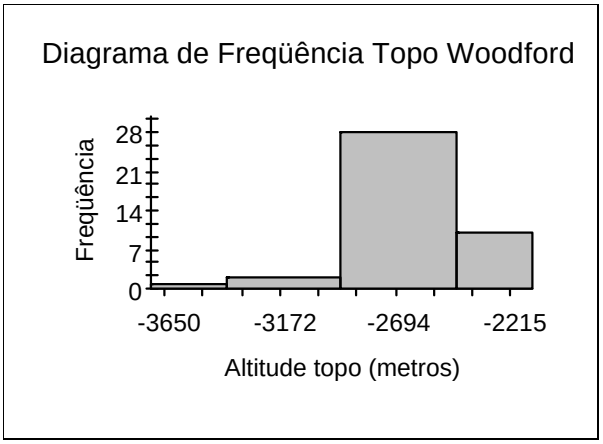


Figura 45 – Diagrama de freqüência dos valores de altitude de topo do Woodford mostrando a distribuição assimétrica dos valores por classes.

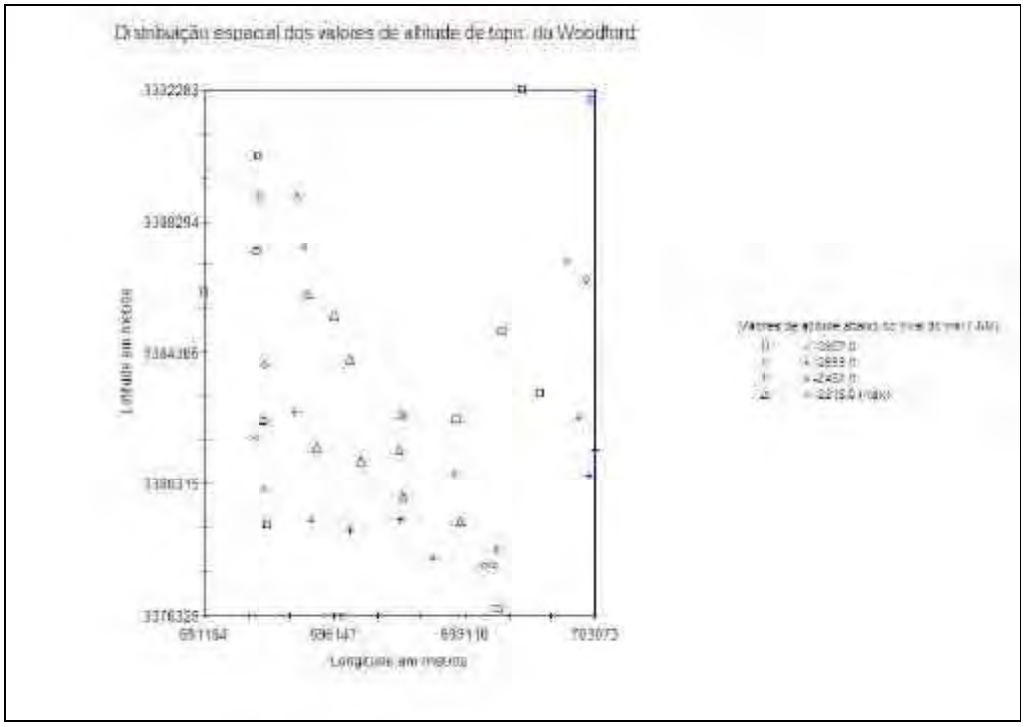


Figura 46 – Distribuição espacial dos dados de altitude de topo da unidade Woodford, observar a predominância das altitudes –2573.8 m—2215.0 m. As coordenadas estão em graus decimais.

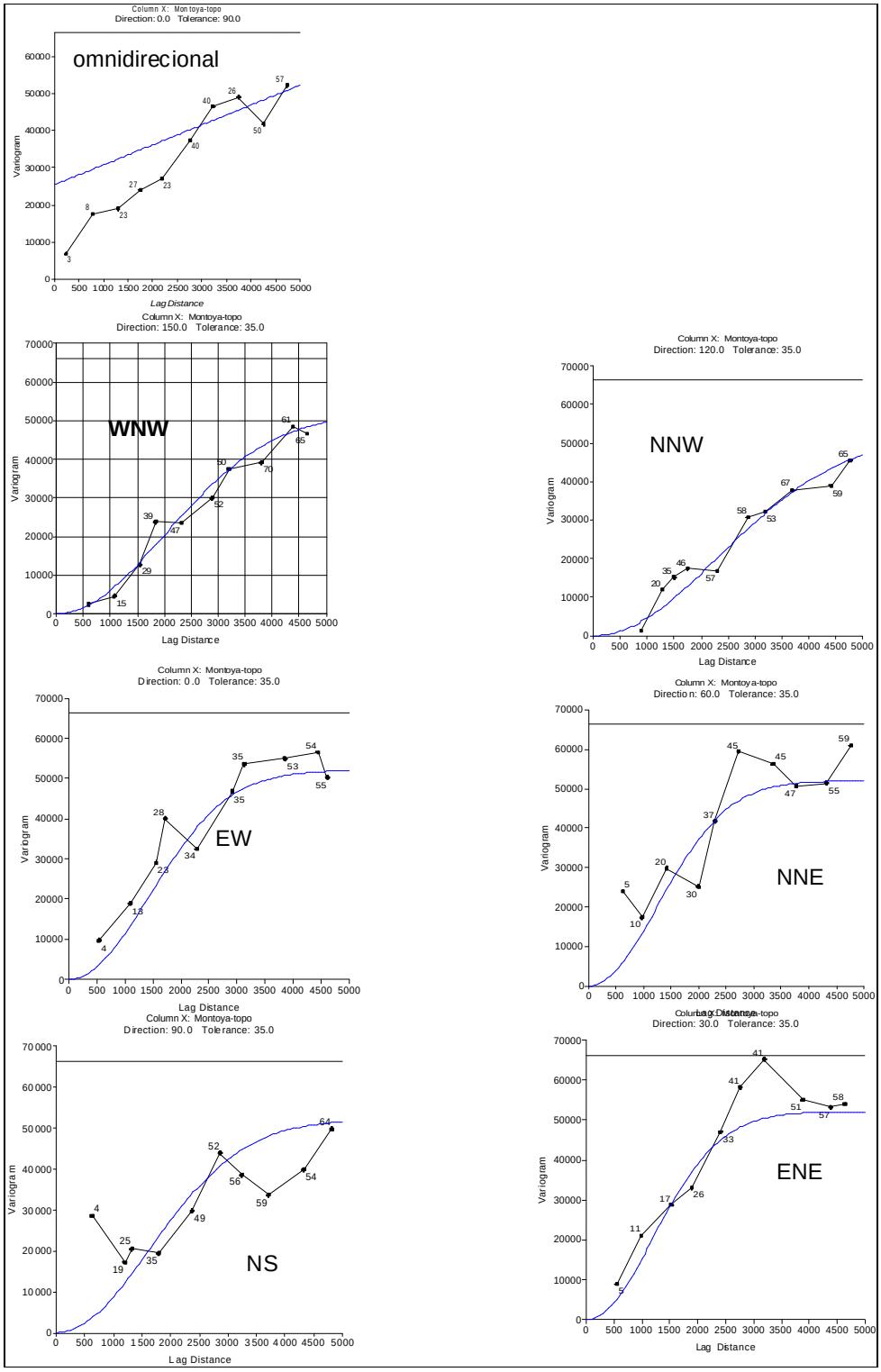


Figura 47 – Direções preferenciais variográficas de maior continuidade espacial dos valores de altitude do Woodford dadas por WNW e NNW. As direções de menor continuidade espacial são ENE, NS, NNE, EW.

As direções de menor variância WNW e NNW apresentam valores de variância de 38.000 e 42.000 repectivamente. Estas são as direções de maior continuidade espacial das amostras e também são as direções coincidentes com as direções das estruturas.

No caso da altitude do topo do Woodford, em que os variogramas mostraram as direções preferenciais NNW e WNW, pode-se afirmar que estas sejam direções estruturais favoráveis à migração do gás no conceito de Acumulação.

Foi feita a krigagem ordinária, pontual e sem deriva a partir dos variogramas mostrados. Os parâmetros usados para a krigagem quanto à abrangência da investigação dos dados estão mostrados na Tabela 16.

Tabela 16 – Parâmetros para a abrangência da investigação na krigagem.

Nº de setores	4
Nº Máximo de dados em todos os setores	16
Nº Mínimo de dados para cada setor	4
Nº Máximo de dados para cada setor	3
Nº Mínimo para cada nó da matriz	1
Raio 1 (distância do “sill” obtido no variog de > continuidade)	4000 m
Raio 2 (distância de h, dado pelo eixo x)	5000 m
Ângulo (média dos dois ângulos das direções de maior continuidade)	135º

O mapa krigado do contorno estrutural de topo da unidade geradora Woodford está mostrado na Figura 48. A área do alto topográfico mostrada no mapa krigado tem direção NNW, direção de maior continuidade espacial de altitude já mostrado nos variogramas. A direção NE é marcada por alternância de altos e baixos estruturais e confirmam que esta é a direção de maior variância de altitude mostrada nos variogramas.

Observa-se que os poços estão locados no alto estrutural de direção NW representados pela área amarela do mapa. A diferença entres os limites de menor e maior altitude indica a condição de superfície irregular composta de acentuados altos e baixos estruturais.

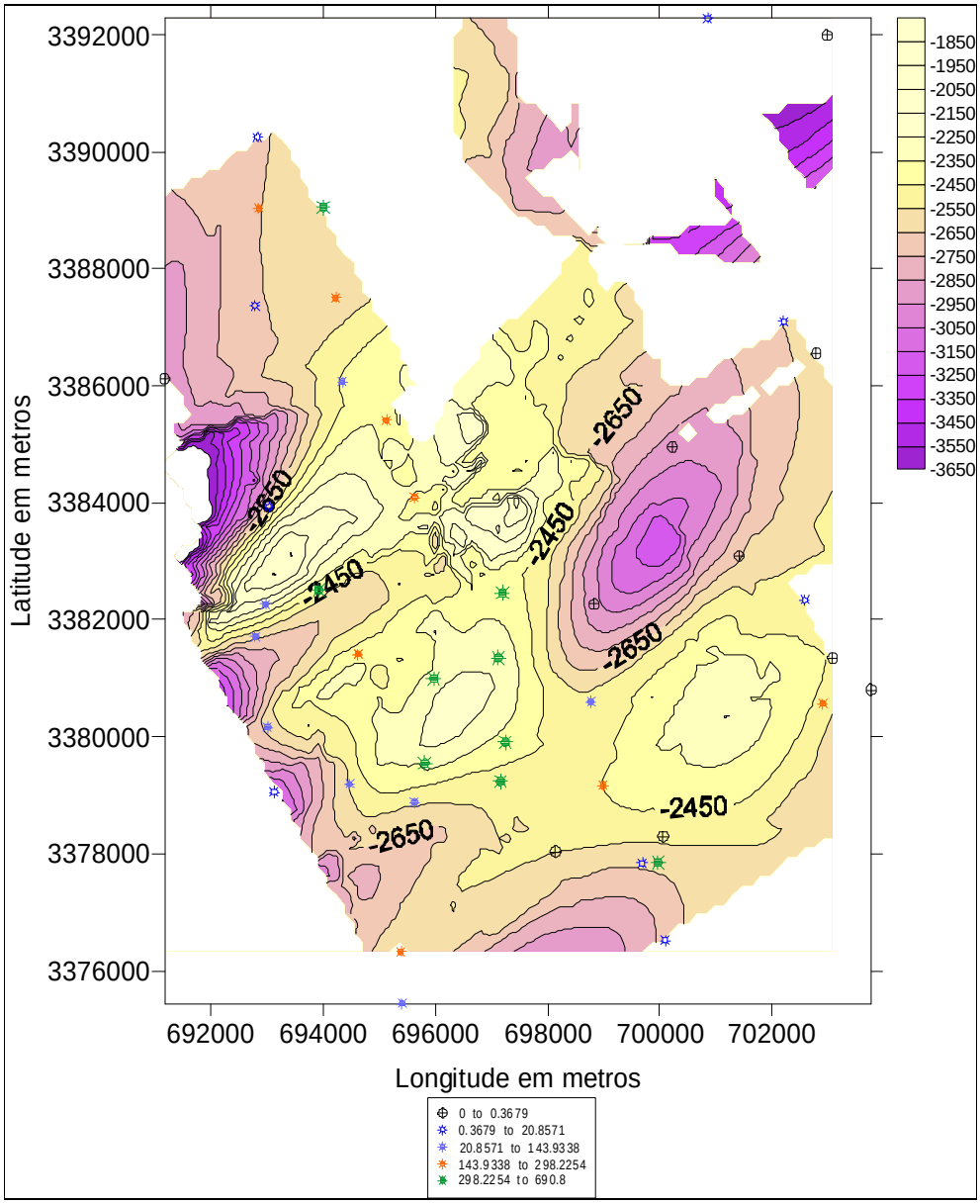


Figura 48 – Direções preferenciais variográficas de maior continuidade espacial dos valores de altitude do Woodford dadas por WNW e NNW, e menores por ENE, NNE, NS e EW.

Curvatura

Um outro atributo do modelo digital de elevação do topo da unidade utilizado foi a curvatura em perfil, ou segunda derivada do contorno estrutural de topo, que determina a variação da inclinação para cada ponto. A medida de curvatura produz mapas de contorno que mostram isolinhas de variações positivas e negativas da inclinação numa superfície. Foi feito o mapa de curvatura dos valores de topo do Woodford para determinar as direções dos altos e baixos nesta superfície. O ângulo de abrangência de investigação da curvatura é de 90º, por essa razão a direção de investigação escolhida foi a Norte para que mostrasse as estruturas existentes tanto a NW quanto a NE. Os valores negativos correspondem às feições convexas e representam elevações e os valores positivos correspondem às feições côncavas e indicam depressões. A Figura 49 é do mapa de curvatura do contorno estrutural de topo do Woodford mostrando as depressões tanto a NW qunato a NE (valores positivos, zonas marrons), estas direções certamente foram o caminho de migração do gás a partir da geradora Woodford.

Espessura

No conceito de sistema de acumulação de gás os elementos como espessura, tipo de folhelho, teor de matéria orgânica, tipo de óleo/gás gerado(s), distribuição espacial e o estoque são fundamentais para definir a importância de uma unidade geradora. Estes elementos, associados às ocorrências de falhas definidas na superfície de topo, mostradas na Figura 49, auxiliaram na definição das variáveis hipoteticamente favoráveis à geração e migração do gás. A variável curvatura da espessura da unidade Woodford foi escolhida como favorável à geração e migração do gás mostrando as zonas de fratura e falhas a NW e NE como meios de migração, as falhas NW foram ativadas durante o evento Antler e a geração de gás está associada a este evento que colocou o Woodford em condições geotérmicas favoráveis. A evidência falhas a EW também foi escolhida como hipoteticamente favorável à geração e migração do gás e estão associadas ao evento Marathon no Permiano como detalhado a seguir.

A unidade Woodford é composta essencialmente de folhelho com espessura média de 48.65 m (Tabela 17). A distribuição dos valores de espessura no diagrama de freqüência mostra uma curva quase normal com pequena assimetria à esquerda (Figura 50).

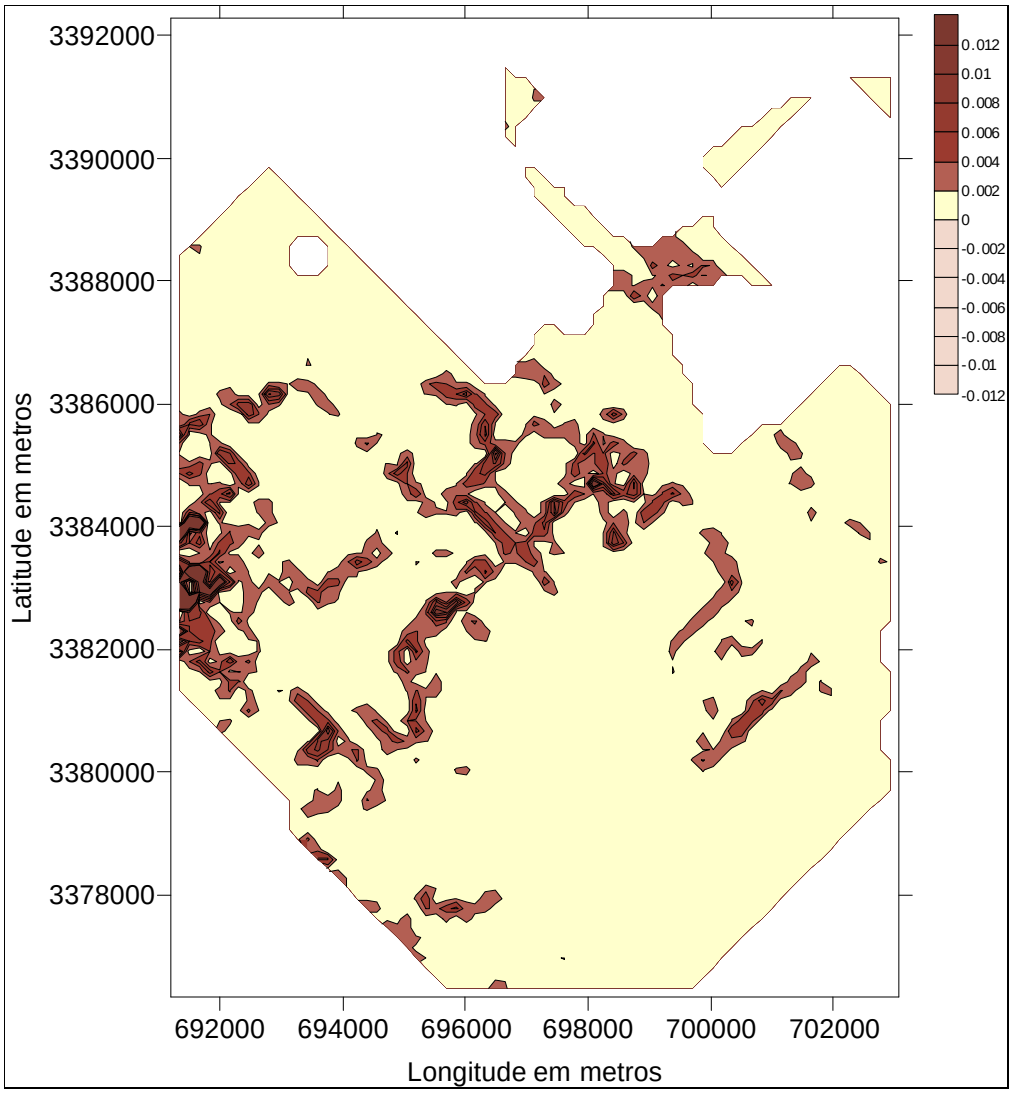


Figura 49 – Curvatura do contorno de topo da unidade Woodford mostrando as depressões na superfície de topo. Os valores positivos mostram as depressões (zonas marrons) presentes tanto a NW quanto a NE possíveis zonas de falhas.

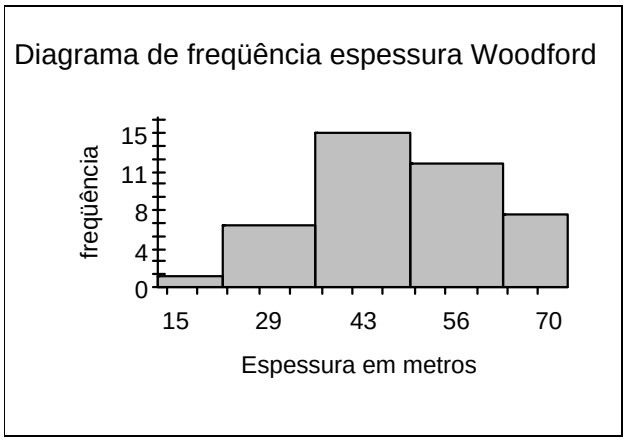


Figura 50 – Diagrama de freqüência das medidas de espessura do Woodford.

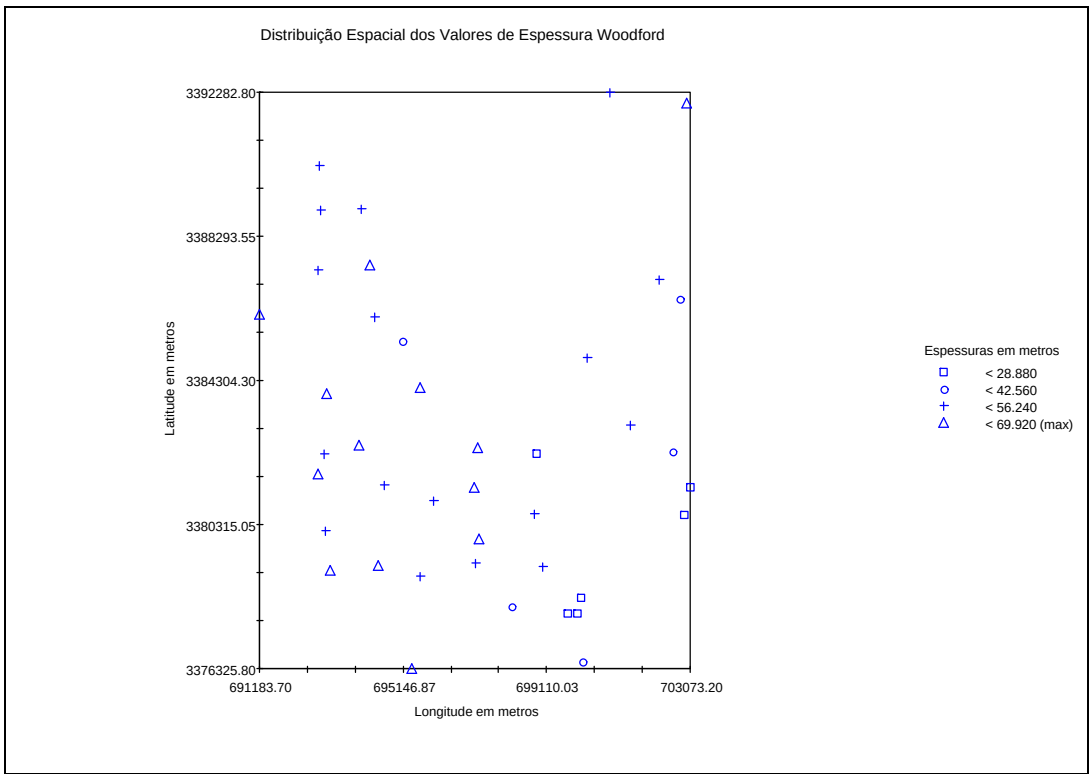


Figura 51 – Distribuição espacial das espessuras da unidade Woodford, observar a predominância das maiores espessuras na direção NW.

Tabela 17 - Resultados da estatística básica dos dados de espessura da unidade Woodford.

Parâmetros	*Valores*
Média	48.65
Desvio Padrão	13.91
Variância das Amostras	193.38
Valor Mínimo	15.0
Valor Máximo	70.0
Nº de Amostras (nº de amostras excluídas)	41 (5)
Coeficiente de Assimetria	-0.55

Os maiores valores de espessura (56 m -70 m) estão concentrados no alto estrutural se comparados com a distribuição espacial dos valores de altitude do Woodford (Figura 51).

Foram feitos variogramas direcionais para os valores de espessura da unidade Woodford para verificar as direções favoráveis de migração do gás que são as direções de estruturas do tipo falhas e que se apresentam como as direções de menor variância das espessuras (Figura 52).

Os variogramas foram construídos com 5000 m de distância máxima na escala horizontal, o passo para a interpolação dos dados foi de 1700 m, o número de *lags* foi de 9 e o ângulo de tolerância da direção dos *lags* foi de 30º, escala vertical correspondente à variância foi de 350.

Inicialmente foi feito o variograma omnidirecional com as curvas mais suavizadas e o número de pares representativos. A partir daí foram feitos os outros variogramas e ajustada a curva de modelo matemático mais apropriada ao conjunto de dados (Figura 52).

A Tabela 18 mostra o modelo matemático *wave* que melhor ajustou-se à disposição da curva e mostra os parâmetros deste modelo matemático ajustado à curva dos pares.

Tabela 18 – Parâmetros para o modelo matemático *wave* usado nos dados de espessura Woodford.

Escala Vertical	90.5
Comprimento de A	580
Raio	2
Ângulo	90

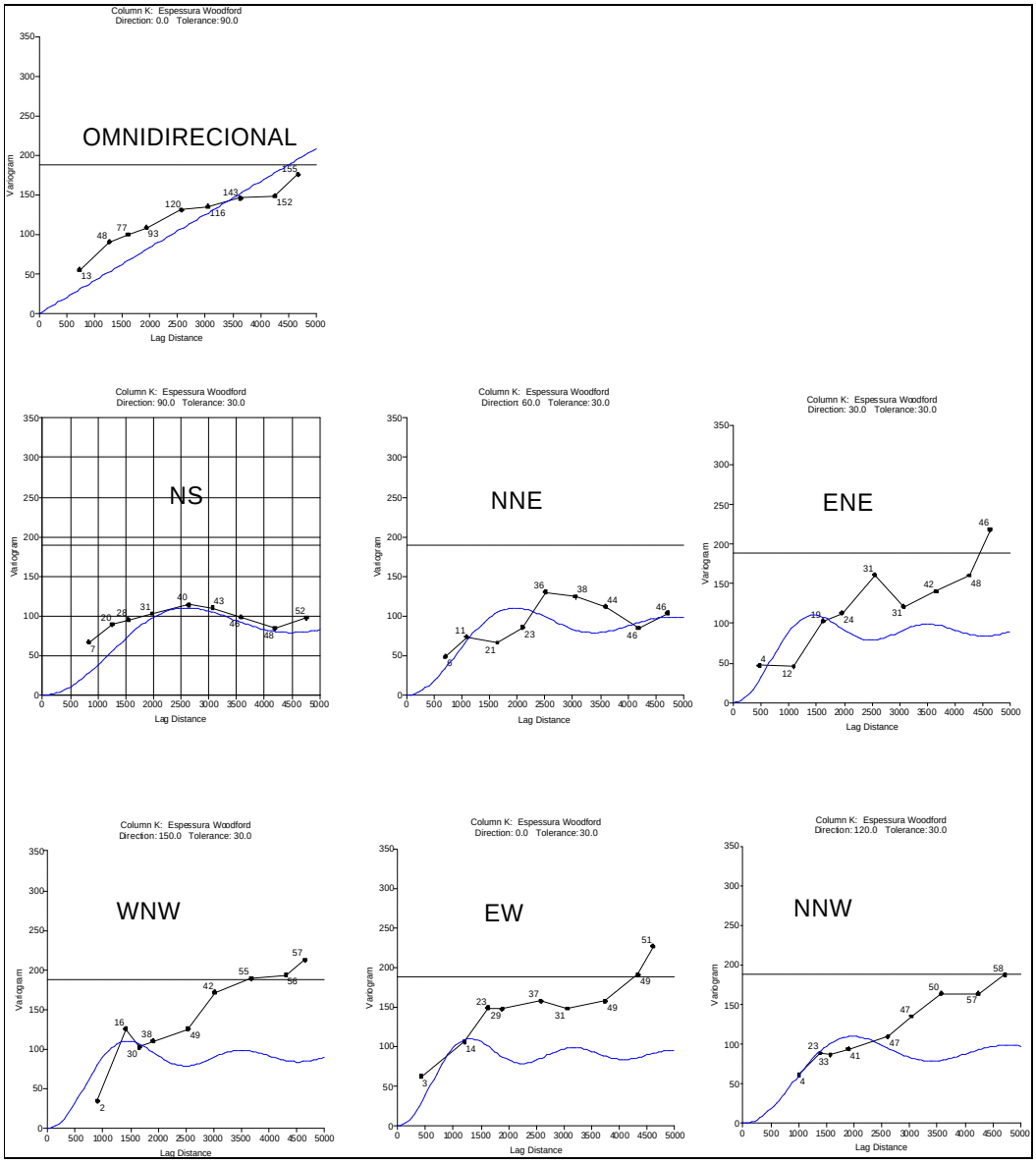


Figura 52 – Os variogramas da espessura da unidade Woodford mostram que a direção NS é a de maior continuidade espacial dos dados e a de menor variância. Todas as outras direções, WNW, NNW, EW, ENE e NNE apresentam menor continuidade espacial e maior variância.

Os variogramas mostraram que a direção de maior continuidade espacial e menor variância dos dados é a direção NS, as direções de maior variância são NNW, WNW, NNE, EW e ENE. Esta direção NS, até então, não se mostrava como uma direção de importância para os elementos medidos nas unidades subjacentes.

Esta direção preferencial mostrada nos variogramas corresponde às falhas extensionais pensilvanianas que se seguiram ao evento Antler (Devoniano ao Neomississipiano). A variância nesta direção foi de 120, enquanto que a estatística básica mostrou uma variância média de 193. As variâncias de todas as outras direções são maiores do que a variância média, com exceção da NS já citada e as direções NNW e NNE.

Como dito em capítulos anteriores a interpretação geológica para as direções variográficas de maior continuidade espacial e menor variância indica as direções das estruturas, tais como falhas, fraturas, alinhamentos, etc. Neste caso a direção NS é seguramente direção de falha do tipo extensional já observada em correlação entre perfis elétricos dos poços.

Foi feita a krigagem ordinária e pontual para a espessura do Woodford usando os variogramas da Figura 53. A krigagem efetuada foi realizada sem deriva e teve os parâmetros para a krigagem quanto à abrangência da investigação conforme os que estão mostrados na Tabela 19.

Tabela 19 – Parâmetros para a krigagem quanto à abrangência da investigação.

Nº de setores	4
Nº Máximo de dados em todos os setores	16
Nº Mínimo de dados para cada setor	4
Nº Máximo de dados para cada setor	3
Nº Mínimo para cada nó da matriz	1
Raio 1 (distância do “sill” obtido no variog de > contin)	2500 m
Raio 2 (distância de h, dado pelo eixo x)	5000 m
Ângulo (média dos dois ângulos das direções de maior continuidade)	90º (NS)

O mapa krigado está mostrado na Figura 53 e confirma a direção NS de maior continuidade espacial dos dados.

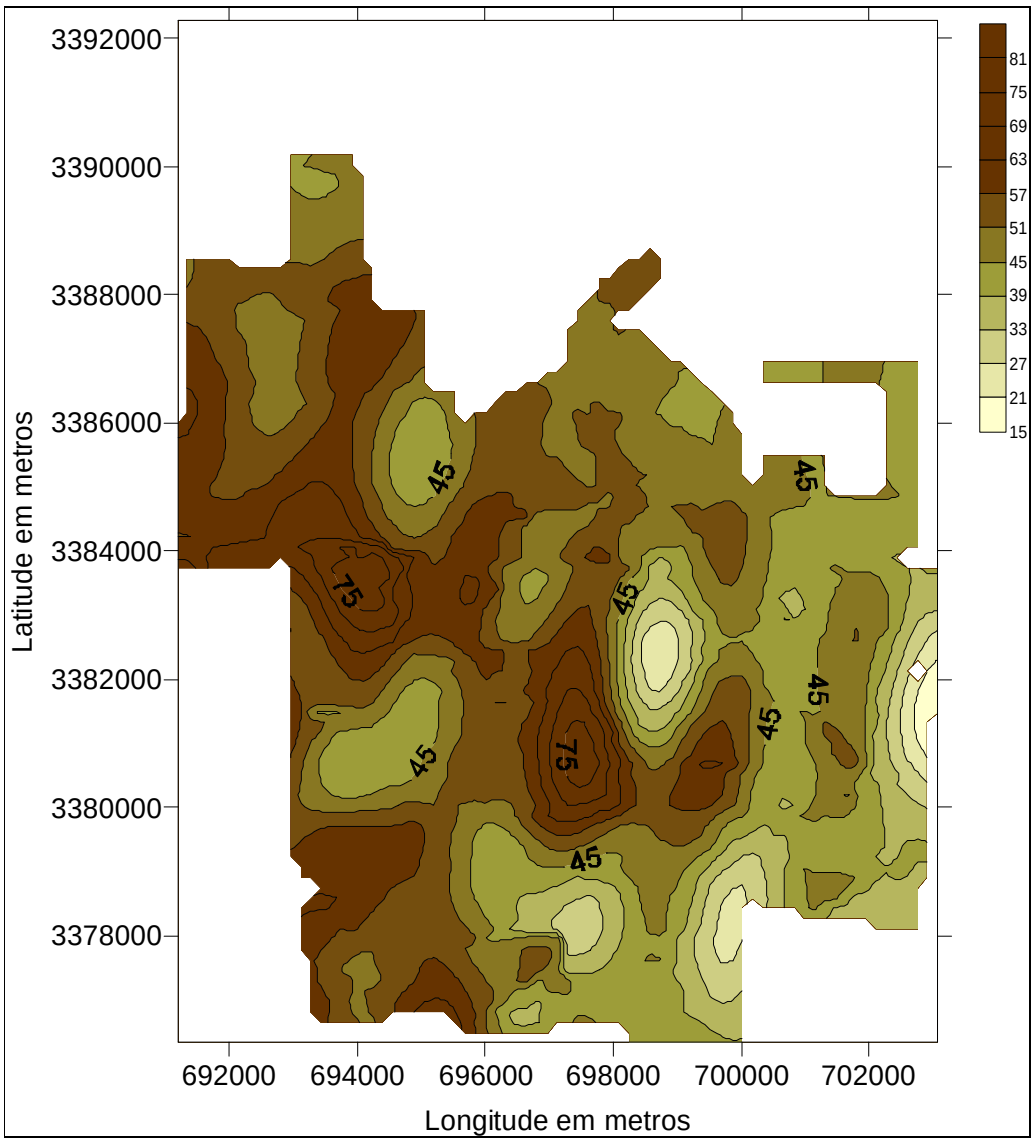


Figura 53 – As maiores espessuras da unidade Woodford estão a oeste da área e a direção de maior continuidade espacial é a NS. As espessuras com menos de 45 m estão mais concentradas na zona leste da área

Foi feito o mapa de segunda derivada de eixo NS, a partir do mapa krigado da espessura com o intuito de visualizar outras direções de estruturas, tais como altos e baixos estruturais.

Considerando a erosão de topo da unidade Woodford, mas também considerando que as maiores espessuras do Woodford estão no alto estrutural, então neste caso o mapa resultante de curvatura ou segunda derivada da espessura mostra que os valores positivos referem-se às depressões, que são as estruturas descontínuas nas direções NW, NE e EW (Figura 54).

Evidências: anomalias da curvatura da espessura e falhas

As variáveis curvatura da espessura residual e as zonas de falhas EW baseadas nas anomalias direcionais da curvatura da espessura do Woodford foram transformadas em variáveis espaciais representando evidências de fatores hipoteticamente favoráveis à acumulação. A Figura 55 mostra as áreas hipoteticamente mais favoráveis à acumulação de gás relativas à curvatura da espessura residual krigada, áreas mais favoráveis representada pelas zonas azuis (>0=1), áreas menos favoráveis representadas pelas zonas verdes (<0=-1), áreas dúbias pelas amarelas (ora se apresentam como áreas favoráveis, ora como não favoráveis), áreas consideradas desfavoráveis iguais a –1 (valores *dummy* ou erro > 10,5 m).

A variável zonas de falhas EW, geradas durante o evento orogênico Marathon, foi definida como hipoteticamente favorável para análise de favorabilidade como estrutura de migração do hidrocarboneto no conceito de sistema de acumulação (Figura 56). Os limiares foram definidos em função dos altos e baixos estruturais, as áreas que foram consideradas favoráveis são as azuis (1), as áreas dúbias são as amarelas (0), e as desfavoráveis são as verdes (-1).

6.6. Unidade Barnett – Eomississipiano

A unidade geradora Barnett é uma das geradoras de gás da região, apresenta folho gerador suficiente mostrado pelas espessuras e matéria orgânica (tipo II) adequada para a geração de gás, além de extensa distribuição areal. A principal variável do Barnett selecionada para o cálculo de favorabilidade foi a espessura do Barnett.

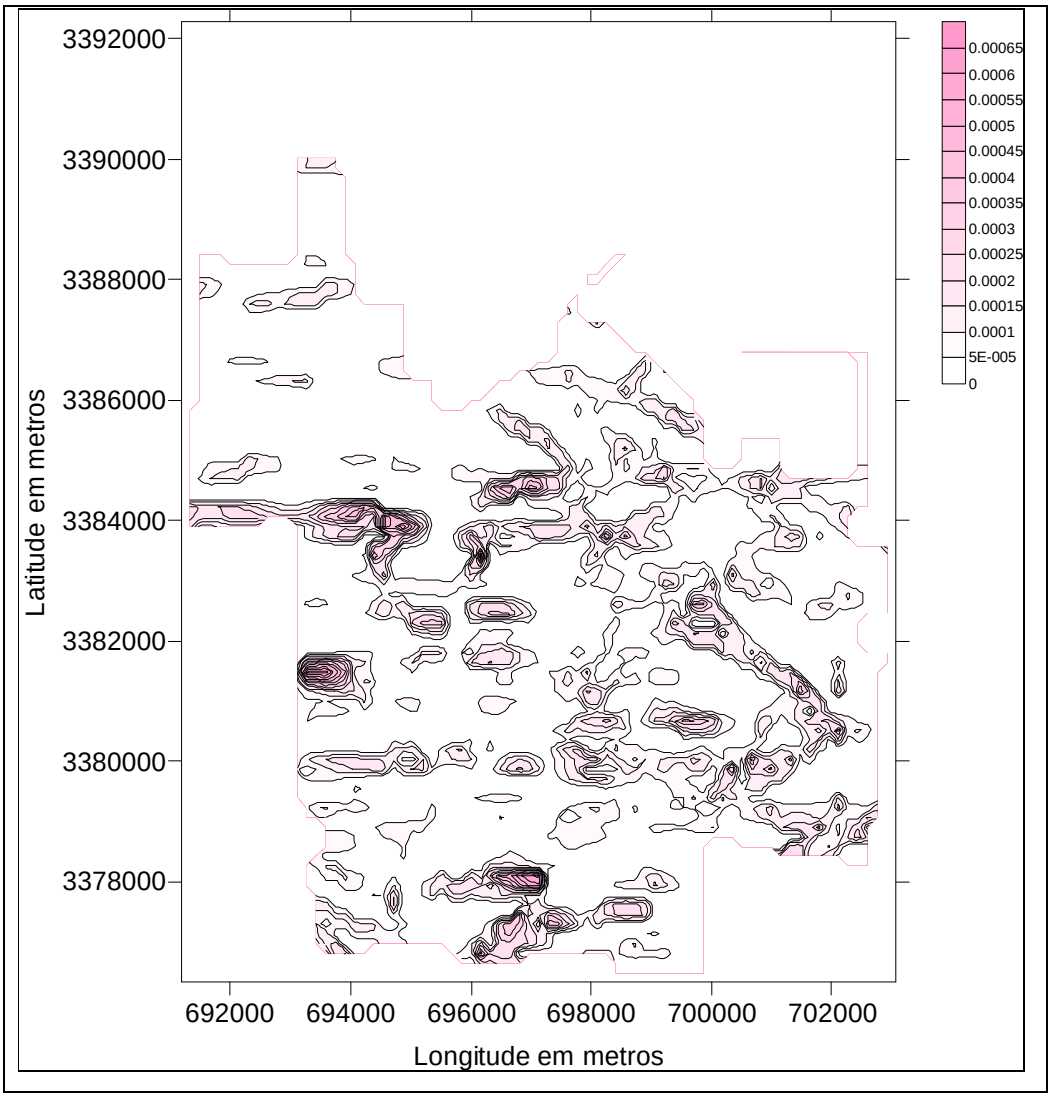


Figura 54 – Zona de falhas EW e a NW em mapa de segunda derivada da espessura do Woodford feito no eixo NS.

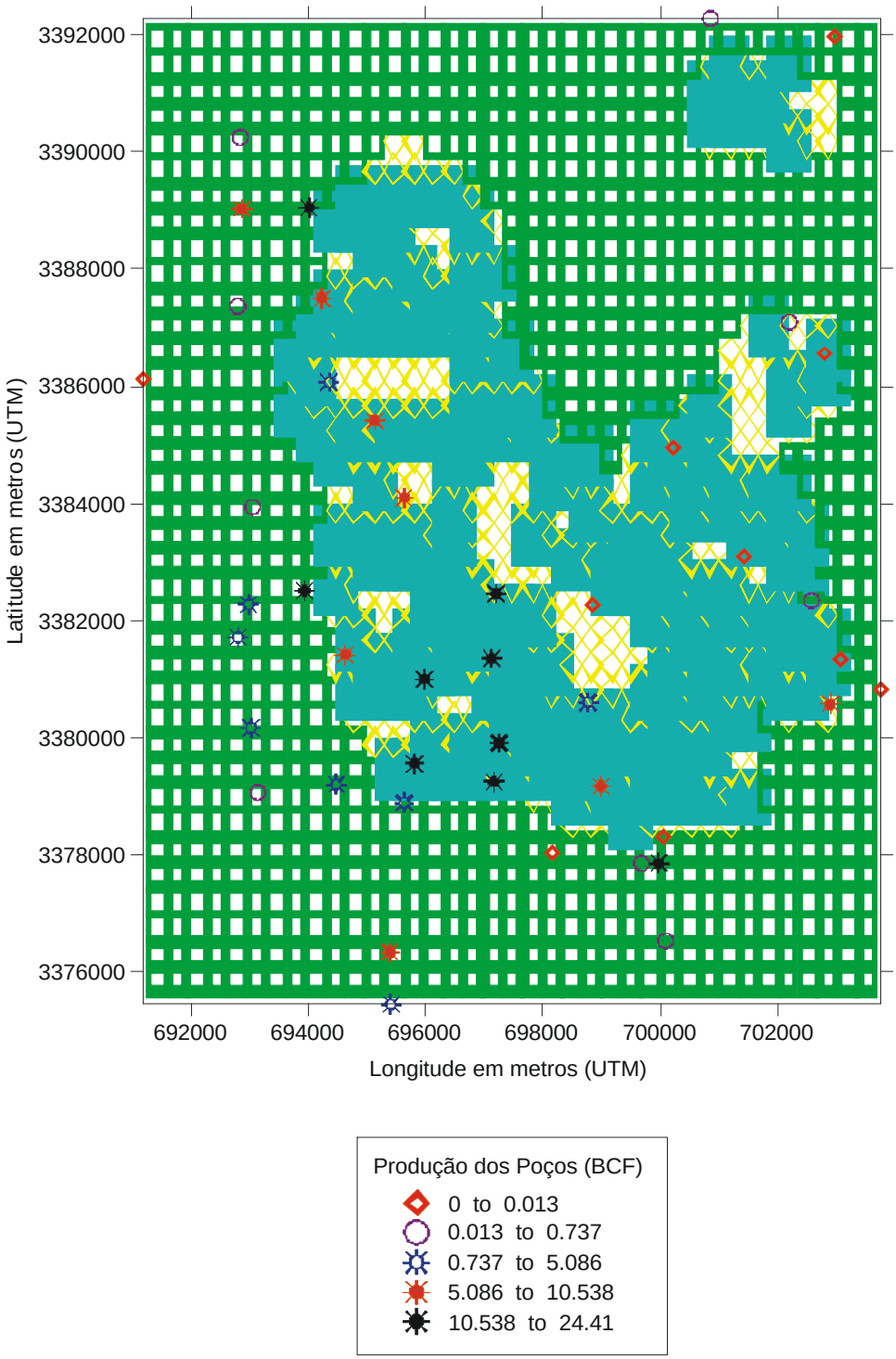


Figura 55 - Distribuição das áreas consideradas hipoteticamente favoráveis de acordo com os limiares estabelecidos para a variável curvatura da espessura residual Woodford. As áreas azuis são as mais favoráveis, as amarelas são intermediárias e as verdes são as menos favoráveis de acordo com o limiar.

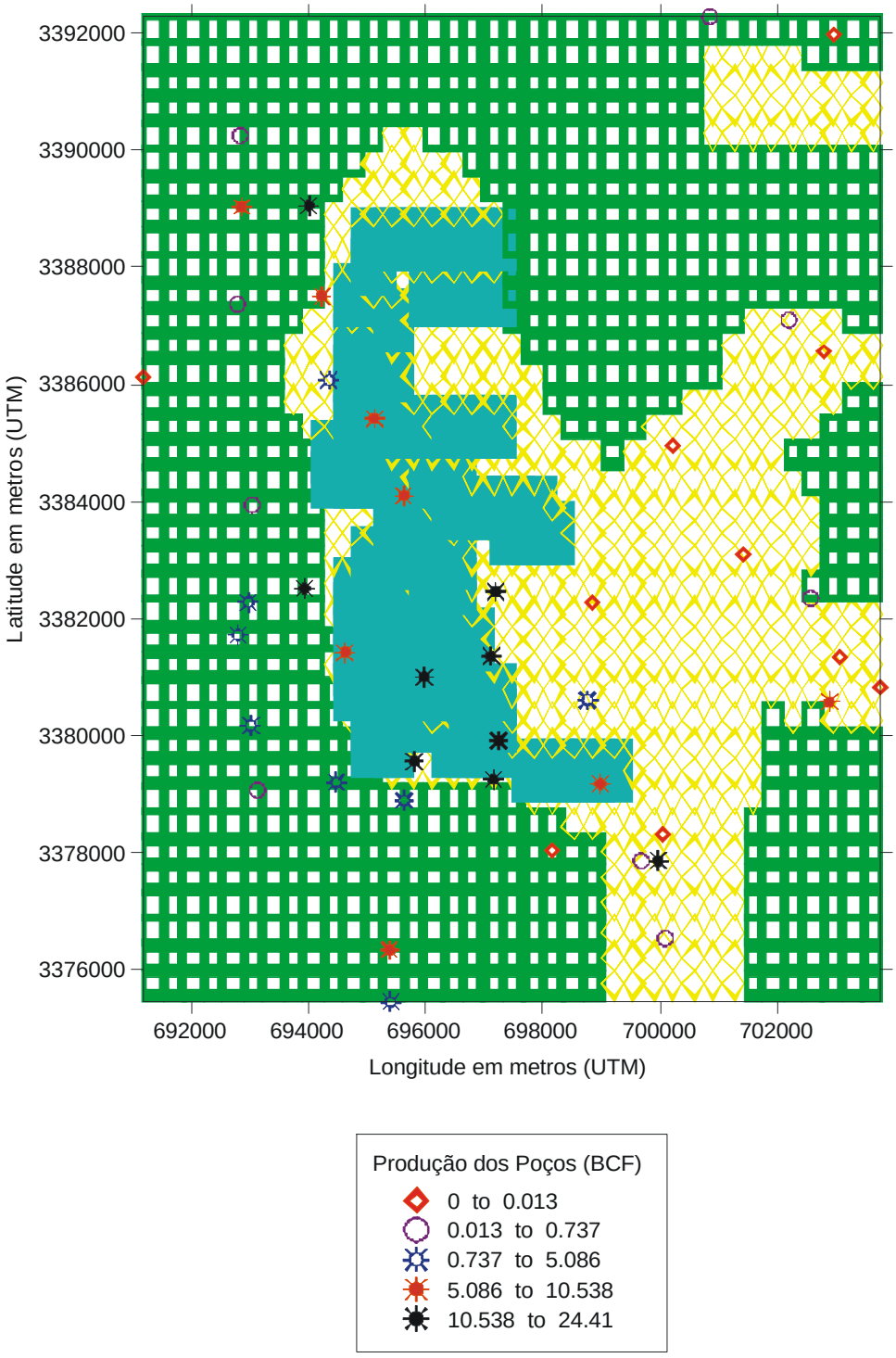


Figura 56 - Distribuição das áreas consideradas hipoteticamente favoráveis de acordo com os limiares estabelecidos para a variável anomalia direcional EW da curvatura da espessura Woodford. As áreas azuis são as mais favoráveis, as amarelas são intermediárias e as verdes são as menos favoráveis.

Esta variável está associada ao estoque de material para a geração do gás. A matéria orgânica tipo II é considerada excelente quando produz de 300 a 600 mg de hidrocarboneto por grama de MO (TOC) e se a porcentagem em peso de MO é superior a 4% (Peters & Cassa, 1994). Este é o caso de Barnett que apresenta 4.5 % de TOC, reflectância da vitrinita 1-1.3%, e produção de gás de 300-350 scf/ton em Wise County, Texas (Curtis, 2002).

A estatística básica mostrada pelo diagrama de freqüência das altitudes de topo da unidade Barnett (Figura 57) não configura uma curva normal e sim uma curva assimétrica cujo coeficiente de assimetria (-2.19) está mostrado na Tabela 20. A distribuição espacial das altitudes de topo está mostrada na Figura 58.

Tabela 20 – Os parâmetros da estatística básica dos valores de altitude do topo do Barnett. A diferença entre o valor máximo e o valor mínimo é de 1385,50 m.

Parâmetros	*Valores*
Média	-2524.66
Desvio Padrão	251.39
Variância das Amostras	63195.22
Valor Mínimo	-3561.5
Valor Máximo	-2176.0
Nº de Amostras (nº de amostras excluídas)	34 (13)
Coeficiente de Assimetria	-2.19

Foram feitos variogramas direcionais para os valores de altitude da unidade Barnett, Figura 59, para verificar as direções de menor variância e maior continuidade dos dados. No caso dos valores de altitude as direções de menor variância costumam estar associadas às direções das falhas.

Os variogramas foram construídos com 5000 m de distância máxima na escala horizontal, o passo para a interpolação dos dados foi de 1900 m, o número de *lags* foi de 10 e o ângulo de tolerância da direção dos *lags* foi de 30º.

A partir do variograma omnidirecional com as curvas mais suavizadas e o número de pares representativos foram feitos os outros variogramas e ajustada a curva de modelo matemático mais apropriada à curva dos dados (Figura 59). O modelo matemático que melhor ajustou-se à disposição da curva foi o modelo gaussiano e os parâmetros deste modelo matemático ajustado à curva dos pares estão mostrados na Tabela 21.

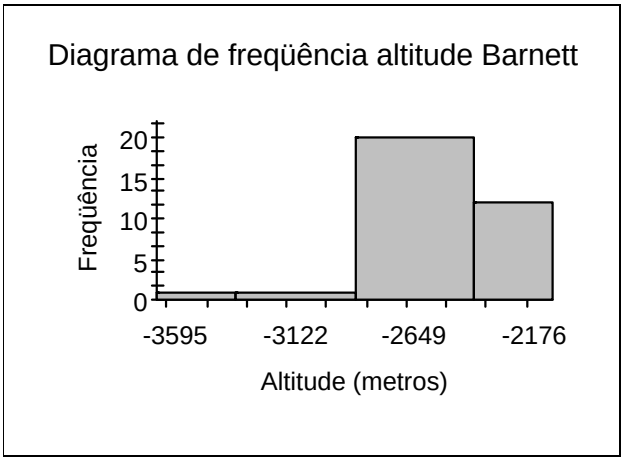


Figura 57 – Diagrama de freqüência dos valores de altitude de topo da unidade Barnett.

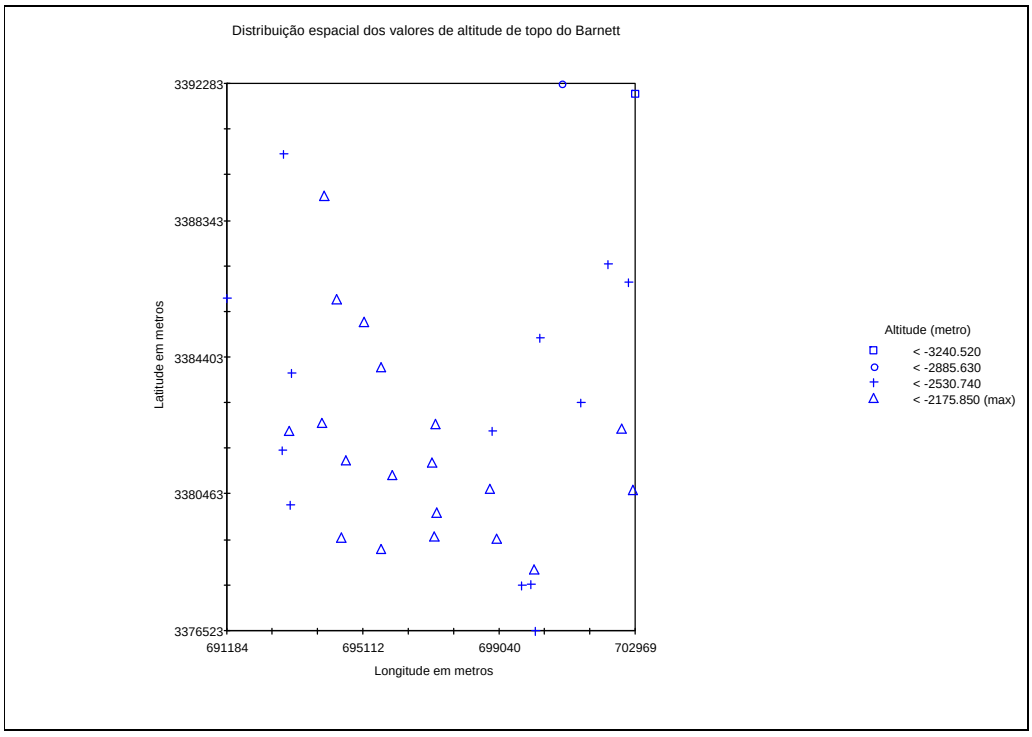


Figura 58 – Distribuição espacial dos valores de altitude de topo do Barnett. Observar a predominância dos valores 2175 m que desenham um alto estrutural .

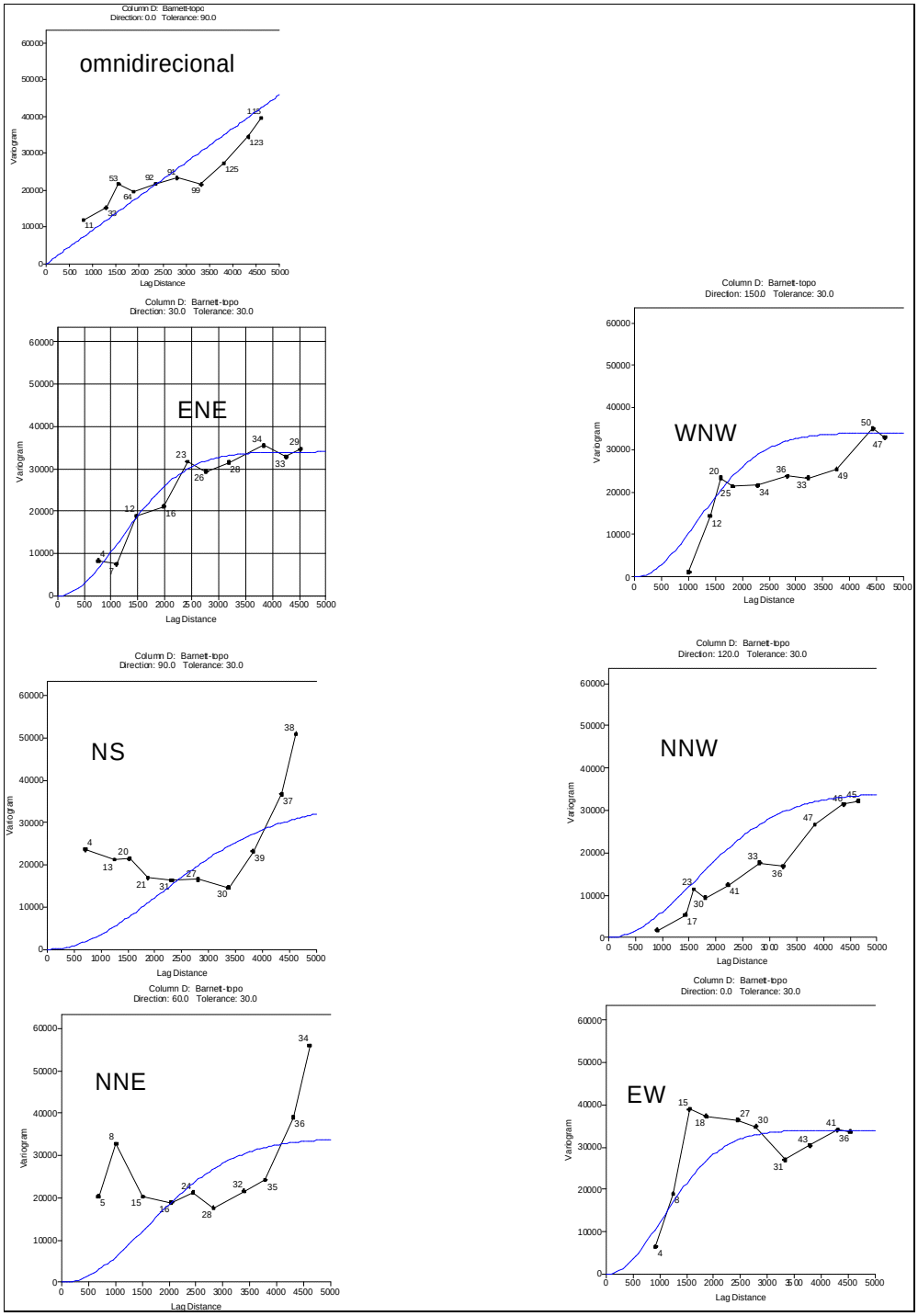


Figura 59 – Os variogramas da altitude de topo da unidade Barnett mostram que as direções ENE e NNW são as direções de maior continuidade espacial dos dados e menor variância (34000). Todas as outras direções apresentam menor continuidade espacial e maior variância.

Tabela 21 – Parâmetros para o modelo matemático gaussiano usado nos dados de altitude de topo Barnett.

Escala Vertical	25000
Comprimento de A	2000
Raio	2
Ângulo	90

As direções de maior continuidade espacial e menor variância dos dados é a direção ENE e as direções com menor continuidade espacial e maior variância são NNW, WNW, NS, NNE e EW. Como dito em capítulos anteriores a interpretação geológica para as direções variográficas de maior continuidade espacial e menor variância indica as direções das estruturas (tais como falhas, fraturas, etc), neste caso a direção ENE é seguramente direção de falha, observada em todas as unidades subjacentes.

Foi feita a krigagem ordinária e pontual para os dados de altitude do Barnett usando os variogramas da Figura 59. A krigagem efetuada foi a pontual e sem deriva em virtude da natureza do problema estudado e da representatividade de cada amostra. O mapa krigado está mostrado na Figura 60 e confirma as direção ENE de maior continuidade espacial dos dados. Os parâmetros quanto à abrangência da investigação para a krigagem estão na Tabela 22.

Tabela 22 – Parâmetros para a krigagem quanto à abrangência da investigação.

Nº de setores	4
Nº Máximo de dados em todos os setores	16
Nº Mínimo de dados para cada setor	4
Nº Máximo de dados para cada setor	3
Nº Mínimo para cada nó da matriz	1
Raio 1 (distância do “sill” obtido no variog de > contin.)	2000 m
Raio 2 (distância de h, dado pelo eixo x)	5000 m
Ângulo	100º

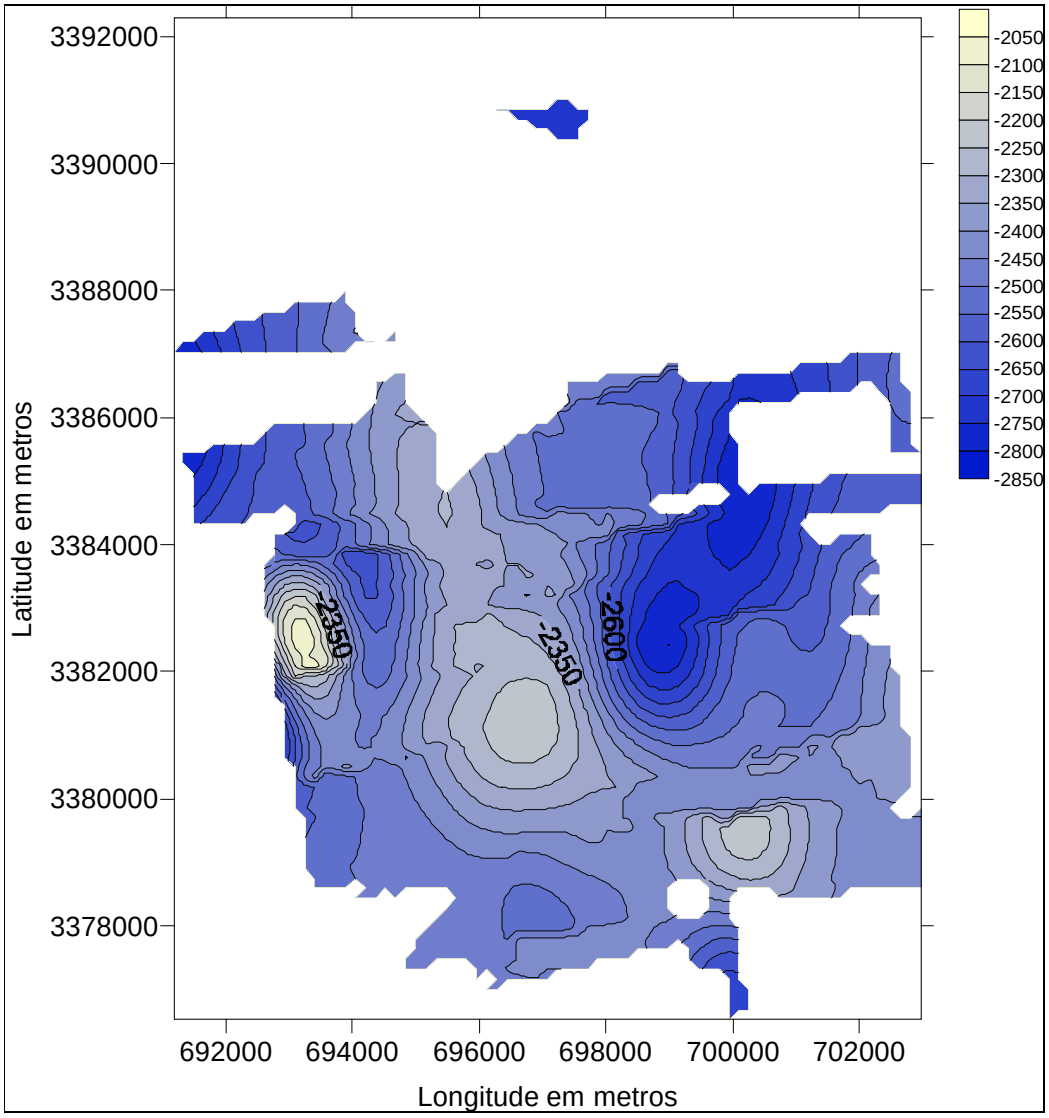


Figura 60 – Mapa krigado de contorno estrutural de topo da unidade Barnett mostrando zonas de falhas a ENE. O topo estrutural de direção NNW está bem definido na outra direção de continuidade espacial conforme mostrado nos variogramas.

ESPESSURA – ISÓPACAS

Os elementos como espessura, tipo de folhelho, teor de matéria orgânica, tipo de óleo/gás gerado(s), distribuição espacial e estoque são fundamentais para definir a importância de uma unidade geradora. E também é de fundamental importância verificar as ocorrências de falhas na superfície de topo da unidade supostamente geradora. A unidade Barnett tornou-se unidade importante para investigação quanto à geração de gás, por essa razão foi definida a variável espessura do Barnett como hipoteticamente favorável à geração do gás. A curvatura da espessura da unidade Barnett mostra um contato normal plano com a unidade subjacente (Unidade Mississipian) e associa poços produtivos a esta unidade.

ESTATÍSTICA BÁSICA

A estatística básica mostrada pelo diagrama de freqüência das espessuras da unidade Barnett (Figura 61) não configura numa curva normal e sim uma curva assimétrica cujo coeficiente de assimetria (-0.62) está mostrado na Tabela 23. A distribuição espacial das altitudes de topo está mostrada na Figura 62.

Tabela 23 – Os parâmetros da estatística básica dos valores de espessura do Barnett.

Parâmetros	*Valores*
Média	35.90
Desvio Padrão	251.39
Variância das Amostras	362.44
Valor Mínimo	0
Valor Máximo	72.96
Nº de Amostras (nº de amostras excluídas)	36 (13)
Coeficiente de Assimetria	-0.62

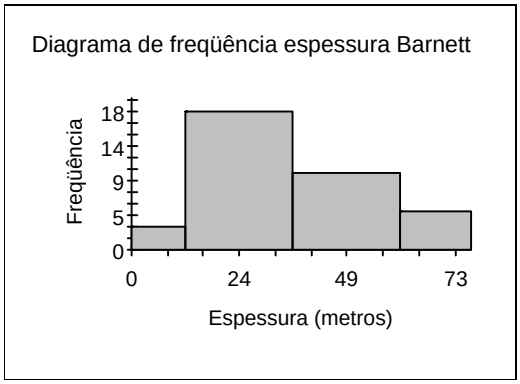


Figura 61 – Diagrama de freqüência dos dados de espessura mostrando a concentração dos dados em torno da espessura de 24 m.

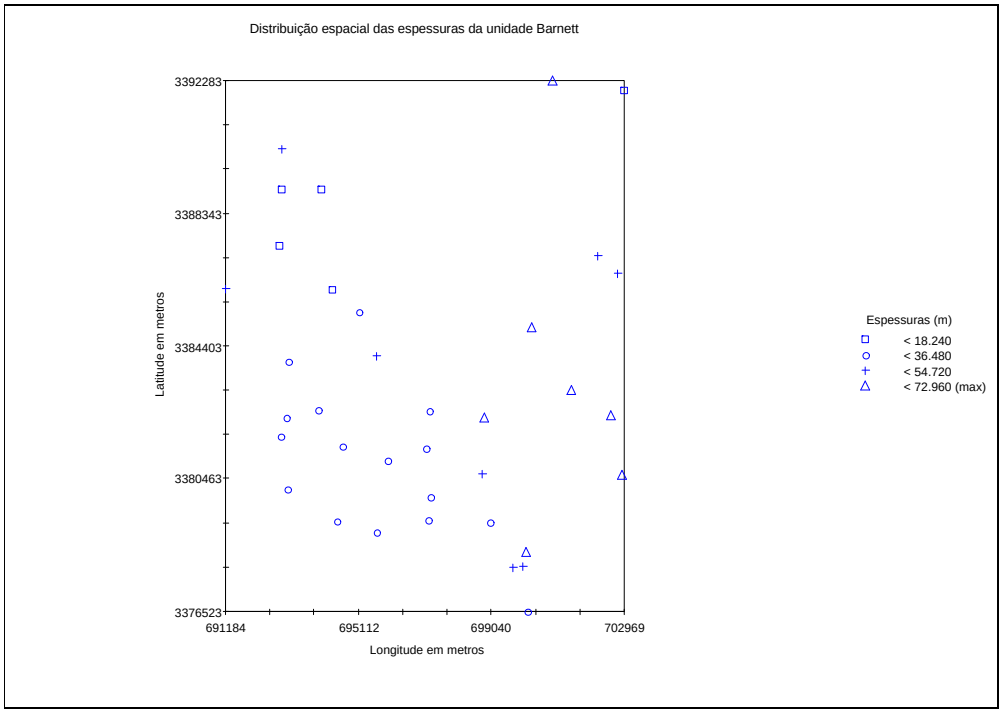


Figura 62 – Distribuição espacial dos valores de espessura do Barnett.

Foi feito mapa direcional de anomalia de espessura associada à produção dos poços e que mostra que as anomalias positivas de espessura estão associadas com os poços mais produtivos (Figura 63).

Foi feito o mapa de curvatura da espessura do Barnett para verificar os altos e baixos estruturais que poderiam ter conexão com a Acumulação de gás (Figura 64).

As direções preferenciais das estruturas têm direção NNW, NNE, NS e EW. A direção NS refere-se ao evento extensional que ocorreu depois do evento orogênico Antler, durante o Eopensilvaniano e que também marcou a unidade Woodford conforme mostrado em mapas anteriores.

As estruturas EW são falhas do evento orogênico Marathon. O mapa de curvatura do Barnett reflete o número de eventos que marcou a área gerando baixos estruturais que serviram de caminhos de migração para o gás.

Evidências: anomalias da curvatura da espessura e falhas

Além do fluxo térmico gerador do gás, os efeitos da orogenia Antler estão claramente marcados na espessura krigada da unidade Barnett, nas direções NW, conforme mostrado na Figura 65. Admitindo que o contato da unidade Barnett com a unidade subjacente (Mississipian) seja concordante, a orogenia Antler gerou altos estruturais e falhas que favoreceram a geração e migração do hicrocarboneto (HC) em Elsinore.

A Figura 65 mostra o contorno de espessura por krigagem anisotrópica em que os poços produtivos estão associados às maiores espessuras do Barnett e as estruturas têm direções bem definidas ENE e NW.

A visualização em relevo sombreado da distribuição da espessura da unidade Barnett é possível na Figura 66, na qual a iluminação ressalta os altos estruturais da Orogenia Antler. A unidade subjacente sob estes altos foi erodida em níveis profundos. A mesma figura também mostra uma forte correlação entre os altos estruturais e os poços produtivos.

A Figura 66 também é muito apropriada para mostrar a situação favorável em termos de estruturas, falhas NS e EW bem marcadas para migração do HC. A evidência espessura da unidade Barnett foi escolhida como hipoteticamente favorável para a geração do gás pelo conjunto de características indicativas de que são parte da Acumulação de gás.

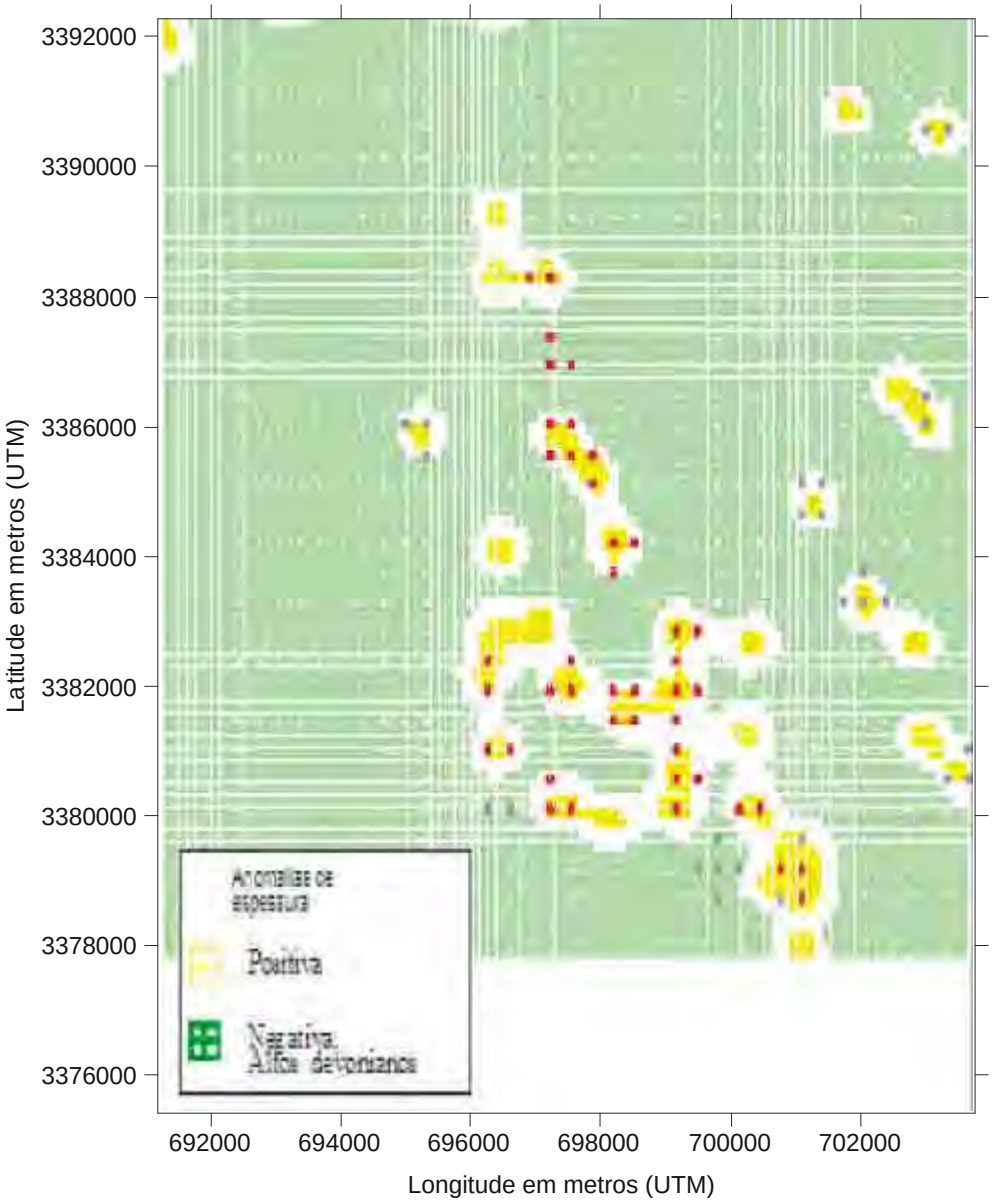


Figura 63 - As anomalias de espessura da unidade Barnett associadas à produção dos poços mostram que as zonas produtivas estão fortemente associadas com as anomalias positivas de espessura.

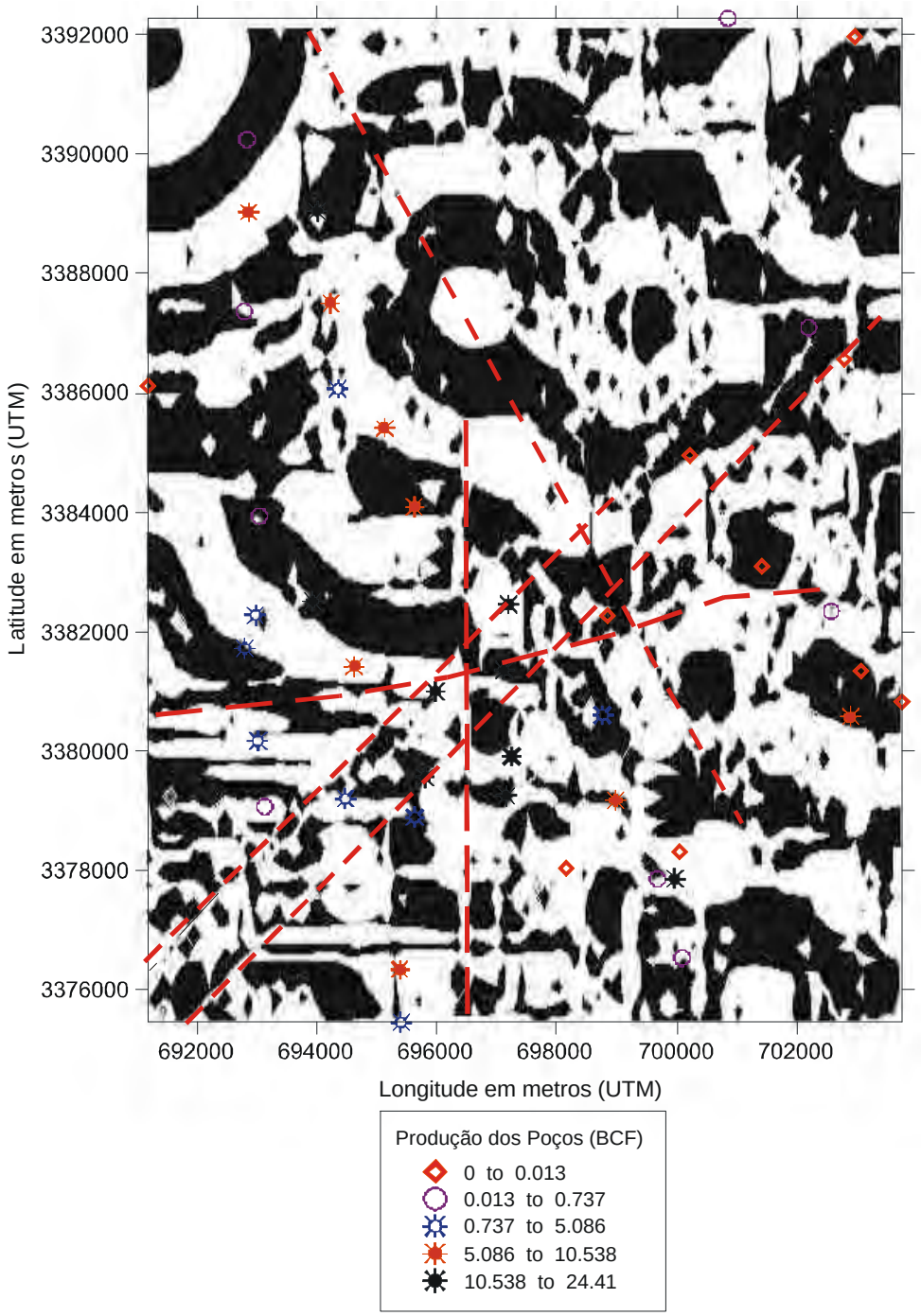


Figura 64 - Curvatura da espessura da Unidade Barnett mostrando as zonas de adelgaçamento (zonas de cor branca) e espessamentos (zonas de cor preta) e os alinhamentos estruturais NNW, NE, ENE e NS.

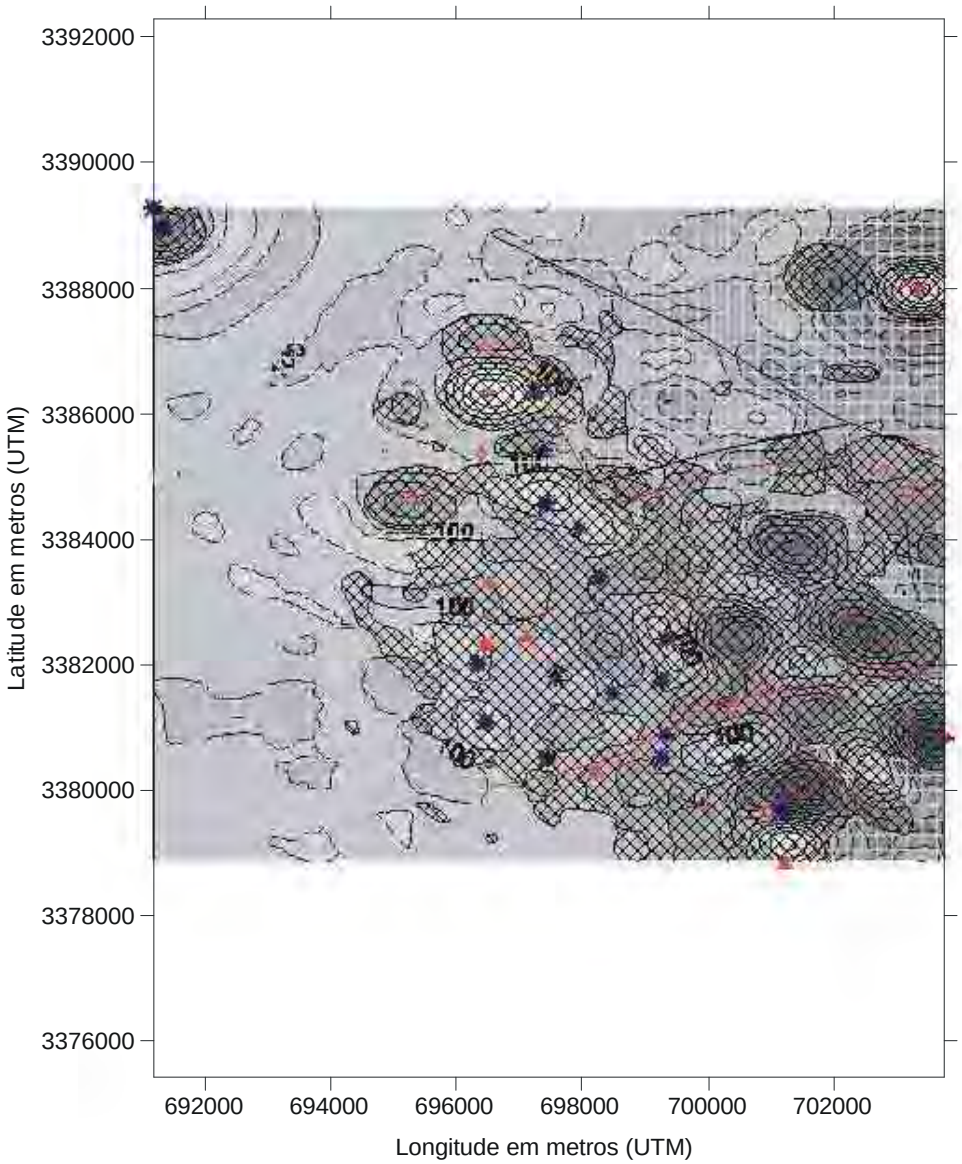


Figura 65 - Contorno da espessura krigada da Unidade Barnett mostrando as direções preferenciais NW e ENE e os poços associados à zona de maior estoque.

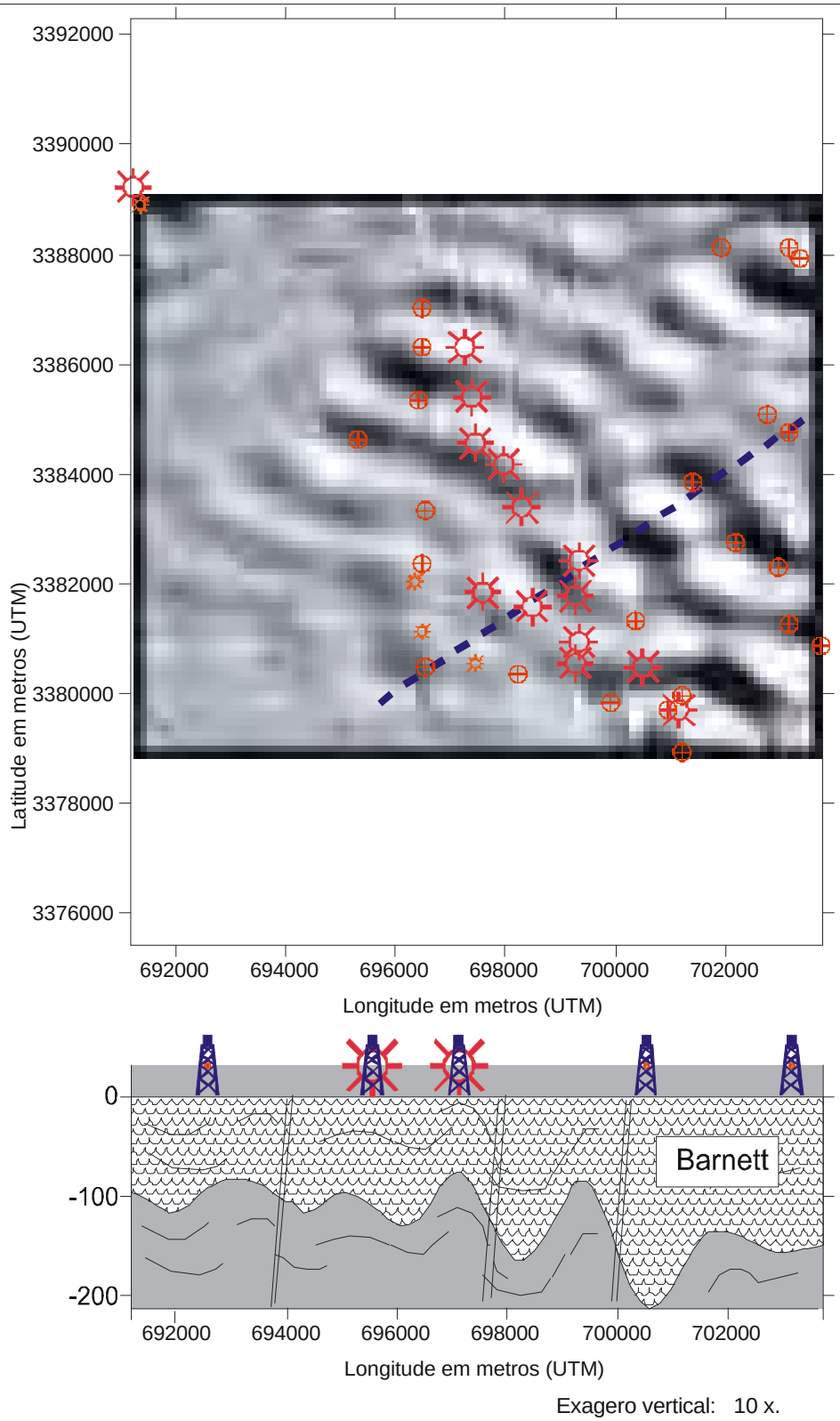


Figura 66 - Seção e poços geo-referenciados ilustrando a relação entre deformação e erosão pós-Barnett (Orogenia Antler) e acumulações de petróleo.

6.7. Seções geológicas, pressão dos poços e modelo não convencional de acumulação de gás

6.7.1. SEÇÕES GEOLÓGICAS E PRESSÃO DOS POÇOS

As seções geológicas associadas aos mapas modelados com a geoestatística ajudam a entender e reconstituir a história geoestrutural e litoestratigráfica de uma área como a de Elsinore em que há uma acumulação de gás incomum, com história geológica particular. Dentre todas as seções geológicas feitas, foram escolhidas duas seções geológicas mais representativas da área, uma SSW-NNE (AA') e outra NNW-SSE (BB'), que mostram ortogonalmente as relações geoestratigráficas e estruturais (Figuras 67 e 68). Estas duas seções ortogonais entre si foram feitas utilizando perfis elétricos dos poços com dados locais de litologias, espessuras, altitudes e pressão inicial de gás dos poços. A partir dos perfis e dos mapas já modelados das variáveis escolhidas hipoteticamente como favoráveis à acumulação do gás, pôde-se fazer uma reconstituição geo-histórica.

A seção geológica SSW-NNE (AA'), Figura 67, mostra a falha NW separando blocos com um rejeito final de aproximadamente 1400 m. O que se observa é que no bloco baixo A leste está a área predominantemente estéril, onde ocorre a maioria dos poços secos; na seção AA' está representado o poço 37, Elsinore #48, classificado como seco. No bloco alto está a maioria dos poços produtivos, representados na seção AA' pelos poços: 31 (Montgomery Fulk #6, com produção de 2,18 BCF), 11 (Elsinore #59, com produção de 9,55 BCF) e 13 (Elsinore #61, com produção de 15,8 BCF).

A modelagem de topo, espessura e primeira e segunda derivadas destes elementos em todos os mapas do capítulo 6 mostram a falha NNW presente em todos os pacotes sedimentares, de diferentes idades. Ou seja, as falhas NNW foram ativas e afetaram as rochas desde o Ordoviciano até o Eopermiano.

A interpretação para esta falha NW é que ela foi ativa no Proterozóico como extensional, com bloco baixo a oeste. No pré-Pensilvaniano ela foi ativa como empurrão e bloco alto a oeste durante o evento Antler, Neodevoniano ao Neomississipiano, sob regime compressivo. Esta falha foi reativada no Pensilvaniano e Eopermiano como extensional com bloco baixo a oeste e como empurrão com bloco alto a oeste no evento Ouachita-Marathon sob regime transcorrente.

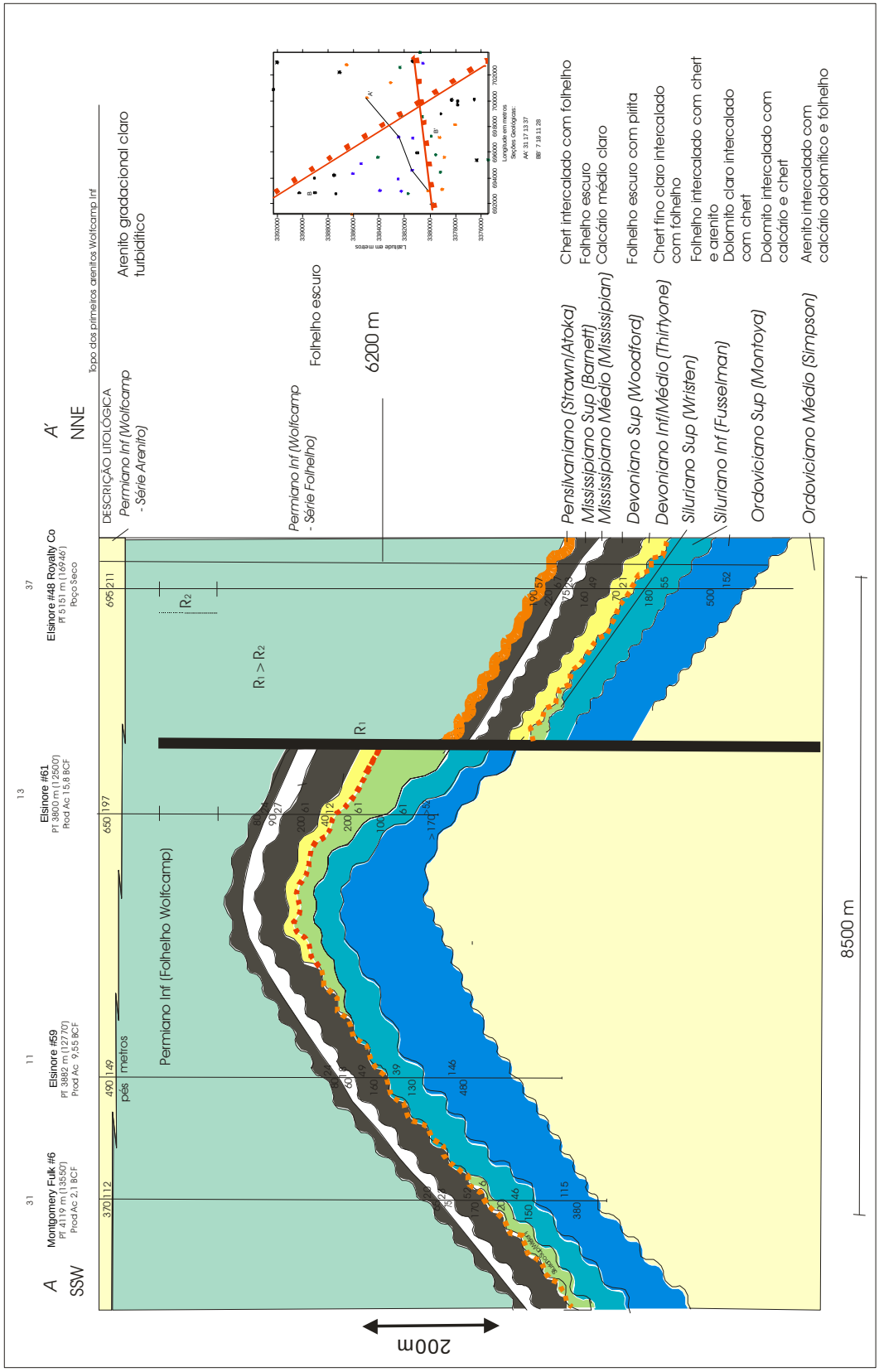


Figura 67 - Seção geológica AA' (SSW-NNE) mostra a relação entre as unidades litoestratigráficas, geradoras, reservatórios e a falha de direção NNW. Essa falha separa o bloco baixo estéril do bloco alto fértil. A falha NNW foi reativada durante o evento orogênico Ancestral, cujos tensores tinham direção geral EW.

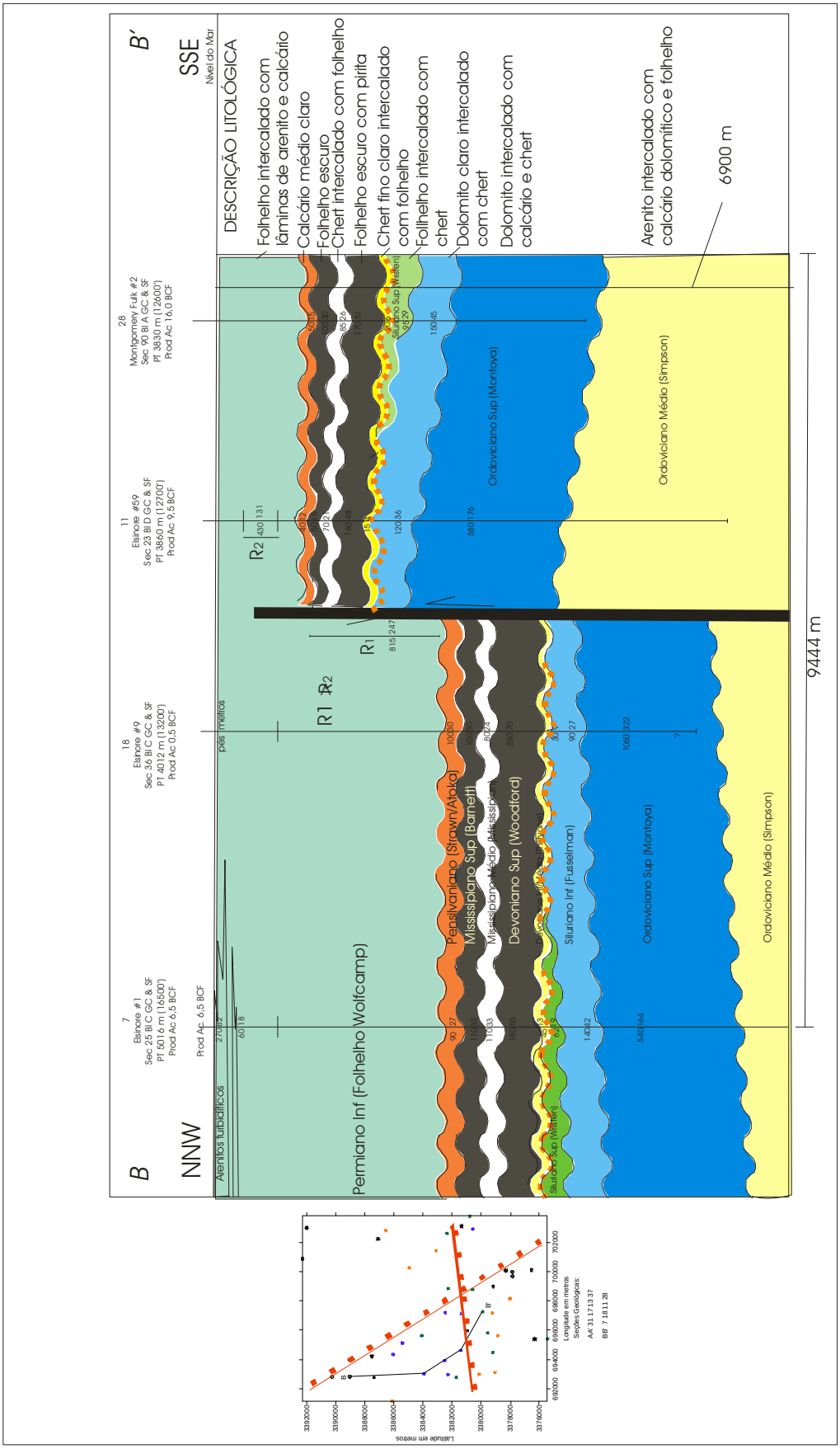


Figura 68 - Seção geológica BB' (NNW-SSE) mostra a relação entre as unidades litoestratigráficas, geradoras, reservatórias e a falha de direção ENE. Essa falha ocorreu durante o evento Marathon que esteve ativo até o fim da deposição da série folhelho da unidade Wolfcamp. A discordância pré-Devoniana mostra que a tectônica ativa truncou o desenvolvimento das unidades siluricanas.

Durante o evento Antler os vetores principais de máxima compressão estavam entre EW e SW, provocando um deslocamento entre os blocos de pequena magnitude e ao mesmo tempo submetendo a região a um regime termo-tectônico. Segundo alguns autores foi no Devoniano-Neomississipiano, durante o evento compressivo Antler que houve o arqueamento dos pacotes sedimentares em área que compreende hoje todo o Estado do Novo México e norte do Texas, formando o Texas Arch (Kyle, 1990b).

O evento Antler fez com que as rochas da Bacia Tobosa fossem proeminentemente vergadas pelos esforços compressionais de oeste para leste (Horak, 1975). Segundo Magoon e Dow, 1994, datam desde o Mississipiano ao Permiano, período de maior soterramento das geradoras, a geração-migração-acumulação dos sistemas petrolíferos que apresentam rochas fonte do Neodevoniano na América do Norte, a sul, sudeste e leste do Cráton Norte Americano.

Ao final do Devoniano, começou a ser gerado o hidrocarboneto, a primeira geração de gás/óleo termogênico a partir da matéria orgânica do Woodford, tipo II. O hidrocarboneto formado migrou verticalmente, das unidades geradoras para as unidades reservatórias sob pressão pelas fraturas, microfraturas e falhas NW. Acumulou-se entre as fraturas do chert e os vazios por dissolução dos carbonatos em trapas estratigráficos e estruturais nas unidades ordo-siluro-devoniana.

Supõe-se que o reservatório, até então, estivesse repleto de água e sob pressão normal. A pressão do composto óleo/gás expulsou a água presente nos reservatórios para as vizinhanças e este foi o primeiro momento crítico dentro do conceito de acumulação de gás (Figura 70).

A seção geológica NNW-SSE (BB’), Figura 68, mostra a relação estratigráfica entre as unidades e a falha EW separando blocos com um rejeito de pelo menos 250 m até o final do tempo Permiano. Esta falha de direção EW está presente nos mapas de modelagem de topo tanto da unidade Woodford (neodevoniana) quanto da unidade Barnett (neomississipiana) direções de maior continuidade espacial e direção das estruturas, com variações ora WNW e ora ENE. No evento orogênico Ouachita-Marathon tinha os vetores de compressão máxima orientados por tensores a direção geral NS. A falha EW se sobrepôs em parte à antiga acumulação de óleo/gás formada durante o Neodevoniano, deslocou os blocos alto e baixo e causou um soerguimento da parte sul da área (Figura 69). A seção BB’mostra que nos dois blocos que estão separados pela falha EW, baixo e alto, ocorrem poços com alta produção, exceto o poço de número 18, que está mais próximo à falha.

Na seção BB’ (Figura 68), o poço 7, Elsinore #1, tem produção de 6,5 BCF ou 183 MMC; o poço 18, Elsinore #9, tem produção de 0,5 BCF ou 16 MMC; o poço 11, Elsinore #59, tem produção de 9,5 BCF ou 270 MMC ; o poço 28, Montgomery Fulk #2, tem produção de 16 BCF ou 453 MMC. No bloco alto, que a falha EW separa do bloco baixo, ocorrem os poços com maior produção de gás de toda a área; nesta seção BB’ estão representados pelos poços 11 e 28. A interpretação para esta condição favorável do bloco alto é que o evento Marathon reformou os antigos reservatórios de óleo/gás fornecendo o par térmico para a transformação do óleo existente em gás e enriqueceu os reservatórios gerando mais gás a partir das unidades geradoras Woodford e Barnett, que se encontravam em condições geotérmicas favoráveis. Desta forma, foi durante o evento orogênico Marathon que ocorreram a segunda geração de gás e a reforma do reservatório existente formado durante a orogenia Antler. A migração ocorreu tanto através das falhas NNW quanto pelas falhas EW. As falhas NNW são mais persistentes e mais profundas, e parece terem sido mais efetivas como caminho de migração do gás. O bloco reformado e enriquecido de gás está denominado por bloco alto na Figura 69 e mostra claramente a produção diferenciada dos poços nos blocos separados pelas falhas NNW e EW.

6.7.2. MODELO NÃO CONVENCIONAL DE ACUMULAÇÃO DE GÁS

De acordo com o que foi exposto anteriormente o gás nos reservatórios Montoya (O), Fusselman(Si), Thirtyone (Di) é de origem termogênica e os eventos que promoveram o par térmico para a geração de gás ocorreram no final do Devoniano, pelo evento Antler, e no Permiano, pelo evento Marathon (Figuras 70 e 71). A temperatura no segundo evento foi mais alta do que no primeiro devido à proximidade da colisão e magnitude de cada um dos eventos. No primeiro evento, durante o final do Devoniano, a unidade geradora era o Woodford, que foi colocada em condição geotérmica, em profundidades superiores a 3500 m, o que permitiu a geração de hidrocarboneto. No segundo evento, no Permiano, tanto a unidade Woodford quanto a Barnett foram geradoras de gás, ambas com MO do tipo II, que submetidas à temperaturas acima de 70º C, já começaram a gerar gás (Figuras 69, 70 e 71).

Os gases inicialmente formados a baixas temperaturas são de baixa maturidade termal (0.5% Ro) e são formados juntamente com a janela de óleo (Figura 70). O pico da geração de gás ocorre entre 150-160ºC e continua estável a temperaturas de 300ºC, profundidades de 4 km, e pressão de 4 Kbar.

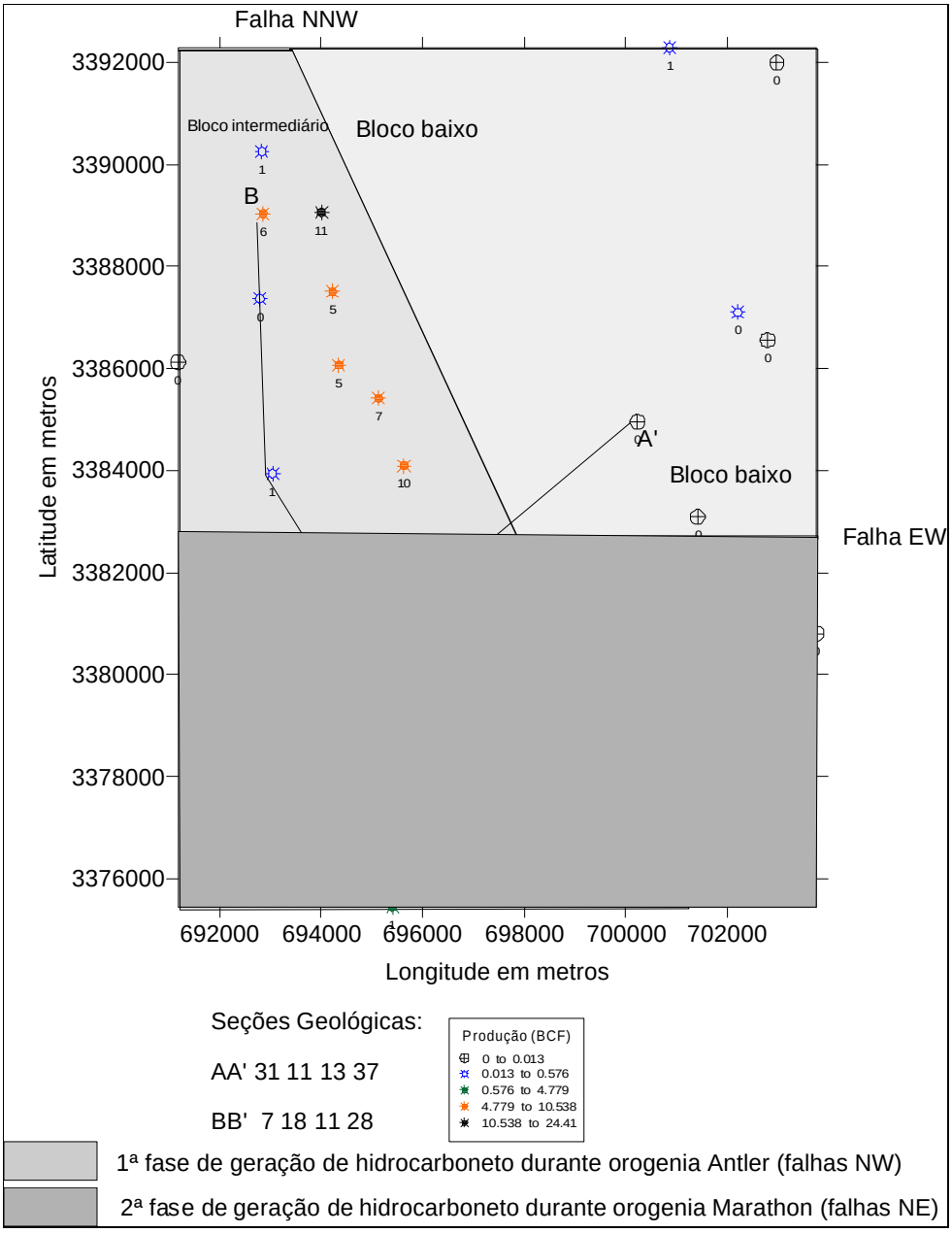


Figura 69 – Reforma do reservatório de gás Elsinore representado pelo bloco alto enriquecido de gás, blocos intermediários com produções médias e área estéril no bloco baixo. Os blocos estão delimitados pelas falhas ortogonais NNW-SSE e SSW-NNE.

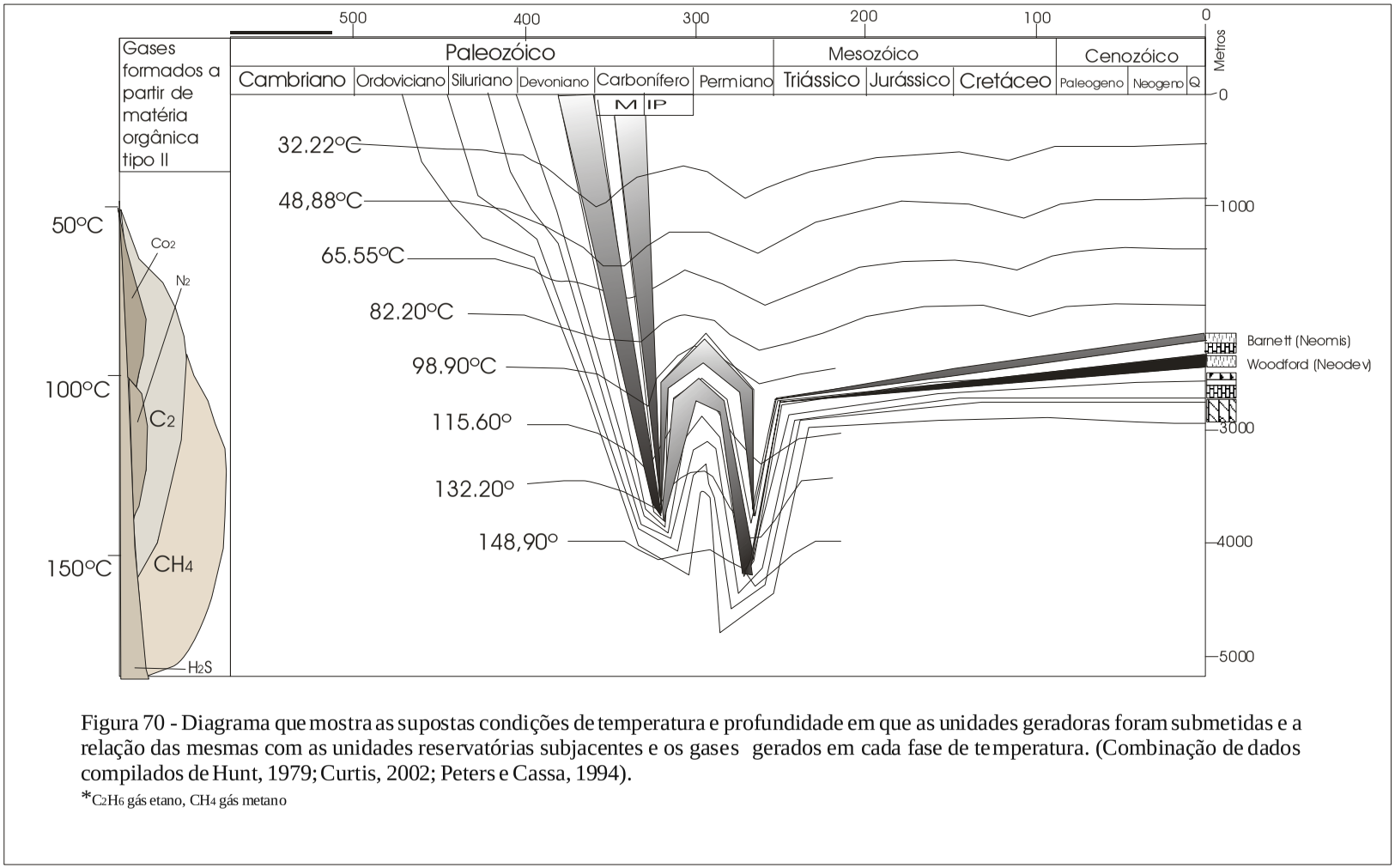


Figura 70 - Diagrama que mostra as supostas condições de temperatura e profundidade em que as unidades geradoras foram submetidas e a relação das mesmas com as unidades reservatórias subjacentes e os gases gerados em cada fase de temperatura. (Combinação de dados compilados de Hunt, 1979; Curtis, 2002; Peters e Cassa, 1994).

*C_2H_6 gás etano, CH_4 gás metano

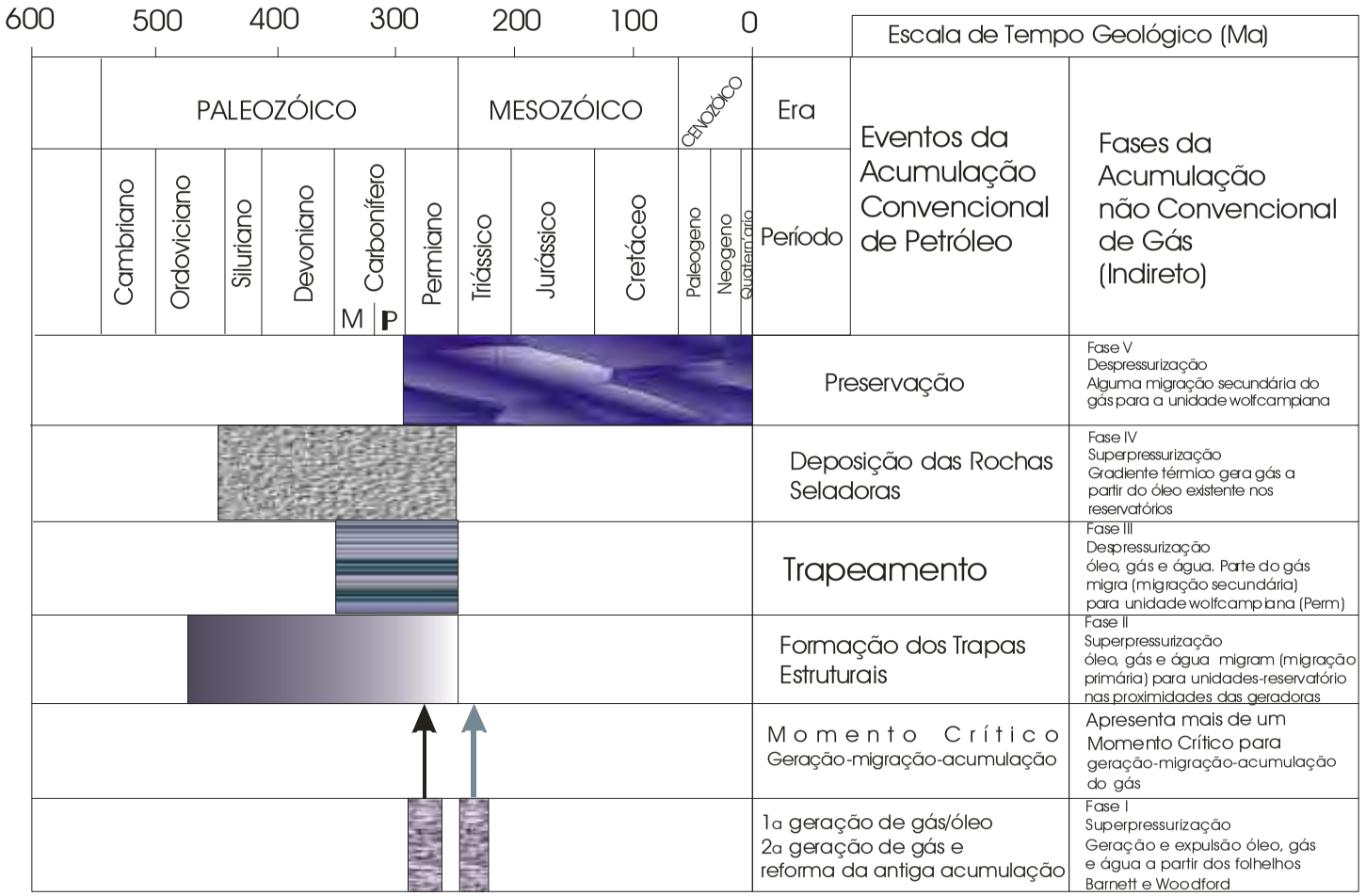


Figura 71 - Fases da Acumulação de Gás do tipo Indireto e as fases de pressão do reservatório desde a fase de geração até a fase de acumulação/dispersão do gás.

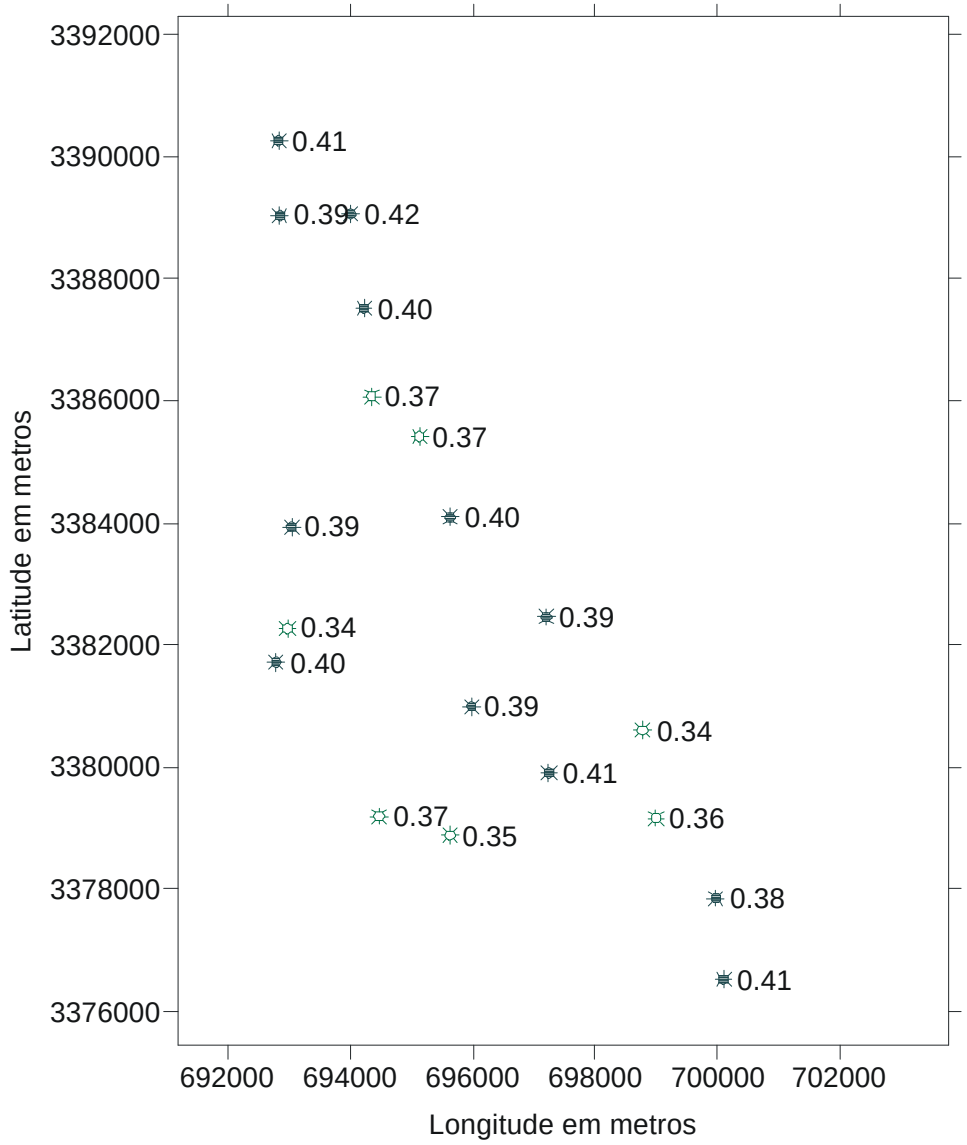


Figura 72 – O conjunto de poços apresenta pressão média de 0.38 psi/feet. Este valor de pressão e a presença de água (40% do volume dos reservatórios) levam à inferência da condição de despressurização dos reservatórios.

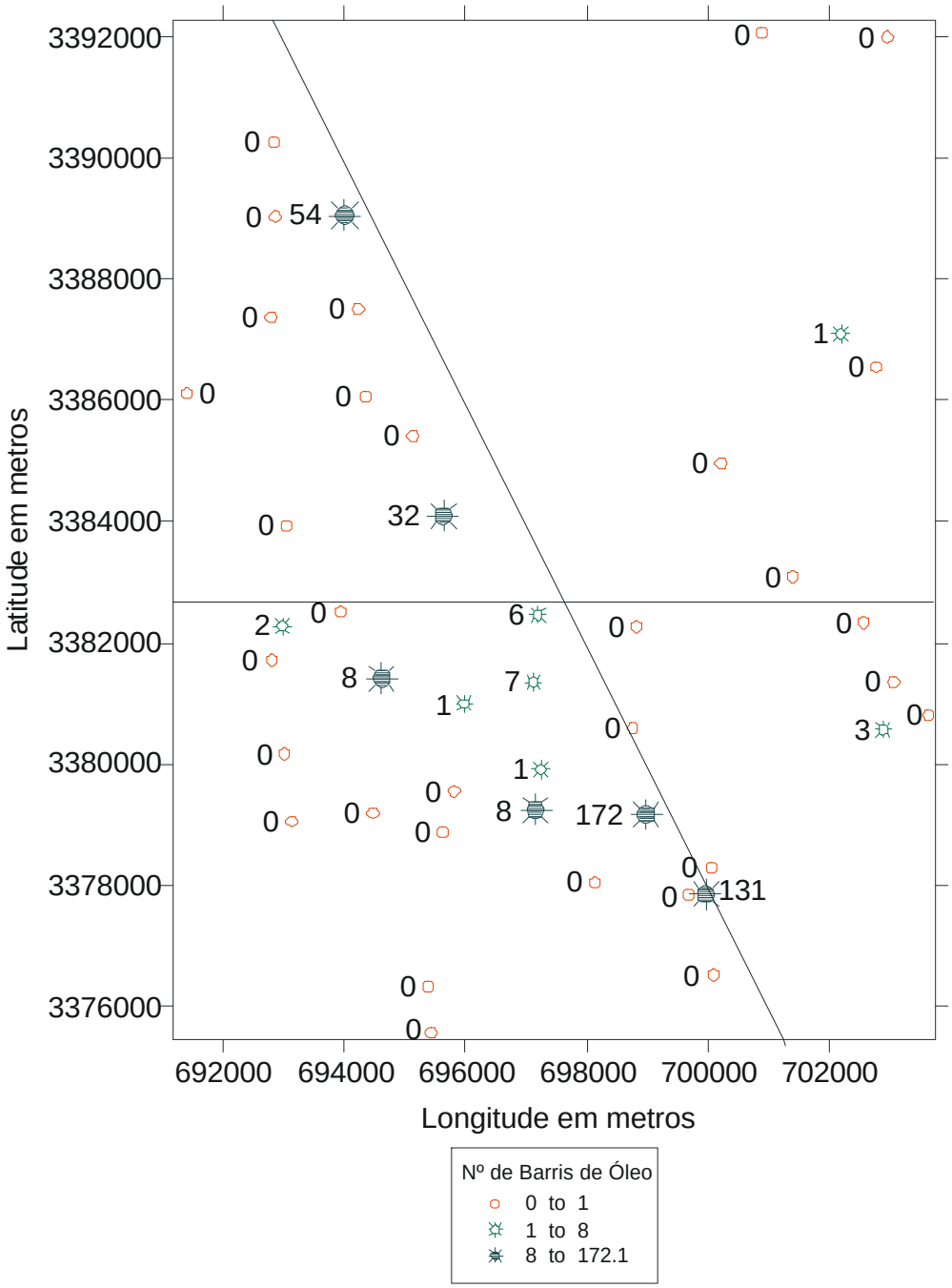


Figura 73 - Parte do total de poços apresenta traços de óleo indicando que a temperatura de geração do gás não ultrapassou muito o limite de temperatura da janela do óleo (150°C).

A Figura 71 foi feita por uma combinação de informações obtidas dos autores supracitados e de informações da área de estudo (Hunt, 1979; Curtis, 2002; Peters e Cassa, 1994). A Figura 71 mostra as supostas condições de temperatura e profundidade em que as unidades geradoras foram submetidas e a relação destas com as unidades reservatórias subjacentes, e os gases gerados em cada fase (H_2, C_2H_6 gás etano, H_2S, CH_4 gás metano).

Dentro do conceito de Acumulação de gás, a Figura 70 mostra como fica classificada uma acumulação não convencional como é Elsinore.

A principal característica quanto aos eventos de um sistema reformado é que neste sistema ocorre mais de uma geração de gás e mais de um momento crítico em que a geração, migração e acumulação acontecem. A reconstituição em fases de pressão do reservatório estão mostradas na Figura 70.

A fase atual de pressão dos reservatórios Thirtyone comprova que Elsinore encontra-se provavelmente na fase IV, de despressurização do reservatório, conforme mostrado no mapa das pressões (psi/ft) dos poços na Figura 72. A pressão média de todos os poços apresentados é de 0,38 psi/ft.

No Sistema Indireto a Fase I termina com o início da geração de óleo/gás termogênicos a partir da rocha-fonte, com matéria orgânica do tipo II. Nesta fase a pressão de fluidos nos reservatórios deve ser apenas a da água que preenche os vazios do reservatório, que pode ser uma pressão normal ou superpressurizada, dependendo das condições geotérmicas em que o reservatório se encontra.

Na Fase II, a água pré-existente nos reservatórios é expulsa por pressão do óleo/gás que passa a ocupar os reservatórios. A água saída do reservatório pode ocupar os vazios da rochas vizinhas e formar a rocha selante repleta com água nos poros no entorno dos reservatórios. A condição de pressão dos reservatórios desta fase é de superpressurização do composto óleo/gás, e também pode conter água se esta tiver sido expulsa da rocha- fonte e migrado junto com o composto de hidrocarbonetos. O nível de maturidade termal para que o óleo passe a gás é comumente aceito como sendo de 1.35% de reflectância da vitrinita (R_o) e temperaturas entre 60º - 150ºC. A Fase II ocorre também quando da reforma do reservatório pré-existente por um aporte de temperatura suficiente para transformar o óleo do reservatório em gás e incrementar o nível de pressão do mesmo. Esta Fase II ocorre em dois momentos críticos diferentes de geração-migração-acumulação de gás (Figura 71).

A Fase III ocorre quando a fase superpressurizada do Sistema Indireto da Fase II é envolvida em condições de despressurização, seja por soerguimento das unidades litoestratigráficas, seja pela erosão, e/ou fluxos de calor. Durante e/ou depois desta fase, parte do gás dos reservatórios é perdida. A perda de gás, associada com a diminuição da temperatura, resulta em maior despressurização dos reservatórios de gás.

A Fase IV também é de despressurização dos reservatórios por rompimento de selos, abaixamento de temperatura, soerguimento do reservatório, ou todos estes eventos associados. Esta fase de despressurização pela saída de parte do gás do reservatório costuma resultar na entrada de água ocupando o espaço do gás. Elsinore encontra-se nesta fase de pressão do reservatório com perda de gás e entrada de água no sistema. Os reservatórios de gás de Elsinore estão sendo despressurizados parcialmente e o gás pode em parte estar se dispersando e em parte acumulando em unidade sobrejacente permiana wolfcampiana.

Um dos indicativos de que na primeira geração de hidrocarbonetos foram gerados óleo e gás e que a temperatura da segunda geração esteve entre a janela do óleo e do gás, 150ºC e vitrinita de 1.35%, são os poços com traços de óleo remanescente, mostrados na Figura 73.

7. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS PARA A DEFINIÇÃO DE MODELOS: DESCRITIVO, GENÉTICO E PROBABILÍSTICO

O conjunto de todos os resultados e a análise interativa dos resultados obtidos permitiu a definição dos modelos: descritivo, genético e probabilístico.

7.1. Definição dos modelos descritivo, genético e probabilístico

7.1.1. MODELO DESCRITIVO

Um campo de gás do tipo não convencional é aquele que apresenta diferenças fundamentais entre o que possa ser classificado como um campo de gás convencional. Um campo de gás convencional é o que apresenta características, elementos e processos, dentro dos parâmetros convencionais esperados tais como: reservatórios com boa porosidade (>15%), boa permeabilidade (>0.1 md), com pressões que possam ser consideradas dentro dos parâmetros esperados (<0.5 psi/ft), os selos normalmente compostos por folhelhos, carbonatos, arenitos finos não porosos, considera apenas um momento crítico de geração, migração e acumulação de óleo/gás.

Dentro do conceito convencional de acumulação de gás, não há espaço para reservatórios que possam ter sido reformados, sobrepostos por outro de outra idade, que tenham sido reinflados por gás porém em condições diferentes da primeira acumulação. O conceito convencional não admite mais de um momento crítico de geração, migração e acumulação. Desta forma, há que se considerar que os processos dos dois tipos divergem entre si, ainda que genericamente esses processos envolvam geração, migração, trapeamento, selação e conservação da acumulação de gás, os elementos que norteiam os processos diferem grandemente de um modelo convencional para um não convencional.

Na pesquisa exploratória para gás faz grande diferença a distinção entre o que é considerado convencional do não convencional, pois amplia o foco e a previsibilidade do que possa ser explotável, além de desenvolver novas técnicas de pesquisa e explotação do gás a partir dos novos modelos.

O campo de gás não convencional de Elsinore apresenta os seguintes elementos que o distingüem de um campo de gás convencional: reservatórios com baixa porosidade (média de 4%, inferior a 13%), baixa permeabilidade (<0.1 md), profundidade, reservatórios ocorrem nos mais variados tipos de rochas, entre elas rochas carbonáticas e fraturas em chert, selos podem ser litológico ou do conjunto rocha-água capilar, denominado por Law (2002) como selos de pressão capilar. A integridade dos selos de pressão capilar, a reconstituição da história termal e de soterramento em bacias do tipo não convencional direta que ocorrem em Rocky Mountains mostraram que os selos de pressão capilar foram efetivos durantre o período de 25 a 40 m.a., segundo Law (2002).

A distribuição estratigráfica dos CGNC não é um elemento determinante para a distinção entre uma acumulação convencional de uma não convencional, ou entre um CGNC direto ou indireto, pois podem ocorrer em unidades estratigráficas desde o Cambriano até o Eoceno.

Há elementos que diferem entre si para um campo de gás não convencional do tipo direto do indireto. CGNC direto forma gás a partir da própria rocha geradora e em uma etapa apenas, enquanto que, em CGNC indireto, o gás é resultado de pelo menos dois estágios de maturidade termal, um para a geração de óleo e outro a partir do óleo gerar gás. No caso de sobreposição de reservatórios, a fase de transformação do óleo existente para gás ocorre junto com uma nova geração de gás que superpressuriza os reservatórios existentes, caso de Elsinore (Figuras 69, 70, 71 e 72).

A maturidade termal para a geração de gás deve ser superior a 0.9% Ro no Sistema Direto, no entanto, para o craqueamento de óleo para gás no Sistema Indireto a maturidade termal (Ro) deve ser de no mínimo 1.35 %, ou bem mais alta, dependendo da história de soterramento; a reflectância da vitrinita pode iniciar a 1.75%.

Em Elsinore, as rochas geradoras da primeira geração de hidrocarboneto, durante a orogenia Antler no Devoniano superior, foram Woodford e Barnett, que submetidas a condições termogênicas apropriadas, geraram o composto gás/óleo a partir da matéria orgânica do tipo II. A segunda geração de hidrocarboneto ocorreu durante a orogenia Ouachita Marathon no Permiano, as unidades geradoras foram tanto a unidade Woodford quanto a Barnett, ambas com matéria orgânica do tipo II (Figuras 68, 69, 70 e 71).

A migração do gás em CGNC direto costuma ser por curtas distâncias, da ordem de poucas centenas de metros; no caso dos CGNC indireto a distância de migração é muito variável, podendo ser de dezenas a muitas centenas de metros. No caso dos campos de gás indireto (CGNCi) Clinton-Medina, com reservatórios em rochas silurianas, a migração foi vertical por uma distância de 305 m. Em Elsinore, a distância de migração do óleo da rocha-fonte até os reservatórios não se pode precisar exatamente de quanto foi porque houve movimentação dos blocos em mais de um evento.

No mínimo, a migração se deu por intervalos entre 100 – 300 m na vertical, as distâncias menores foram em direção aos reservatórios em rochas mais antigas e mais próximas das geradoras, ou seja Montoya (100 m), Fusselman (200 m), Wristen (250 m), Thirtyone (300 m) (Figuras 68 e 69).

A migração da primeira geração de hidrocarbonetos, durante o final do Devoniano, se deu quase que exclusivamente pelo conjunto de falhas de direção NNW e NW, secundariamente pelas falhas de direção NE, conforme demonstrado nos mapas modelados de todas as unidades reservatórias. A migração da segunda geração de gás se deu tanto pelas falhas de direção NNW, NW, quanto pela direção EW.

O desenvolvimento de trapas em campos convencionais de gás é um importante processo em um sistema petrolífero. No entanto, para um CGNC direto isto tem uma importância secundária, porque muitas vezes o topo da acumulação de gás corta as estruturas tectônicas e estratigráficas.

No CGNC indireto os trapas estruturais e estratigráficos são necessários para que a acumulação exista. As seções geológicas (Figuras 67 e 68) mostram os possíveis trapas estratigráficos (do tipo *pinch out*) e estruturais que poderiam estar aprisionando o gás.

A geometria dos reservatórios não serve como elemento diferenciador de um e outro tipo de CGNC, direto ou indireto, porque é muito variada em ambos os tipos, pode apresentar-se em inúmeros reservatórios bastante espessos em extensa área (centenas de km^2) ou isolados e discretos reservatórios.

A rocha-fonte é o melhor parâmetro para diferenciar um CGNC indireto de um direto. Na rocha-fonte no CGNC direto, o querogênio tem que ser do tipo III, com tendência a gerar gás, enquanto que em Elsinore é do tipo II, tal como esperado no CGNC indireto, que é necessariamente do tipo sapropélico I ou II com tendência a formar óleo. Prova disso são os traços de óleo em 14 poços (1 bbl a 172 bbl) mostrados na Figura 73.

A composição dos gases do reservatório e volume de cada um deles, tipo de rocha-fonte, baixa porosidade, baixa permeabilidade e número de eventos tectônicos que tenham promovido condições de catagênese (tem que ter havido pelo menos dois eventos bem definidos como dito acima) identificam Elsinore como CGNC indireto.

No entanto, é a pressão do reservatório e a presença da água que irão definir em que fase dentro do modelo genético um CGNCi se encontra. Portanto, a pressão de gás não é um elemento que diferencia um CGNCi de reservatórios de gás convencional ou não convencional direto. A pressão do gás no reservatório pode ser anormalmente alta ou baixa ou normal, dependendo da fase de pressão em que o reservatório se encontra (Figuras 70 e 72).

7.1.2. MODELO GENÉTICO

O modelo genético de um CGNCi envolve inúmeros fatores numa combinação de elementos e processos que podem ser classificados em ciclos de pressão desde a geração até a conservação do gás no reservatório (Figura 71).

Na primeira fase, a pressão do reservatório é a pressão da água existente no mesmo, ou seja, a pressão de fluidos é devida à água existente no reservatório.

A segunda fase inicia-se com a geração, expulsão, migração e trapeamento do composto óleo/gás/água. A migração ocorre seguida à geração; sob pressão, óleo/gás/água migram através de zonas de permoporosidade fissural associadas a falhas para os reservatórios de baixa porosidade (média de 6%) e baixa permeabilidade (<0.1 md). Os elementos principais que caracterizam o CGNi são a rocha-fonte que origina o gás com matéria orgânica que tem de ser dos tipos I ou II e tendência inicial a formar óleo por craqueamento termal, ou seja, inicialmente é formado principalmente óleo e liberada água da rocha-fonte.

A água dos reservatórios foi expulsa para as rochas no entorno do reservatório por pressão da entrada de óleo/gás e água superpressurizados a partir das geradoras.

O conjunto água intersticial e rocha nas circunvizinhanças do reservatório acabou por formar excelente selo, composto por rocha e água capilar. No entanto, ocorreu uma fase de despressurização do reservatório no soerguimento pré-Pensilvaniano: a água do entorno teria entrado no reservatório e mudado as condições de pressão do mesmo. Esta fase de alívio de pressão poderia ter ocorrido também na fase extensional no Pensilvaniano, indicada pelas falhas NS extensionais (Figuras 52, 53, 63, 64, 65 e 66). Durante o Permiano, o reservatório foi submetido a altas temperaturas por soterramento e por eventos termo-tectônicos, o óleo dos reservatórios foi craqueado para gás. O nível de maturidade termal (Ro) para que o óleo se transformasse em gás foi superior a 1.35% e menor do que 2.0% dadas as condições de catagênese e tendo em vista que a janela do óleo vai de 0.5%<Ro<1.3% e a janela para gás úmido é de 1.3%<Ro<4.0%, para gás seco, a transformação inicia-se a 2.0%. Em situação de catagênese a reflectância da vitrinita está entre os valores 0.5%<Ro<2.0% (Horsfield e Rullkötter, 1994). Esta é uma importante reforma na acumulação, que muda significativamente as condições de pressão do mesmo e é o que caracteriza o reservatório como indireto (Figura 69 e 71). A pressão do gás foi tal que forçou a saída da água do reservatório, que até então estava presente e mantinha os poros abertos, e pode ter formado os reservatórios superpressurizados que apresentam apenas gás. A preservação dos reservatórios superpressurizados dependeu grandemente dos elementos selantes de topo e laterais, principalmente. Os melhores selos foram aqueles formados por folhelhos e carbonatos.

A terceira fase, no Mesozóico, foi a de despressurização do reservatório e ocorreu quando o mesmo foi submetido a condições de soerguimento e erosão acentuada da carga sobre o reservatório, parcial rompimento dos selos por evento sísmico, com conseqüente perda de gás. Nesta fase, além da perda de gás, também ocorreu entrada de água externa no reservatório, advinda das rochas selantes, concomitantemente com a saída de gás.

A quarta fase, durante o Quaternário ou Cenozóico, foi de contínua despressurização do reservatório com perda de gás, que pôde acumular-se em reservatórios sobrejacentes e dispersar-se. A despressurização foi concomitante com a entrada de água no sistema, os dados atuais de pressão são de 0,38 psi/ft e 40% do total do volume dos reservatórios são preenchidos por água (Figura 72).

7.1.3. MODELO PROBABILÍSTICO

As condições geológicas para a existência de uma acumulação ou depósito (D) são "descritas" por um conjunto de evidências (E) (Anexo 1). Cada evidência tem associada a si um modelo probabilístico (p) de ocorrência do depósito em face da natureza da evidência, se presente ou ausente, ou seja, [p(E)].

O conjunto das probabilidades das evidências gera um modelo probabilístico de ocorrer um depósito [p(D)] num espaço X geo-referenciado. A ocorrência de um depósito não é aleatória, mas sim representa uma concentração espacial de continuidade e geometria específicas.

Assim podemos dizer que as condições geológicas sob a forma de probabilidade das evidências [p(E)] e a probabilidade de ocorrência do depósito [p(D)] estão interrelacionadas, logo podemos dizer de um modelo probabilístico de ocorrer um depósito dada a evidência, p(D|E). Nesta fase podemos saber os fatores modificadores da probabilidade de ocorrência de um depósito em face da probabilidade de ocorrência de cada evidência.

Supondo que o(s) evento(s) que determina(m) a existência de um depósito (D) não existisse(m), ainda assim não se poderia afirmar que o depósito não existe (nD) e sim que não se tem informação sobre ele; neste caso introduz-se ao modelo a incerteza, tanto na ocorrência de variável indicativa do depósito, como na ocorrência do depósito.

O modelo de combinação probabilística representa em si um modelo prospectivo e pode ser representado por:

$$p_x(D/Ei)$$

Isto significa a probabilidade de um depósito (D) ocorrer num espaço (x) dadas as evidências indicativas (Ei).

Se considerarmos a ausência da evidência (nE), a chance Ch de ocorrer (D) fica condicionada a uma possibilidade de o depósito não ocorrer (nD) ou ocorrer (D) ainda que na ausência da evidência (nE), daí pode-se dizer que a chance de D ocorrer pode ser assim representada em face de (nE).

$$Ch=p(nE/D)/p(nE/nD)$$

Nesta última etapa foram definidas as distribuições espaciais das evidências e o peso das evidências nos parâmetros como Falseamento, Suficiência, Necessidade, Excludência, Contraste, Ambigüidade da Evidência no Modelo e Ambigüidade do Modelo.

Foram consideradas inicialmente 17 evidências que supostamente estariam condicionando a acumulação de gás.

Destas foram selecionadas 9 por apresentarem relações lógicas esperadas ou observadas com presença ou ausência de produção pela Acumulação.

As evidências relacionadas ao gás são:

1. Montoya, curvatura da espessura (relacionada ao reservatório).
2. Montoya, curvatura de topo do contorno estrutural (relacionada aos altos estruturais e zonas de fraturas).
3. Fusselman, curvatura da espessura (relacionada ao reservatório) (limiares: >55’ ou 16,5 m=1, erro maior que 35’ou 10,.5 m=0).
4. Fusselman, curvatura de topo do contorno estrutural (relacionada aos altos estruturais e zonas de fraturas), (limiares: >0=1, <0=-1, erro>35=0).
5. Thirtyone, curvatura da espessura (relacionada ao reservatório), (limiares: >40’ ou 12 m=1, <40 ou 12 m =-1, erro>30=0).
6. Thirtyone, curvatura de topo (relacionada `as zonas de fraturas e falhas).
7. Woodford, curvatura da espessura (relacionada à geração).
8. Woodford, falhas EW (relacionadas à migração).
9. Barnett, espessura (geração, estoque).

Os resultados para as diferentes evidências com relação a seu poder na definição de favorabilidade para condicionar zonas férteis e zonas estéreis foram obtidos com o programa ANFAVIN (Soares, 1998) e são apresentados abaixo.

Cada evidência está associada a um ou mais fator de geração, migração, acumulação e preservação. Desta forma, estes fatores podem ser recuperados na sua associação com as evidências importantes.

7.2. Evidências associadas à dinâmica de acumulação do gás

7.2.1. EVIDÊNCIAS ASSOCIADAS AOS FATORES DE FORMAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS

Dentro da acumulação do gás os elementos associados com o reservatório são: a espessura, as zonas de fraturamento, a porosidade primária e/ou secundária, a permeabilidade, as discordâncias e o volume de vazios do reservatório. A dinâmica de geração dos reservatórios está relacionada à eficiência do processo de carstificação, formação de falhas e fraturas, preservação das aberturas e evolução dos altos estruturais.

Unidade Montoya – Neo-Ordoviciano

A Evidência nº 1, altitude ou contorno estrutural do topo da unidade Montoya, está associada aos elementos e processos organizadores do reservatório. Os eventos tectônicos cumulativos após o período de deposição/erosão da unidade Montoya está indicado pelo contorno estrutural atual. As entidades reservatórias do gás na unidade Montoya são formadas em zonas de fraturas e microfraturas no chert, com porosidade secundária ainda que baixa (média de 4%), e permeabilidade também baixa (< 0.1 md). Também é favorável à condição de reservatório o topo do Montoya que apresenta contato discordante erosional com o calcário maciço da base da unidade Fusselman (Figuras 67 e 68).

A Evidência nº 2 está associada também ao reservatório quanto à acumulação do hidrocarboneto, pois é no alto estrutural da unidade Montoya, onde as espessuras são menores do que 130 m, que se encontram os poços mais produtivos na área de estudo (1-24 BCF).

Ainda que os poços não estejam associados apenas nos horizontes produtivos desta unidade, o alto estrutural reflete a importância desta evidência como condicionadora do depósito (Figuras 21 e 22).

Um parâmetro importante desta evidência é a ocorrência da maior parte dos poços produtores estarem no topo do paleo-alto estrutural (Figura 19), definido para a época, por adelgaçamento da unidade.

Unidade Fusselman – Eosiluriano

A Evidência nº 3, espessura da unidade Fusselman (Figuras 28, 29, 30, 31, 33 e 34), na classificação de Acumulação de Gás, está associada às entidades do reservatório: acumulação e retenção do gás representadas pelo volume de vazios (4,5%), pela porosidade secundária nos dolomitos no topo da formação e pela quantidade de fraturas e microfraturas no chert, no meio do pacote sedimentar. Além disto, a microconexão entre as aberturas características da baixa permeabilidade, representada pela necessidade de mecanismos artificiais de incremento de permeabilidade durante a produção. O processo de acumulação do gás na unidade Fusselman é muito semelhante ao da unidade subjacente Montoya.

A estrutura do reservatório está relacionada à magnitude e geometria das fraturas no chert, à eficiência do processo de carstificação e conseqüente volume de vazios conectados, à preservação das aberturas e à evolução dos altos estruturais. As entidades reservatórias do gás na unidade Fusselman são: o volume de vazios – porosidade secundária ainda que baixa (média de 4,5%), fraturas e microfraturas no chert, a permeabilidade também baixa, a condição de topo - alto estrutural, o contato discordante erosional de topo e o calcário maciço da base da unidade Fusselman.

A Evidência nº 4, curvatura do contorno estrutural de topo do Fusselman (Figura 27), é hipoteticamente favorável à formação do reservatório para o hidrocarboneto por mostrar a condição de alto estrutural, delineado pelas falhas de direção NNW e WNW (Figuras 25 e 26). Os mapas de curvatura ou segunda derivada de espessura krigada da unidade Fusselman com locação dos poços mostram também a direção NE (Figura 27). As falhas e microfalhas nas rochas desta unidade criaram reservatórios nas rochas desta unidade.

O rejeito máximo entre o limite superior do alto estrutural e o limite inferior do baixo estrutural é de 1444 m (Tabela 7), pouco maior do aquele na unidade subjacente ordoviciana, comprovando a importância das falhas no entorno do bloco alto estrutural para a acumulação do gás.

As direções de maior continuidade espacial das espessuras mostradas nos variogramas é a ENE (Figura 30). O mapa de curvatura ou segunda derivada de espessura mostra regiões de falhas a NE (Figura 32). A dinâmica reservatória está relacionada ao processo de fraturamento do chert e à eficiência do processo de carstificação com desenvolvimento de fraturas e vazios, conexão e preservação das aberturas, e evolução dos altos estruturais. Como na unidade subjacente Montoya, o contato discordante erosional de topo, a qualidade da litologia da unidade de topo, folhelho, ou calcário, e a geometria do depósito são consideradas entidades seladoras do sistema (Figuras 67 e 68).

A Evidência nº 5, espessura do Fusselman, foi escolhida como favorável à acumulação de gás quanto ao reservatório e processo de acumulação. A espessura média do Fusselman na área é de 18.33 m (Tabela 14), tendo sido consideradas como favoráveis as espessuras superiores a 12 m (Figuras 31, 33 e 34).

Unidade Wristen – Neosiluriano

Dentre todas as unidades reservatórias da área, esta unidade é a menos representativa em termos de sistema de acumulação de gás. As principais razões são a pouca espessura do chert fraturado e o fato de o reservatório, quando ocorre, ser pouco desenvolvido (Figuras 37 e 38). No entanto, Wristen constitui-se em bom reservatório em áreas circunvizinhas em que o pacote de chert é mais espesso e as condições estruturais são mais favoráveis. A contribuição desta unidade para a acumulação de gás na área é indireta pelas mudanças positivas na geometria dos reservatórios sobre e subjacentes e como estrutura selante para a unidade subjacente Fusselman (Figuras 67 e 68).

Esta unidade é diagnóstica da intensa mudança tectono-sedimentar ocorrida durante o Neosiluriano. O ambiente de sedimentação mudou bruscamente em relação às unidades subjacentes de marinho raso com deposição de carbonatos (O sup – Sil inf) para um ambiente marinho profundo com deposição de folhelhos e chert.

O que parece ter ocorrido é que houveram mudanças significativas do ambiente tectono-sedimentar, que passou de marinho raso para profundo, com formação de novas estruturas, com grande rejeito de falhas que ao final do Eosiluriano era da ordem de uma centena de metros passou a aproximadamente 600 metros no Neosiluriano – ou limite com Devoniano, fato este acompanhado pelo preenchimento dos baixos estruturais e posterior intensa erosão dos altos estruturais formados. Tudo isso leva à inferência de uma tectônica ativa com afundamento da bacia.

Unidade Thirtyone – Mesodevoniano

A combinação de elementos, tais como estruturas sobrepostas (falhas, dobras) de diferentes orientações, chert fraturado, e alto estrutural, associados aos processos de geração destes elementos, foi suficiente para tornar a unidade Thirtyone o melhor reservatório de acumulação do campo de gás de Elsinore, ainda que o pacote sedimentar apresente espessuras menores do que 20 m (Figuras 42, 43 e 44) .

A Evidência nº 6, curvatura do contorno estrutural de topo do Thirtyone, é favorável à migração do hidrocarboneto por mostrar a condição de alto estrutural, delineado pelas falhas de direção NW e NE (Figura 41).

As entidades reservatórias do gás na unidade Thirtyone são o volume de vazios dado pelas fraturas e microfraturas no chert e porosidade secundária por dissolução dos carbonatos (média de 7%), a permeabilidade também baixa (< 0.1 md), a condição de topo, o contato discordante erosional de topo, o folhelho da base da unidade sobrejacente Woodford. O alto estrutural está separado do baixo estrutural por um rejeito máximo de 1441 m (Tabela 11).

O mapa krigado do contorno estrutural de topo do Thirtyone mostra a direção NW de maior continuidade espacial representada pelo alto estrutural (Figura 40) e os variogramas mostram a direção NNW como a de maior continuidade espacial dos dados (Figura 39).

A dinâmica de formação dos reservatórios nesta unidade está relacionada ao processo de desenvolvimento das fraturas no chert e à formação das estruturas cônicas pela sobreposição dos eventos que afetaram positivamente a área para que a acumulação de gás acontecesse. O binário NW e NE está presente em todos os mapas da Unidade Thirtyone e reflete o quanto ambas estão relacionadas à migração e acumulação do gás (Figuras 40, 41, 42, 43 e 44).

7.2.2. EVIDÊNCIAS ASSOCIADAS AOS FATORES DE GERAÇÃO DO GÁS

Os principais elementos e processos para que a geração de gás ocorra são: velocidade de soterramento, tipo de folhelho, espessura do folho gerador, gradiente e fluxo térmicos, satisfatória distribuição areal dos folhelhos e estoque.

Unidade Woodford – Neodevoniano

As principais evidências indicadoras de geração de gás na unidade Woodford consideradas como entidades do sistema petrolífero de gás em Elsinore são: o tipo de matéria orgânica (tipo II) em folhelho negro, a espessura dos folhelhos que em média têm 48.65 m (Tabela 17), o suficiente fluxo térmico para a geração do gás, a satisfatória distribuição areal e o estoque de gás formado.

A Evidência nº 7, curvatura da espessura do Woodford, identifica as possíveis zonas de fraturas na unidade geradora e os possíveis caminhos de migração do hidrocarboneto. As dinâmicas geradoras da 1º e 2º geração de hidrocarboneto seriam o processo desencadeador do fluxo de calor e a evolução do processo térmico até a formação do gás. Na área ocorreram dois eventos compressivos notáveis na modelagem das estruturas das unidades envolvidas que geraram calor em tempo e gradiente suficientes para a geração do gás (Figuras 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73). Estes dois eventos são os orogênicos: Antler (Devoniano-Neomississipiano) e Ouachita-Marathon (Eopermiano-Mesopermiano). O primeiro, que gerou as falhas NW, deslocou os blocos com tal magnitude que os blocos baixos com as unidades Woodford e Barnett, foram colocadas em condição geotérmica favorável para a primeira geração de hidrocarbonetos (óleo/gás), e as falhas de direção NW e NE que favoreceram a migração estão mostradas no mapa de curvatura do Woodford e Barnett (Figuras 48, 49, 63, 64, 65, 66, 67 e 68). Desta forma, esta evidência está associada à geradora do hidrocarboneto e à migração.

A Evidência nº 8, falhas EW (Figura 56), está mais relacionada à reforma do reservatório em que o óleo foi craqueado para gás e ocorreu a segunda geração de gás durante o evento orogênico Marathon que gerou as falhas de direção EW. As falhas EW estão associadas à migração da segunda geração do gás a partir tanto da geradora Woodford quanto da Barnett. Esta direção de falhas EW mostra que o evento tectônico do Mesopermiano até Neopermiano deve ter fornecido o fluxo térmico necessário para a geração do gás. A direção de falha EW está claramente relacionada com o evento Ouachita-Marathon Thrust Belt, cujo tensor tem direção geral NS na área de estudo.

7.2.3. EVIDÊNCIAS ASSOCIADAS AOS FATORES DE MIGRAÇÃO DO GÁS

Os elementos associados com a migração do hidrocarboneto são as falhas, o contorno estrutural do topo, o alto estrutural, as zonas de fratura.

Os processos associados com a migração são aqueles formadores das estruturas de migração, tais como desenvolvimento de áreas e estruturas de drenagem, a evolução do grau de entropia para o fator de carga (se alto, médio, baixo) e a velocidade de migração.

As evidências 2, 7 e 8 indicadoras dos caminhos de migração de gás estão relacionadas às zonas de fratura principais que criaram corredores de porosidade e permeabilidade ligando as geradoras às unidades reservatórios sotopostas ou justapostas através da grande falha central NNW. Durante a transformação da MO em óleo e gás, em decorrência da superpressurização associada, que pode alcançar o nível de pressão litostática local, o gás é expulso para as zonas de menor pressão de poro ou pressão neutra, ajustada à pressão hidrostática durante a diagênese. Visto que a pressão de fluido é igual em todas as direções, o fluido se deslocará até equalizar as pressões independentemente do reservatório final estar em nível estrutural e estratrigráfico abaixo ou acima da fonte. Assim sendo as zonas de fraturas nas quais foram criadas zonas de dilatação e meio permoporososo, ocorre uma nova compressão dos fluidos, com conseqüente redução de volume, até a equalização das pressões. A possibilidade da migração ter ocorrido lateralmente a partir do bloco baixo, tambem é considerada, e neste caso, as zonas de fratura ramificadas a partir da falha principal assumem papel preponderante. Deve ser considerado entretanto, que a camada de calcário fino sobreposta – unidade Strawn/Atoka (Figuras 67 e 68), teria condições de provocar o selamento da zona de falha, isolando a geradora do bloco baixo do reservatório do bloco alto; adicionalmente, unidades reservatórios como Thirtyone, muito delgadas e intercaladas em geradoras e seladoras não teriam contato com geradoras do bloco baixo e portanto receberam sua carga de hidrocarbonetos de unidades vizinhas pela drenagem através de zonas de fraturas.

A Evidência nº 2 está associada também com as entidades e processos da migração, pois define as zonas de descontinuidades e suas direções principais. No caso Elsinore, a unidade Montoya mostra que o alto estrutural está delimitado pela zona central de falhas de direção preferencial NNW (Figuras 20, 21 e 23). A migração do hidrocarboneto poderia ter ocorrido a partir das geradoras do bloco baixo para reservatórios de fratura na unidade Montoya no bloco alto, já na primeira geração. Na segunda geração, permiana, o falhamento central na direção EW estava presente, provocando uma nova organização nos níveis de pressão de fluido, e migração ao longo das zonas de permo-porosidade fissural.

A outra direção de falha marcada na unidade Montoya, mostrada nos variogramas como as direções de maior continuidade espacial, menor variança e paralelas às estruturas, foi a direção WNW, que apesar de ser mais discreta do que a NNW, também condiciona os blocos diferenciados em altos e baixos estruturais (Figura 18).

Estas estruturas menores, certamente associadas a falhas, nas quais se desenvolveram zonas permo-porosas fissurais, surgem como caminhos para a migração lateral e vertical dos fluidos.

As Evidências nº 7 e 8 são mapeadas pelas anomalias direcionais de curvatura na unidade Woodford. O mapa de segunda derivada na Espessura da Unidade Woodford mostra que a Zona de Falhas NW foi bem mais extensa e de maior persistência do que a Zona de Falhas NE, isto indica que o caminho mais provável de migração tenha sido pelas falhas de direção NW (Figuras 49, 50, 51, 52, 53, 54 e 55).

7.2.4. EVIDÊNCIAS ASSOCIADAS AOS FATORES DE TRAPEAMENTO DO GÁS

Os elementos trapeadores do depósito de gás de Elsinore são os trapas estruturais e estratigráficos e os processos de desenvolvimento dessas estruturas.

Os trapas estruturais compostos foram compostos pelo alto estrutural de Elsinore, e paleo-altos associados; originalmente formado no limite Siluriano-Devoniano, reformado durante o evento orogenia Antler no Devoniano-Mississipiano, foi modificado posteriormente por um conjunto de falhas de direção NW, as mesmas falhas que formaram caminhos adicionais para a migração do gás dos baixos para os altos estruturais (Figura 55). O evento Antler teria sido também a fonte do par térmico para a primeira geração de óleo a partir dos folhelhos do Woodford (Figuras 70, 71, 72 e 73).

Os trapas estratigráficos mais comuns na área são do tipo *pinch out* principalmente no reservatório devoniano Thirtyone e observado em seções geológicas (Figuras 67 e 68).

Dentre as várias seções geológicas feitas, duas seções foram selecionadas, AA’ (SSW-NNE) e BB’ (NNW-SSE), em que se observa as duas zonas de falhas principais NNW e EW. A seção geológica esquemática AA’ baseada na correlação entre poços mostra a falha de direção NNW que serviu de caminho de migração dos hidrocarbonetos do bloco baixo para o bloco alto. Observar que a tectônica era ativa até o fim do Eopermiano (R1 > R2), representado pela série folhelhos da unidade Wolfcamp. A falha NNW foi reativada no tempo permiano, porém em movimentos transcorrentes, visto que os tensores na orogenia Ouachita-Marathon eram em torno de NS. O datum estratigráfico usado foi o topo dos arenitos Wolfcamp, que marca o início do Neopermiano, e mostra a falha NW ativa até este tempo.

A seção AA’ mostra que a falha de direção NW, já confirmada pelo conjunto de mapas modelados, foi gerada durante o período a orogenia Antler, Devoniano ao Neomississipiano, sob regime compressivo (Figuras 67 e 68). Posteriormente, durante o período da orogenia Marathon, Meso- a Neopermiano, esta zona de falhas foi reativada sob regime transcorrente, com abatimento diferenciado de blocos e geração das falhas.

A seção geológica esquemática BB’ mostra a falha de direção EW como caminho de migração dos hidrocarbonetos do bloco baixo para o bloco alto, durante a segunda geração de hidrocarbonetos e as espessuras das unidades litoestratigráficas envolvidas com a falha. Observar que a tectônica era ativa até o fim do Eopermiano nesta seção (R1 > R2).

Os mapas de zonas de falhas desenhadas sobre anomalias de segunda derivada na espessura de Woodford indicam as entidades de migração e canalização, falhas de direção NW e NE. As zonas de falhas de direção NW são mais extensas e mais persistentes nesta direção do que na direção NE, aqui consideradas como principais caminhos para a primeira geração de hidrocarboneto (Figuras 53, 54, 55 e 56).

A dinâmica relacionada à migração seria o desenvolvimento da área de drenagem e a evolução do grau de entropia médio a baixo para o fator de carga. As evidências relacionadas aos fatores de migração de gás descritas e verificadas em seções geológicas corroboram com o mapa de anomalias direcionais de curvatura da unidade Woodford. Os folhelhos da Unidade Woodford, além de geradores de óleo, se constituem em excelentes seladores da unidade-reservatório Thirtyone após o trapeamento do gás. Em termos de qualidade de selos no sistema em questão, os folhelhos são melhores selantes do que os calcários porque são mais dúcteis abaixo de 1.000 m de profundidade, enquanto os calcários estão mais sujeitos ao fraturamento, permitindo assim a fuga do gás (Figuras 67 e 68).

Unidade Barnett – Eomississipiano

A Evidência nº 9, espessura do Barnett, é considerada dentro da classificação de Acumulação de Gás, como uma entidade geradora de gás, associada ao fato de ser folhelho negro betuminoso do tipo II, a espessura do folhelho suficiente (média de 35.90 m) (Tabela 23), a boa distribuição areal da unidade, o necessário fluxo de calor para a geração de gás e o estoque preservado. Como geradora, a unidade Barnett parece ter sido mais efetiva durante o 2º evento de geração de gás porque as maiores espessuras do Barnett estão associadas às áreas de maior atuação da orogenia Marathon (Figuras 61, 62, 63, 64, 65 e 66).

Na classificação de Acumulação de Gás as dinâmicas geradoras seriam o processo desencadeador do fluxo de calor e da evolução do processo até a formação do gás volumetricamente suficiente para constituir um depósito.

As entidades de migração seriam as falhas de direção NNW, NE e EW e fraturas conectadas a estas falhas. A dinâmica relacionada à migração primária na segunda geração foi o desenvolvimento da área de drenagem e a evolução do grau de entropia médio a baixo para o fator de carga (Figuras 59, 60 e 66).

7.2.5. EVIDÊNCIAS ASSOCIADAS AOS FATORES DE SELAÇÃO E PRESERVAÇÃO DO GÁS

As entidades de selação na Acumulação de Gás seriam o contato discordante erosional com a unidade de topo Wristen e as estruturas selantes formadas por folhelhos. A selação eficaz está também relacionada à profundidade do reservatório e à geometria da cobertura do depósito. A dinâmica de selação na unidade Fusselman está relacionada ao processo de desenvolvimento de geometria seladora e ao impedimento de mecanismos de entrada de águas meteóricas (Figuras 67 e 68). As evidências consideradas como entidades de selação na Acumulação de Gás em questão seriam associadas também às unidades superiores pensilvaniana Strawn e seu contato discordante erosional com a geradora Barnett formaram selos de topo que evitou a dispersão do gás pós-geração. As evidências consideradas como entidades de selação na Unidade Thirtyone são o contato discordante erosional, os selos litológicos de folhelhos da unidade sobrejacente Woodford e os selos estruturais.

A dinâmica que preserva o depósito de gás está relacionada à profundidade em que o reservatório se encontra, à carga de recobrimento do depósito, à preservação das armadilhas estruturais, à qualidade excepcional das rochas selantes, à geometria do depósito e à ausência de outros elementos e processos que permitam a dispersão. Deve ser notado que na parte noroeste o campo de gás foi submetido a intenso processo de destruição em virtude das deformações geradas pela estrutura de impacto (Figuras 6 e 14).

As evidências consideradas como entidades indicadoras de preservação/dispersão na acumulação de gás são a profundidade em que se encontra o depósito, a ausência de fraturas e falhas abertas, a ausência de atividade tectônica que permitam a dispersão do gás e o espesso pacote de recobrimento do depósito que impede a circulação de águas meteóricas (Figuras 67 e 68).

7.3. Interpretação do peso das evidências e mapa de favorabilidade

O peso das evidências mostra a importância de cada evidência para a existência da acumulação de gás de Elsinore em face da presença ou ausência das evidências.

O peso das evidências foi mensurado quanto a atributos de Falseamento, Suficiência, Necessidade, Excludência, Contraste e Ambigüidade.

Falseamento: uma medida relativa da probabilidade condicional de um evento não ocorrer dada a presença da evidência, ou

$$F=P(nP/E)/P(nP/nE)$$

Suficiência: uma medida relativa da probabilidade condicional de um evento ocorrer dada a presença da evidência, ou

$$S=P(P/E)/P(nP/E)$$

Necessidade: uma medida relativa da probabilidade condicional de um evento não ocorrer dada a ausência da evidência, ou

$$N=P(P/nE)/P(nP/nE)$$

Excludência: uma medida relativa da probabilidade condicional de um evento ocorrer dada a ausência da evidência, ou

$$E=p(P/nE)/p(nP/E)$$

Contraste: a relação entre suficiência e necessidade, ou

$$C = S/N$$

Ambigüidade: uma medida relativa da probabilidade do evento ocorrer ou não, dada a evidência, ou

$$A=p(P,nP/E)/p(P/nP)$$

Os resultados para as diferentes evidências com relação a seu poder na definição de favorabilidade para condicionar zonas férteis e zonas estéreis foram obtidos com o programa ANFAVIN (Soares, 1998) e são apresentados abaixo.

Tabela 25 - Peso das Evidências

Evidência	Nome da Evidência	Falseamento	Suficiência	Necessidade	Excludência	Contraste	Ambigüidade
1	Montoya cont. estrutural	0.119	7.5794	1.049	0.785	2.207	0.368
2	Montoya cur	0.054	7.7478	0.982	0.629	1.431	0.286
3	Fussel esp	0.030	1.4400	1.956	-0.054	1.496	1.394
4	Fussel cur	0.021.	5.6304	0.938	0.153	0.167	0.714
5	Thirtyone esp	0.016	54.572	2.185	0.048	2.166	0.234
6	Thirtyone cur	0.008.	10.308	1.056	-0.115	-0.192	0.202
7	Wood cur	0.017	4.9611	0.966	-0.01	-0.113	0.342
8	Wood falh EW	0.024.	9.0954	1.141	0.261	0.780	0.291
9	Barnett esp	0.039	19.706	1.645	0.458	2.064	0.522

As mesmas relações obtidas foram utilizadas como modelo preditivo e aplicadas na área de distribuição das evidências de forma a verificar a capacidade do modelo de recuperar as áreas férteis e estéreis em mapas.

Os mapas foram combinados de forma a permitir uma melhor avaliação da validação do método e ao mesmo tempo identificar áreas com maior probabilidade que ainda não foram testadas.

No método condicional ou bayseano, os pixels que contêm o depósito são considerados um subconjunto do conjunto total; a intersecção entre depósito e variável é feita com a estimativa de favorabilidade. O peso é representado pela razão entre a probabilidade de ocorrer o depósito, tendo em vista uma variável, e a probabilidade de não ocorrer, dada a mesma situação da variável (presente ou ausente).

Evidência nº 1 – Montoya, altitude do topo

Esta variável representa a condição de alto estrutural no topo do principal reservatório; apresenta um baixo falseamento, mostrando que é uma variável considerável quando presente (0,119); a suficiência é relativamente alta, ou seja, a presença da evidência alto estrutural atual aumenta as chances do poço ser produtivo em mais de sete vezes (7,58); apesar disto a necessidade é baixa (1,05).

Em outras palavras, a ausência da evidência não é uma condição indicadora da ausência de poços produtivos, ou ainda, o depósito pode ou não existir, mostrando relativa independência da não existência do depósito em face da ausência da evidência; a excludência baixa, mostrando que a ausência da evidência não está associada à existência do depósito; contraste [C= N.S] é relativamente alto (2,207) como mostrado na Tabela 25; ambigüidade da evidência no modelo é baixa (0,368).

Evidência nº 2 – Montoya curvatura do contorno estrutural de topo

Esta variável representa anomalias direcionais no contorno estrutural, interpretadas como falhas; naquelas anomalias negativas interpreta-se a presença da zonas de dissolução cárstica associada a zonas de fratura.

Apresenta um baixo falseamento, mostrando que é uma variável considerável mesmo se o depósito não existisse (0,54); suficiência é relativamente alta, ou seja, a presença da evidência em face ou não do depósito mostra a suficiência da evidência em si (7,747); necessidade é igual a 0,982. Ou seja, em face da não evidência o depósito pode ou não existir, mostra relativa independência da existência do depósito em face da não existência da evidência; excludência é baixa mostrando que a ausência da evidência não está associada à existência do depósito (0,629); contraste é bastante baixo (1,431); ambigüidade da evidência no modelo é baixa (0,286).

Evidência nº 3 – Fusselman espessura

Esta variável representa zonas com maior espessura da segunda principal reservatório; apresenta um baixíssimo falseamento, mostrando que é uma variável importante mesmo se o depósito não existisse (0,030); suficiência é relativamente baixa. Assim, a presença da evidência em face ou não do depósito mostra a suficiência da evidência em si (1,4400); necessidade é igual a 1,956. Ou seja, em face da não evidência o depósito pode ou não existir, mostra relativa independência da existência do depósito em face da não existência da evidência; excludência é muito baixa mostrando que a evidência está associada à existência do depósito (-0,054); contraste é bastante baixo (1.496); ambigüidade da evidência no modelo é relativamente alta (1,394).

Evidência nº 4 – Fusselman curvatura do contorno estrutural de topo

Esta variável representa as anomalias direcionais do contorno estrutural, sendo interpretadas zomo zonas de falha quando positivas e zonas de dissolução em fraturas quando negativas. Apresenta um baixíssimo falseamento, mostrando que é uma variável importante mesmo se o depósito não existisse (0,021); a suficiência é alta, ou seja, a presença da evidência em face ou não do depósito mostra-se importante indicador de reservatório produtivo com gás (5,63); necessidade é igual a 0,938, ou seja, em face da não evidência o depósito pode ou não existir, mostra relativa independência da existência do depósito em face da não existência da evidência; excludência é muito baixa mostrando que a ausência da evidência não está associada à existência do depósito (0,153); contraste é bastante baixo (0,167); ambigüidade da evidência no modelo é relativamente baixa (0,714).

Evidência nº 5 – Thirtyone espessura

Esta variável representa as maiores espessuras da unidade hospederia dos principais reservatórios. Apresenta um baixíssimo falseamento, mostrando que é uma variável importante mesmo se o depósito não existisse (0,021); a suficiência é altíssima, ou seja, a presença da evidência (anomalias positivas de espessuras) implica em aumentar dezenas de vezes a chance do poço ser produtivo (54,57); necessidade é igual a 0,938, ou seja, em face da não evidência o depósito pode ou não existir, mostra relativa independência da existência do depósito em face da não existência da evidência; excludência é muito baixa mostrando que a ausência da evidência não exclui a maior probabilidade da existência do depósito (0,153); contraste é bastante baixo (0,167); ambigüidade da evidência no modelo é relativamente baixa (0,714).

Evidência nº 6 – Thirtyone curvatura de topo

Esta variável representa as anomalias direcionais de variação de espessura, também interpretadas como estruturas e como zonas de dissolução cárstica associadas a zonas de fraturas. Apresenta um baixíssimo falseamento, mostrando que é uma variável importante quando presente (0,008); a suficiência é relativamente alta.

Assim, a presença da evidência é uma indicadora positiva de poços produtivos (10,30); necessidade é igual a 1,056, ou seja, em face da ausência da evidência o depósito pode ou não existir, mostra relativa independência da existência do depósito em face da não existência da evidência; excludência é negativa mostrando que a evidência está associada à existência do depósito (-0,115); contraste é bastante baixo (-0,192); ambigüidade da evidência no modelo é muito baixa (0,202).

Evidência nº 7 – Woodford curvatura da espessura

A curvatura da espessura do Woodford mostra as anomalias direcionais de variação de espessura nesta unidade geradora como zonas de fraturamento e formação de caminhos para migração. Apresenta um baixíssimo falseamento, mostrando que é uma variável importante mesmo quando presente (0,017); a suficiência é alta, ou seja, a presença da evidência aumenta significativamente as chances de ocorrerem zonas produtivas (4,96); a necessidade é igual a 1.97, também alta, indicando a importância de existirem estas anomalias, pois caso não existam as chances de não ocorrerem zonas férteis se multiplicam por dois.

Evidência nº 8 – Woodford falhas EW

As falhas EW apresenta as anomalias direcionais EW de variação de espessura interpretadas como direções de falhas contemporâneas e caminhos de migração para o hidrocarboneto gerado. Apresenta um baixíssimo falseamento (0,024), mostrando que é uma variável pouco associada com a ausência de acumulações; a suficiência, é alta, ou seja, a presença da evidência amplia significativamente (9,1) as chances de ocorrerem poços produtivos; a necessidade é igual a 1,141, ou seja, em face da não evidência o depósito pode ou não existir, mostra relativa independência da não existência do depósito em face da não existência da evidência; ambigüidade da evidência no modelo é muito baixa (0,291).

Evidência nº 9 – Espessura Barnett

Esta variável representa zonas de menor espessura da cobertura da unidade Woodford, que precedeu a erosão tardi-mississipiana, sendo interpretada como indicadora de altos estruturais mississipianos.

Apresenta um baixíssimo falseamento (0,039), mostrando que é uma variável que quando presente indica poucas chances de poço improdutivo; a suficiência é muitíssimo alta, ou seja, a presença da evidência aumenta em duas dezenas de vezes as chances do poço ser produtivo (19,7); a necessidade é igual a 1,645, ou seja, moderada, indicando que a não existência da evidência reduz à metade as chances da acumulação existir; o contraste é moderadamente alto (2.064); ambigüidade da evidência no modelo é muito baixa (0.522).

Reprodutibilidade do modelo

O mapa de favorabilidade gerado a partir do conjunto de variáveis escolhidas como hipoteticamente favoráveis reproduz fielmente áreas conhecidas e consideradas como produtivas e áreas estéreis, mostrando que os pesos calculados para as variávies são representativos da importância que as variáveis tiveram para a acumulação e posterior reforma do campo de gás de Elsinore (Figura 74). Além disto mostra adicionalmente novas áreas favoráveis à acumulação de gás que ampliaram o entorno da área testada.

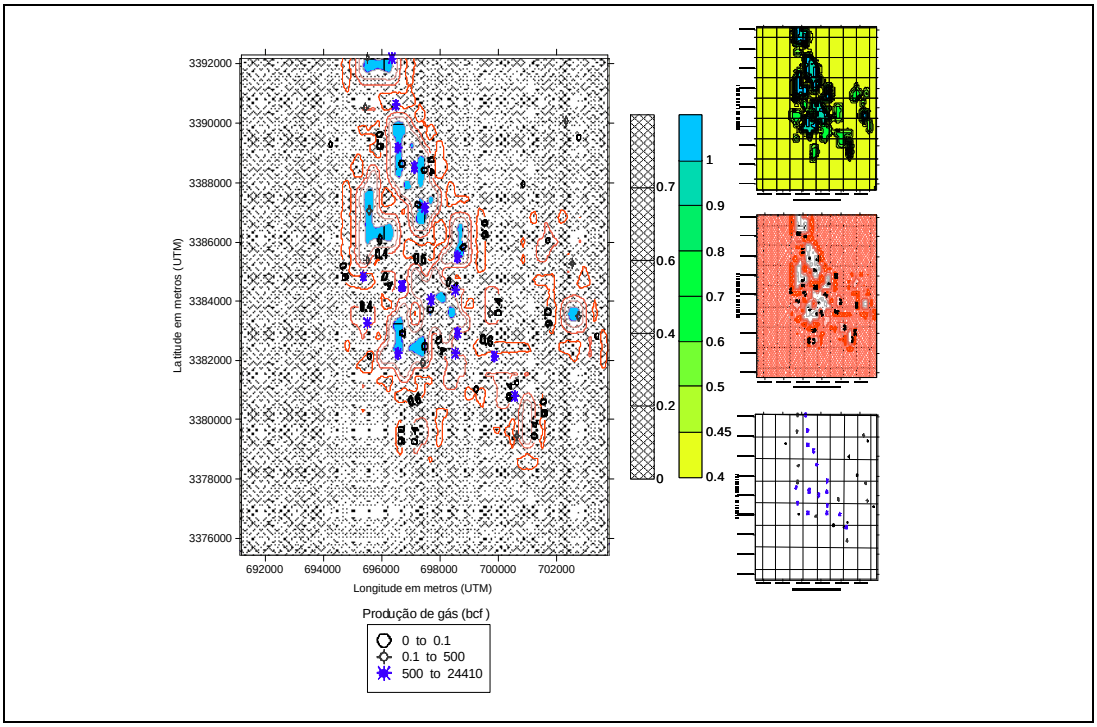


Figura 74 – Mapas de favorabilidade e de ambigüidade do modelo para o campo de gás de Elsinore sobrepostos reproduzem e ampliam as áreas fertéis.

8. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS QUANTO AO CONTEXTO GEOHISTÓRICO E TECTONOSSEDIMENTAR

8.1. Margem passiva Ordo-Siluriana

As unidades reservatórias do presente estudo, Montoya e Fusselman, estão presentes nas bacias Delaware, Central e Midland supracitadas; a deposição destas unidades se deu parcialmente em ambiente de mar raso permitindo contínuas exposições do relevo, causando intensa carstificação e fraturas, gerando fácies-reservatório dolomíticas nos topos das unidades Montoya e Fusselman.

No entanto, ao contrário do que foi encontrado na literatura, fácies de mar profundo como as rochas tipo chert estão presentes no meio do pacote sedimentar tanto na unidade Montoya quanto Fusselman. A margem passiva no contexto Elsinore apresentou pelo menos dois eventos de afundamento e soerguimento da bacia, um no meio do período deposicional Montoya (por volta de 450 Ma) e outro no meio do período deposicional da unidade Fusselman (por volta de 430 Ma). Outra possibilidade para justificar a presença do chert no meio do pacote sedimentar das duas unidades ordo-silurianas seria a mudança de temperatura, alta para baixa, que teria inibido a produção de carbonatos e desta forma teria permitido a entrada de clásticos finos (Figuras 8, 9 e 10).

A espessura média do pacote sedimentar compreendido pelas unidades Montoya e Fusselman perfaz um total de médio de 216 m composto basicamente de calcário e dolomito, intercalados ambos com chert (Figuras 8, 9 e 10). Ao fim da sedimentação da unidade Fusselman, Eosiluriano, início da sedimentação da unidade Wristen, fácies de mar cada vez mais profundo são mostradas pelos folhelhos e chert nesta unidade, assim como pelo espesso pacote predominantemente de chert da unidade Thirtyone. As fácies de mar profundo podem ter ocorrido por uma combinação de fatores: afundamento da bacia pelo peso do pacote sedimentar, os primeiros sinais da orogenia Antler atuando na área, vergando os pacotes sedimentares de W para E, isso tudo associado à elevação do nível do mar iniciado no Neosiluriano (Figuras 67 e 68).

A deposição pós-Fusselman pela unidade Wristen (Neosiluriano) se deu em paleo-relevo bastante irregular com altos e baixos estruturais, sendo estes depósitos representados por fácies de mar profundo com folhelhos e chert intercalados.

A ausência, por não deposição ou erosão, da unidade Wristen e o topo erodido da unidade subjacente, Fusselman (Eosiluriano), ambas recobertas descontinuadamente pelo Eodevoniano (Thirtyone) são bons indicativos de que um evento orogênico afetou significativamente a área de estudo, causando arqueamento de leste para oeste de todo o pacote sedimentar. Em seções geológicas da área observam-se extensas descontinuidades entre as formações, grande variação na espessuras das camadas e muitas vezes a omissão da unidade Wristen (Figuras 67 e 68).

8.2. Efeitos da Orogenia Antler

As deformações da orogenia Antler, que terminou no Neomississipiano, cujos esforços compressivos tinham direção geral EW, criaram estruturas dobradas, arqueadas, de eixo NW, NNW e falhas de mesma direção, mostradas nos variogramas e mapas de curvatura de contorno estrutural em todo o pacote sedimentar da Bacia Tobosa (Montoya, Fusselman, Wristen, Thirtyone). Tais estruturas, embora bastante tênues, apresentaram geometria e condições apropriadas para aprisionamento de hidrocarbonetos no campo de Elsinore. A unidade Barnett também mostra reflexos deste evento orogênico mostrado nas estruturas NW do mapa de curvatura de topo do Barnett (Figura 66).

A região teria sido submetida a condições geotérmicas favoráveis, durante o final do período Mississipiano ao final do evento termo-tectônico Antler, ocorrendo então a primeira geração de óleo/gás a partir da MO do Woodford; o composto de hidrocarbonetos migrou para as zonas permoporosas de menor pressão dos blocos baixos para os blocos altos através de zonas de fraturas associadas às falhas NNW (Figuras 67, 68, 69, 70, 71 e 72).

8.3. Evento extensional pensilvaniano

Após o fim do evento orogênico Antler, que terminou no Mississipiano, iniciou-se um período de regime tectônico extensional que atuou durante o período Neopensilvaniano ao Eopermiano (310-270 Ma), conforme constatado em seções geológicas, com correlação fina, usando dados de perfis elétricos, mostrando acumulações sedimentares do Pensilvaniano, restritas a antigos blocos baixos de falha, mostrados pela variação da espessura da unidade Strawn/Atoka depositada em discordância sobre a unidade Barnett (Figuras 67 e 68).

Este evento extensional, cujo tensor atuou na direção EW, criou falhas de direção geral NNW-NS e provocou o abatimento diferenciado de blocos. Este tectônica extensional gerou na região de Elsinore a alternância de blocos baixos e blocos altos, dispostos lado a lado; nos blocos altos, em anticlinais, estão os depósitos de gás, separados por grandes zonas de falhas .

No campo de gás Elsinore pode-se notar claramente os efeitos deste evento extensional coincidente com antigas falhas proterozóicas de direção NNW, reativadas no tempo Antler em regime compressional e que serviram de caminho para a migração do gás. Também nota-se que as estruturas NNW criadas durante a Orogenia Antler foram preservadas entre blocos falhados de direção NS (Figuras 65 e 66), formando estruturas apropriadas para armadilhas de hidrocarbonetos. A caracterização dos elementos estruturais desta fase é de importância fundamental para identificação das acumulações previamente formadas e que teriam sido transformadas em evento posterior. Os esforços metodológicos orientados com este fim específico, mostraram-se compensadores, revelando a história estrutural local.

8.4. Zona de falha da Plataforma Oeste

A parte oeste da antiga bacia sedimentar Tobosa foi soerguida e constituiu-se no que hoje se chama Bacia Central; a parte leste da Zona de Falha Oeste tornou-se o que hoje é chamado de Bacia Delaware (Figura 13). A área em estudo está justamente sobre esta zona de falhas, no limite externo a sudeste da Bacia Delaware e a sudoeste da Bacia Central. Esta zona de falhas foi reativada durante a orogenia Antler, em regime compressivo, gerando um sistema de zoans de fraturas que serviu de meio de migração dos hidrocarbonetos gerados (Figuras 67 e 69). No regime extensional Pensilvaniano, esta zona de falhas foi reativada e causou abatimento com inversão de blocos.

No evento compressional Ouachita-Marathon (Figuras 11, 12 e 13) ocorreu a divisão mais acentuada em dois blocos distintos da bacia sedimentar Tobosa. A zona de falhas NNW foi reativada em movimentos transcorrentes ou distensionais pois apresentava direção próxima a dos vetores das tensões compressivas principais.

Esta zona de falhas está marcada em todos os mapas modelados de contorno estrutural de topo das unidades Montoya, Fusselman, Thrityone mostrados no capítulo 6, a partir da construção dos variogramas que mostraram a direção NNW como a de maior continuidade.

O caminho de migração dos hidrocarbonetos para os reservatórios nos topos das estruturas formadas pela combinação de falhas NNW e NW na área foi através destas falhas e zonas de fraturas associadas, a partir de geradoras, conforme o grau geotérmico estimado para cada um dos eventos geradores (Figuras 67, 68 e 69).

A direção preferencial desta Zona de Falha da Borda Oeste é de grande persistência desde as unidades mesoproterozóicas até as unidades pensilvanianas e permianas inferiores e médias. As unidades pensilvanianas, Atoka e Strawn, foram conservadas em ambos os lados da Zona de Falha conforme pode ser observado nos perfis elétricos e nas seções geológicas. Isto significa que a falha esteve ativa em tempo pós-Pensilvaniano, permitindo que parte do gás migrasse para unidades permianas wolfcampianas sobrejacentes aos atuais reservatórios.

8.5. Evento Marathon

Na área de Elsinore podemos afirmar que o evento Marathon ocorreu efetivamente durante o período entre o Eopermiano e Neopermiano (270-240 Ma). Esta interpretação é corroborada pelas variações de espessura em seções geológicas compostas através de correlação entre perfis de poços da área em estudo (Figuras 67 e 68).

A atuação dos esforços do Cinturão de Cavalgamento Marathon indica vetor compressivo na direção geral NS, evento que teve fortes reflexos intracontinentais além da área de colisão, criando os dobramentos com encurtamento crustal de direção NS com falhas de empurrão e cavalgamento de direção EW e ENE (Figuras 11, 12, 13, 62, 67 e 68) e reativando falhas em regime de transcorrência de direção NW.

A falha EW corta a falha antiga de acumulação de óleo/gás, o que é indicado pelos poços que circundam a falha, todos altamente produtivos (poço 7=7,5 BCF; poço 11=9.5 BCF e poço 28=16 BCF), com exceção do poço muito próximo à zona de falha NW, poço 18, que produz 0.5 BCF e que parece ter sido alterado pela falha EW, favorecendo a fuga do hidrocarboneto acumulado. Na parte inferior da falha EW, ocorrem os poços mais produtivos de toda a área, indicando que houve uma reforma no reservatório pretérito transformando em gás o óleo existente; uma nova geração de gás do evento Marathon enriqueceu os reservatórios abaixo da falha EW (Figuras 68, 69, 70, 71, 72 e 73). Prova disso são os traços de óleo em 20 poços, em volumes que vão de 1 a 172 barris. Quase todos os poços que contêm os traços de óleo estão próximos às falhas de direção NNW e EW.

Considerando que o gás é mais móvel do que o óleo, pode-se associar os meios de migração dos hidrocarbonetos (óleo e gás) a essas falhas. O conjunto de falhas EW e ENE tem menor magnitude do que as NNW, como visto anteriormente nas figuras apresentadas no capítulo 6.

A zona de falha NNW foi bem mais extensa e de maior persistência do que a Zona de Falhas NE, o que corrobora a hipótese de que a migração pode ter sido mais efetiva pelas falhas NNW, às quais o gás está associado, do que pela direção NE (Figura 55).

Feições de sobreposição de eventos deformacionais podem ser observadas em afloramento em unidade pensilvaniana no centro-leste da área, às margens da Rodovia Federal 90. Neste afloramento foram tomadas medidas estruturais em falhas em rocha calcária da Formação Haymond, de idade pensilvaniana média, correspondente litoestratigraficamente à unidade Strawn. Nesta unidade estão marcadas as falhas do evento extensional pós Antler e pré Marathon. Esta unidade está também exposta na área do Marathon Thrust Belt e a sudeste da área do Campo Elsinore. A unidade pensilvaniana Haymond apresenta feições tanto do evento extensional quanto do compressivo. A medida geral de N60E refere-se ao evento compressivo e foi tomada em afloramentos nas estruturas de cavalgamento. A medida aferida em afloramentos está muito próxima da obtida no uso do método geoestatístico que mostrou nas superfícies anisotrópicas a direção geral de falhas ENE (Figura 62).

A fase colisional propriamente dita, Mesopermiano-Neopermiano (270-240 Ma), foi de alto fluxo de calor (Gardiner, 1990), suficiente para que o óleo gerado durante a fase da Orogenia Antler se transformasse em gás nos reservatórios de Elsinore e uma segunda geração de gás fosse formada e superpressurizasse os reservatórios já existentes. Há poços com traços de óleo em locais próximos à falha EW e abaixo dela na zona considerada estéril na primeira geração de gás (SE), indicando que o segundo evento ocorreu em condições de catagênese, porém em temperaturas próximas a 150ºC, no limite entre a janela do óleo e do gás por preservar estes traços de óleo (Figuras 70, 72 e 73).

Os campos de óleo e gás fora do contexto Marathon são os campos Oates, Puckett, Brown Bassett, que devem ter sido formados durante a orogenia Antler, mostrados na Figura 12. As acumulações petrolíferas que estão a leste e sudeste da área e compõem os Campos de Piñon, Caballos, McKay, Thistle, Pucket, Gray Ranch, dentro do Cinturão de Cavalgamento Ouachita-Marathon (CCOM, O*uachita-Marathon Thrust Belt)*, são superpressurizados e apresentam diferenciações entre si quanto à história térmica e quanto à intensidade dos esforços tectônicos, mas no geral apresentam produção bem mais elevada do que os campos fora do contexto Marathon (Figura 12).

8.6. Deformações pós-Marathon

Bacia Permiana no Contexto Elsinore - Muitos dos altos estruturais formados durante o evento Marathon foram cobertos por carbonatos, formando recifes. A exemplo, o *Capitan Reef*, que bordeja a Bacia Delaware possivelmente foi formado sobre o *Flexural Arc Victorio*. A Bacia Permiana cobriu todas as bacias pré-Pensilvanianas evidenciando que a região foi palco de superposição de bacias.

Rifteamento e Plataforma Estável no Contexto Elsinore - O tempo de rifteamento, ao longo da zona de megacisalhamento chamada Mojave-Sonora, durante o Neotriássico, Neojurássico e o Eocretáceo permitiu a entrada de mar raso que cobriu toda a região que hoje compreende todo o Estado do Novo México, Texas e se espalhou cobrindo Glass Mountains, Apache Mountains, e a parte nordeste das montanhas Guadalupe.

Os registros do mar deste tempo na área de Elsinore datam do Eocretáceo e estão representados pelas unidades areno-carbonáticas Washita, Fredericksburger e Trinity; estas unidades são bastante espessas e estão aflorantes a sudeste da área principalmente (Figura 6).

Efeitos da Orogenia Laramide no Campo de Elsinore - A orogenia Laramide, do Neocretáceo, promoveu pequenas deformações apenas na região, não chegando a alterar a estruturação deixada pela deformações acumuladas na orogenia Marathon. A fraca deformação na Bacia Central se deveu, segundo Hills (1985b), à absorção da deformação pelos maciços do New Mexico e às resistentes rochas dobradas do Ouachita Marathon Thrust Belt.

Fase Vulcânica no Contexto Elsinore - A fase vulcânica que ocorreu durante o Terciário Médio (40-30 Ma) pela região de Pecos County, no West Texas, New Mexico e México (país) parece não ter tido influência sobre o depósito de gás Elsinore, ou pelo menos não há evidências desta influência.

Fase extensional e de embaciamento – Esta fase extensional e de embaciamento não parece ter exercido influência sobre a Acumulação de gás no contexto Elsinore, devido à baixa magnitude dos eventos e à grande profundidade em que os depósitos se encontram. No entanto, os eventos extensionais promoveram, em superfície, depressões para a deposição dos sedimentos quaternários (Figura 6).

9. ACUMULAÇÃO DE GÁS CAMPO DE ELSINORE

O Campo de Gás Elsinore produz gás em unidades devono-mississipianas e acumula em unidade ordoviciana, siluriana e devoniana (Figuras 9 e 10). O fluxo térmico eficaz na área foi de duas idades diferentes: o primeiro, de idade Devono-Mississipiana (370-350 Ma), e o segundo, de Permiana (250-300 Ma), e apresentou diferentes fluxos de calor originando diferentes depósitos de gás, gás e óleo, e óleo, no entorno da área; estas várias acumulações petrolíferas também ocorrem em unidades siluro-devonianas. Os campos de gás/óleo que estão fora da faixa do *Ouachita-Marathon Thrust Belt* e que devem ter sido formados durante o primeiro evento térmico, orogenia Antler, são os campos Oates, a nordeste de Elsinore, o Puckett, a leste, e o Brown Basett, a sudeste. Os campos a sul e sudeste da área e que compõem os Campos de Piñon, Caballos, McKay, Thistle, Gray Ranch estão na faixa do *Ouachita-Marathon Thrust Belt* e apresentam diferenciações quanto à história térmica e quanto à intensidade dos esforços tectônicos em relação àqueles fora do cinturão de cavalgamento e são poços com produção muito mais elevada do que aqueles fora do cinturão. O único campo de gás que está em meio às duas situações e expõe as duas gerações de hidrocarbonetos é Elsinore (Figura 12).

As unidades geradoras de óleo/gás, representadas principalmente pelos folhelhos neodevonianos (Woodford) e pelos folhelhos neomississipianos (Barnett), foram originadas na grande Bacia Tobosa, a qual foi posteriormente dividida em bacias menores, durante o evento Ouachita-Marathon (Permiano). As unidades reservatórias também foram depositadas na grande Bacia Tobosa; a diferenciação entre os reservatórios, em cada uma das bacias, está relacionada com a intensidade termotectônica atuante em cada uma delas.

Análises do Gás do Campo de Elsinore têm mostrado que ele é composto de 53,62% gás metano e 45,13% de CO_2, sendo que, 98,75% dos hidrocarbonetos em Elsinore são formados por gás. O contato com a água se dá em média a partir de 3052 m abaixo do nível do mar e o volume de água em relação ao volume total de gás é de 40%. A água presente no depósito reflete a condição de despressurização dos reservatórios, a pressão média de gás entre os vários poços é de 4700 *psi*. A porosidade média das unidades reservatórias é de 7% para a unidade Eodevoniana (Thirtyone), 4% para a unidade Neo-Ordoviciana (Montoya) e 4,5% para a unidade Eosiluriana (Fusselman).

As condições de pressão e temperatura para que existam gás, óleo, água como substâncias puras ou combinadas dão uma idéia da diferenciação da intensidade dos eventos geotectônicos que afetaram diferentemente cada uma das bacias. Desta forma, os conceitos de Sistema Petrolífero segundo Magoon e Dow (1994), auxiliam, mas não explicam inteiramente a história evolutiva nestas bacias sedimentares pois a própria natureza diferenciada do gás e do óleo já justifica a diferenciação. Para complementar a classificação do campo de gás de Elsinore, adotou-se a concepção de Sistema Petrolífero não convencional, semelhante ao classificado por Law (2002) como *Basin-Centered Gas Systems* (BCGS), segundo o qual, o campo de Elsinore seria uma acumulação, ou *Basin- Centered Gas Accumulation* (BCGA). Para Law (2002), Law e Dickinson (1985), as BCGS em torno do mundo são pobremente conhecidas; nos EUA estes sistemas são mais conhecidos, mas ainda requerem estudos mais aprofundados. A distribuição estratigráfica das BCGAs estendem-se desde o Cambriano até o Eoceno. Os sistemas BCGS foram classificados em dois tipos: direto e indireto. Os atributos que diferenciam os dois sistemas são quanto à rocha-fonte, reservatório, migração, pressão no reservatório, mecanismos de pressão, estrutura selante, qualidade dos selos, natureza dos limites superiores dos reservatórios e maturidade termal.

No campo de Elsinore, a composição predominante de metano (32%), gás carbônico (~27%) e água (40%), a ocorrência de traços de óleo em 14 poços, matéria orgânica do tipo II nas rochas-fonte Woodford e Barnett, a baixa porosidade (4 a 7%) e permeabilidade das rochas-reservartório, formadas por antigas zonas de fratura, zonas carstificadas e discordâncias em unidades compostas por cherts e dolomitos, são coerentes com dois momentos críticos de geração e transformação da acumulação: formação de gás e óleo num primeiro estágio (Missisipiano), e migração dos mesmos por uma curta distância dadas as condições favoráveis da tectônica atuante, trapeamento do gás em trapas estratigráficos (tipo *pinch out)* e estruturais tectônicas; num segundo momento, durante o Permiano, com o incremento de temperatura o óleo remanescente se transformou em gás, além de uma nova geração de gás ocorrer. Para que tenha ocorrido a formação de metano, cuja molécula contém apenas um carbono, e considerando-se que para cada perda de carbono é necessário o incremento de 20-30^{o} C (McCain, 1973), houve um considerável aumento de temperatura para que o óleo tenha se transformado em gás. Neste segundo momento, o processo iniciou-se com a reflectância da vitrinita na ordem de 1,75% R_o (Law, 2002). As chaminés de gás foram formadas em grandes profundidades, pois os reservatórios estão em profundidades superiores a 3.500 m.

A proporção de água nos reservatórios reflete o estado de despressurização em que o reservatório se encontra. Ou seja, a água que foi expulsa do reservatório na fase inicial, e que passou a ocupar os poros das rochas nas circunvizinhanças, voltou a entrar no reservatório simultaneamente à saída do gás. Esta é a hipótese mais apropriada, baseada nas condições de pressão do reservatório. Ainda pode-se supor que a pressão do gás não foi maior do que a pressão da água para retirá-la do reservatório (Figura 71).

Resta ainda diferenciar se a acumulação provém de uma transformação direta da matéria orgânica em gás, em virtude da evolução termal, ou se houve primeiro uma transformação com migração e acumulação de óleo e gás e posteriormente uma transformação destes hidrocarbonetos, com reorganização dos componentes em nova acumulação de gás. A existência de acumulação numa primeira fase é indicada pela acumulação atual estar condicionada por feições estruturais do Mississipiano e Carbonífero, e pela insuficiência das feições geradas no Permiano (evento Marathon) para explicar a distribuição do gás no campo. Outro fator que auxilia o entendimento da área são as duas seções geológicas ortogonais que mostram a falha EW cortando o antigo reservatório, composto por um alto estrutural fértil separado por falha NW do bloco baixo estéril. A falha permiana EW divide o campo Elsinore em quatro partes quanto à produção dos poços existentes: um bloco baixo estéril, dois intermediários, com produções medianas, e um bloco alto com a produção mais alta pelo enriquecimento em gás dos reservatórios existentes (Figuras 67, 68, 69, 70, 71 e 72).

A composição dos gases do reservatório e volume de cada um deles, presença ou não de água, tipo de rocha-fonte, baixa porosidade, baixa permeabilidade e número de eventos tectônicos que tenham promovido condições de catagênese (tem de ter havido pelo menos dois bem definidos) é que permitem identificar o campo de gás como do tipo não convencional, e ainda do tipo indireto. Adicionalmente, a pressão do reservatório e a presença da água definem em que fase, dentro do modelo genético, o Campo de Gás Não Convencional Indireto (CGNCi) se encontra (Figuras 70, 71, 72 e 73).

O campo de gás Elsinore é um bom exemplo de um CGNCi, onde é gerado gás em unidades mais jovens (devoniana e pensilvaniana) e acumulado em unidades mais antigas (ordoviciana-siluriana-devoniana) em reservatórios de tão somente gás, de baixa porosidade (4%-7%), de baixa permeabilidade (<0.1 md), e profundidade maior de 4000 m.

A documentação dos poços na área de Elsinore mostra que a pressão inicial de todos os poços produtivos está entre 3.627 e 5.475 psi (BHP-Z), pressão média de 4.717 psi inicial.

Os poços mais produtivos, com produções maiores do que 12 BCF, e que produzem nos reservatórios da unidade Thirtyone, apresentam pressões que variam entre 0.3 psi/ft e 0.46 psi/ft, média de 0.38 psi/ft, ou seja ,dentro do que se pode considerar como pressão normal (Figuras 70 e 72).

Em áreas em que o pacote sedimentar é composto predominantemente por carbonatos é comum ocorrer um volume considerável de CO_2 (Figuras 8, 9, 10). Tanto é comum a presença de CO_2, que muitas empresas da indústria do petróleo no oeste do Texas têm procurado utilizá-lo como meio de pressão para explotação de óleo em poços que requerem pressão extra para fluir. Há ocorrências de poços em profundidades maiores do que 5.000 m, na unidade Ellenburger, em que todo o reservatório é preenchido apenas por gás CO_2. Há muitas razões para que o gás CO_2 ocorra, e muitas vezes há várias procedências, mas em situações em que o entorno do reservatório está inserido em um contexto com muito carbonato, e que tenha sido exposto a condições térmicas e de pressão elevados, a origem mais provável do CO_2 é a dissolução inorgânica de carbonatos em fase de catagênese. Durante o processo de rearranjo mineral o carbono é liberado e forma, com o oxigênio livre, moléculas de CO_2.

Secundariamente o CO_2 pode ter origem a partir da própria matéria orgânica e durante o estágio de craqueamento (Figura 70). Querogênios do tipo I e II geram gases termogênicos a partir de temperaturas superiores a 70º C. Os primeiros gases são gerados a baixas maturidades termais (<0.5% de Ro) e a quantidade de gás metano é muito baixa (<5% $\sum C_{2+}$).

O pico de temperatura para a geração de gás natural é de 150-160ºC. Nesta fase, óleo e gás podem estar associados, em proporções em que o volume de gás metano pode ser bastante alto (<80% $\sum C_{2+}$). Com a continuada maturação (1.3%-2.0% Ro) ou alta condensação (>45º API), ocorre o intervalo de formação essencialmente de gás metano até o limite do estágio de catagênese em torno de 200ºC. O gás metano se mantém estável até temperaturas de 300ºC e profundidades superiores a 12 km ou >4 kbar (Hunt, 1979).

No caso de Elsinore o CO_2 auxilia a recontar a história termogênica do reservatório como um CGNi e pode ser um rastreador em casos de reservatórios carbonáticos ou no seu entorno, que tenham passado por pelo menos dois eventos termogênicos em condições de catagênese. O estágio termal inicial de geração predominantemente de óleo/gás a partir da rocha-fonte tem um intervalo de tempeatura muito variável e a janela de óleo pode variar grandemente, como por exemplo entre 93-104ºC (oeste do Canadá) até 175-204ºC (Califórnia).

Desta forma, sob condições de catagênese foram gerados inicialmente óleo e gás, e liberada a água a partir primordialmente da rocha-fonte Woodford, e secundariamente do Barnett, ambas compostas de querogênio do tipo II, durante o evento orogênico Antler e simultânea migração e formação das estruturas para o aprisionamento do HC.

A distância em que o hidrocarboneto pode migrar desde a rocha geradora até o reservatório pode ser curta ou longa dentro do modelo descritivo de uma CGNCi. No caso de Elsinore, a distância de migração do óleo da rocha-fonte até os reservatórios variou entre 100 – 300 m. As distâncias menores foram em direção aos reservatórios mais antigos, ou seja Montoya (100 m), Fusselman (200 m), Wristen (250 m), Thirtyone (300 m).

A migração se deu principalmente através das falhas de direção NW na primeira fase de geração de hidrocarboneto. O reservatório foi exposto a posterior evento termogênico, Ouachita-Marathon, que proporcionou o craqueamento do óleo do reservatório em gás e simultaneamente criou condições de temperatura e pressão suficientes (situação de catagênese) para a dissolução inorgânica dos carbonatos e liberação do oxigênio para formar o CO_2 (Figura 70). Ora, se o primeiro evento Antler, também gerou volume de CO_2, este gás foi expulso junto com a água existente durante a primeira migração e ocupação do reservatório, por pressão do óleo recém-gerado e água.

Os reservatórios estão em armadilhas tanto estratigráficas quanto estruturais (Figuras 67 e 68). As armadilhas estruturais são bastante evidentes pelo peso que assumiu a variável representada pelo contorno estrutural atual do topo da unidade Montoya e pela variável espessura da unidade Barnett que representa a estruturação Mississipiana. São caracterizados por porosidade secundária tanto em zonas de fratura, como em zonas carstificadas que ocorrem nas próprias zonas de fratura durante as discordâncias. No caso de Elsinore o gás está retido em trapas estruturais do tipo antiformas. As armadilhas estratigráficas são as do tipo *pinch out* que estão apresentadas nas seções geológicas (Figuras 67 e 68), e pelas discordâncias por erosão e/ou não deposição que marcam os contatos entre as unidades reservatórias.

Os selos em CGCi podem ser litológicos, com ou sem água capilar; a qualidade dos selos costuma ser boa, quando íntegros ou quando a pressão capilar da água exerce barreira para a saída do HC. Pode ocorrer água no sistema dependendo da fase de pressão em que o reservatório se encontra. Estas características descrevem claramente o que ocorre no campo de gás de Elsinore (Figuras 8, 9, 10, 67, 68 e 71).

10. CONCLUSÕES

Os resultados alcançados permitem reconstituir a história evolutiva do campo de gás não convencional por fases. A primeira fase, de geração de óleo e pressurização, ocorreu durante a orogenia Antler (Devoniano ao Mississipiano). Este evento orogênico gerou inclinação das rochas de W para E, criou dobras e falhas-dobras, estruturas trapeadoras para o petróleo em todas as unidades da então Bacia Tobosa, além de zonas permo-porosas fissurais, ampliadas por carstificação, associadas às zonas de falhas. Foi também o gerador do fluxo de calor necessário para transformar a matéria orgânica tipo II da rocha-geradora Woodford e Barnett em óleo e gás termogênicos.

Sob elevada pressão, óleo e gás migraram através das falhas existentes, principalmente as de direção NW e secundariamente as de direção NE, para os reservatórios dominantemente fissurais, com baixa porosidade (média de 7% para a unidade Thirtyone; 4,5% para a unidade Fusselman e 4% para a unidade Montoya) e baixa permeabilidade (<0.1 md) próximos da rocha-fonte, situados em um alto estrutural de direção NNW.

A primeira despressurização dos reservatórios ocorreu durante evento extensional (Pensilvaniano ao início do Permiano), fase de reativação e abertura de antigas falhas proterozóicas (NS), quando parte do óleo e do gás migrou para outros reservatórios em blocos mais altos através do conjunto de falhas e fraturas formadas. E esta talvez seja uma das razões que justifique a ocorrência de gás em unidades sobrepostas de diferentes idades, Montoya (Neo-Ordoviciano), Fusselman (Eosiluriano) e Thirtyone (Eodevoniano), ainda que todos os reservatórios apresentem baixa porosidade e baixa permeabilidade.

A geração de gás, a partir do craqueamento do óleo já formado, e da pressurização do reservatório, por nova geração de gás, ocupando os mesmos reservatórios, foi decorrente do aporte térmico para a reforma do reservatório de óleo para gás durante o evento termo-tectônico da orogenia Ouachita-Marathon (Permiano). Este evento também foi o gerador do CO_2 por dissolução inorgânica de carbonatos em condições de catagênese. As dezenas de metros de carbonato acima e abaixo dos reservatórios em condições de alta temperatura e pressão liberaram oxigênio e carbono para a formação de CO_2 (Figuras 68, 69, 70 e 71).

Em Elsinore apenas um pequeno percentual de CO_2 teve origem a partir da matéria orgânica dos folhelhos durante a fase inicial do craqueamento do óleo na unidade Woodford e Barnett. Em menor volume, a origem foi por remineralização diagenética, durante o período de exposição subaérea das unidades reservatórias carbonáticas em processo de carstificação.

A despressurização do reservatório e a fuga do HC foram causadas por evento extensional Mojave–Sonora (Neotriássico ao Eocretáceo) que permitiu que parte do gás migrasse para os arenitos do Neopermiano (Wolfcamp) e que mais água entrasse nos reservatórios.

Os resultados obtidos com uso dos métodos geoestatísticos de investigação exploratória na modelagem espacial das variáveis e uso dos métodos probabilísticos de avaliação do poder de evidências e análise de favorabilidade complementam significativamente os métodos tradicionais, permitindo modelizar e reproduzir as condições espaciais responsáveis pela presença de zonas mais ou menos produtivas no campo de gás.

Os mapas de espessura das principais unidades geradoras Woodford e Barnett mostram que o estoque para o gás está associado às espessuras das duas unidades (Figuras 50, 51, 52, 53, 54, 63, 64, 65 e 66). Os eventos tectônicos, ainda que com direções superpostas, puderam ser individualizados temporalmente através do uso da curvatura em perfil ou segunda derivada de espessura e dos mapas de superfície anisotrópica das variáveis de cada uma das unidades geradoras e reservatórias. As falhas NW no mapa de primeira derivada de espessura do Woodford mostram que este foi o principal caminho da primeira migração de óleo/gás/água para os reservatórios. A persistência e extensão das falhas de direção NW em relação às de direção NE, desenhadas sobre as anomalias da segunda derivada de espessura no topo da unidade Woodford, confirmam o caminho de migração para o gás.

O mapa de contorno estrutural do topo da unidade Montoya indica NW para o alto estrutural, direção esta que é coincidente com o eixo deposicional da Bacia Tobosa. Esta direção neoproterozóica esteve presente em toda a história evolutiva da área de Elsinore desde o tempo da fragmentação do supercontinente, separando a Placa Norte-Americana da Placa Sul-Americana-Africana (~850 Ma) até o recente. Todos os mapas combinados mostram que esta direção está intimamente relacionada com a história de mobilidade dos hidrocarbonetos; NW foi o principal meio de migração.

A direção EW mostrada na unidade geradora Woodford (Figura 56) indica que o evento Marathon foi o fornecedor de calor para o craqueamento do óleo para gás, além de promover uma segunda geração de gás e desta maneira reformar o reservatório composto por óleo/gás e gerar mais gás conforme mostrado nos poços com produção acima de 10 BCF do bloco alto na Figura 68.

A combinação das probabilidades indicou a unidade Thirtyone como das melhores unidades reservatórias da área. Ainda que não se fornecessem ao programa dados específicos de produção desta unidade, o mapa de contorno estrutural do Thirtyone sobreposto à produção dos poços veio a confirmar esta afirmação de melhor unidade reservatória.

Os dados dos poços produtivos indicam que a maioria dos poços com produção superior a 12 BCF está nos altos estruturais da unidade Thirtyone, assim pode-se afirmar que o alto estrutural foi preponderante em relação à espessura e porosidade deste reservatório.

Os mapas de espessura krigados confirmaram a presença de falhas mesmo com pequenos rejeitos e zonas de fratura associadas e os dobramentos pela repetição orientada de espessamentos e adelgaçamentos nos topos das formações dados pelos mapas de curvatura. Estes tipos de mapa foram muito úteis para determinação da idade e da disposição espacial de estruturas e auxiliaram grandemente na reconstituição dos eventos tectônicos que atuaram na geração do gás, na determinação das estruturas de primeira e segunda migração dos hidrocarbonetos, dos trapas, e na abertura do reservatório com possível perda de gás do campo de Elsinore. A investigação das mesmas estruturas por outros meios poderia levar a interpretações subjetivas.

A pressão inicial dos poços sugere que a história evolutiva dos melhores reservatórios de Elsinore estaria atualmente na Fase IV apresentando fuga de gás (Figura 71), o que leva a crer que parte do gás esteja indo para os reservatórios permianos (Wolfcamp), que por sua vez apresentam baixíssima pressão inicial, 2.169 psi ou 0.13 psi/ft.

Na fase em que Elsinore se encontra há uma continua perda de gás diferenciada de um ponto a outro; os reservatórios apresentam perda, seja por pressão capilar sobre os selos e a saída do gás permite a entrada de água no sistema, ou seja por fraturas localizadas. Atualmente os poços de Elsinore apresentam em torno de 40% de água. A despressurização completa destes poços, acompanhada da fuga do gás, pode resultar em reservatórios repletos de água. A pressão no campo de gás Elsinore mostra que no geral está havendo despressurização dos reservatórios principalmente pelo volume de água e perda de pressão.

A partir do estudo do campo de gás Elsinore foi possível definir os parâmetros para um modelo genético de um CGNCi que envolve inúmeros fatores numa combinação de elementos e processos que podem ser classificados em ciclos de pressão desde a geração até a conservação ou perda do gás no reservatório (Figura 71).

Na primeira fase, a pressão do reservatório é a pressão da água existente no mesmo, ou seja, a pressão de fluidos é devida à água existente no reservatório.

A segunda fase inicia-se com a geração, expulsão, migração e trapeamento do composto óleo/gás/água. A migração ocorre seguida à geração; sob pressão,o composto óleo/gás/água migra através de falhas para os reservatórios de baixa porosidade (<13%) e baixa permeabilidade (<0.1 md). O elemento principal que caracteriza o campo de gás de Elsinore como CGNCi é a rocha-fonte que origina o gás com matéria orgânica do tipo II.

A água foi expulsa dos reservatórios para as rochas no seu entorno por pressão da entrada de óleo/gás e água superpressurizados. O conjunto água intersticial e rocha, nas circunvizinhanças do reservatório, acabou por formar excelente selo, composto por rocha e água capilar.

Posteriormente, durante o evento Marathon, no Permiano, os reservatórios foram submetidos a condições de temperaturas altas, tanto por soterramento como por eventos tectônicos, revelados por um nível de maturidade termal (Ro=1.35%) suficiente para que o óleo tenha se transformado em gás, além de gerar um novo aporte de gás a partir de matéria orgânica do tipo II de geradoras como Woodford e Barnett. Esta é uma importante reforma do depósito e que muda significativamente as condições de pressão do reservatório.

A pressão do gás gerada pela transformação do óleo, com expansão volumétrica em condições normais de pressão e temperatura de até 3.000 vezes, foi tal que forçou a saída da água do reservatório, que até então estava presente junto com o óleo formando os reservatórios superpressurizados que apresentam apenas gás. A preservação dos reservatórios superpressurizados depende grandemente dos elementos selantes de topo e laterais, e das características litológicas e estrutarais destes elementos.

A terceira fase foi de despressurização do reservatório, ocorrida no pós-Permiano, quando foi submetido a condições de soerguimento, de erosão acentuada da carga sobre o reservatório, de perda de calor e de parcial rompimento dos selos por eventos sísmicos, com conseqüente perda de gás. Nesta fase, além da perda de gás também ocorreu entrada de água externa no reservatório concomitante com a saída de gás.

A quarta fase foi de despressurização do reservatório quando ocorreu uma segunda migração do gás para reservatórios sobrepostos aos primeiros como resultado da despressurização dos reservatórios primários. Esta fase, de contínua despressurização do reservatório, com perda de gás e concomitante entrada de água no sistema, é a fase em que se encontra o campo de gás Elsinore desde o Terciário.

O caso de Elsinore, pelo grande volume de CO_2, auxilia a recontar a história termogênica do reservatório como um CGNi e o CO_2 pode ser um rastreador em casos de reservatórios carbonáticos ou com entorno de volume considerável de carbonatos e que tenham passado por pelo menos dois eventos termogênicos em condições de catagênese.

11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AAPG Explorer, July 1996, Geoestatistics Add up on Bottom Line, by K. Shirley, 40 p.

Agterberg, F. P., 1989, Systematic approach to dealing with uncertainty of geosciences information in mineral exploration. In *APCOM Symposium* 21. Las Vegas. Proceedings, p. 165-178.

Artur, P. C., 1998, *Paleolineamentos na Bacia do Paraná: favorabilidade para acumulações de petróleo.* Setor de Ciências da Terra, UFPR, Curitiba, Dissertação de Mestrado, 202 p.

Barker, C. E., 1990, Calculated volume and pressure change during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs: AAPG Bulletin, v. 74, p. 1254-1261.

Barker, C. E., and Halley, R. B., 1996, Fluid inclusion, stable isotope, and vitrinite reflectance evidence for the thermal history of the Bone Spring Limestone, southern Guadalupe Mountains, Texas; *in* Gautier, D. L. (ed.), Roles of organic matter in sediment diagenesis: Soc. Econ. Paleontol. Mineral, Publ. 38, p. 189-203.

Borger, R. L., 1990, Landsat 5 thematic mapper image of the Marathon Mountains; *in* Laroche, T. M., and Higgins, Lee (eds.), Marathon Thrust Belt: structure, stratigraphy, and hidrocarbon potential: West Texas Geol. Soc. and Permian B. Section-Society for Sedimentary Geology, Guidebook, p. 145-147.

Copeland, P., James, E. W., and Henry, C., 1995, Early Basin and Range development in Trans-Pecos Texas – age and chemistry of the rim rock dikes. Geol. Soc. America, v.27, n. 6, p. 284.

Curtis, J. B., 2002, Fractured shale-gas systems. AAPG Bulletin, v. 86, nº11, p. 1921-1938.

Decker, G. M., 1981, A surface and subsurface study along the northwest margin of the Val Verde, Pecos, Terrel, and Brewster Counties, Texas. MS Thesis, El Paso University of Texas, 80 p.

Delhomme, A. E. K. and Giannesini, J. F., 1979, New Reservoir Description Techniques improve Simulation Results in Hassi-Messaoud Field, Algeria, SPE 8435, p. 15-74.

Demaison, G.,1984, The generative basin concept, *in* G. Demaison and R. J. Murris, eds., Petroleum geochemistry and basin evaluation: AAPG Memoir 35, p. 1-14.

Deutsch, C. V., and Journel, A. G., 1992, GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide, New York, Oxford University press, 340 p.

Deutsch, C., 1992, Annealing Techniques Applied to Reservoir Modelling and the Integration of Geological and Engineering Data, PhD Thesis, Stanford University, Stanford, California, p. 20-75.

Dickerson, P.W., 1980, Structural zones transecting the southern Rio Grande Rift – preliminary observations; *in* Guidebook, 31st Field Conf., p. 63-70.

Dickerson, P.W., 1985, Evidence for Late Cretaceous-early Terciary transpression in Trans-Pecos Texas and adjacent Mexico; *in* Dickerson P. W. and Muehlberger, W. R. (eds.), Structure and tectonics of Trans-Pecos Texas, West Texas Geol. Soc., Guidebook Publ., p. 185-194.

Dickinson, W. R. 1981, Plate tectonic evolution of the southern Cordillera; *in* Dickinson, W. R. and Payne, W. D. (eds.), Relations of tectonics to ore deposits in southern Cordillera: Arizona Geol. Soc. Digest, v. 14, p. 113-135.

Dow, W. G., 1974, Application of oil correlation and source rock data to exploration in Williston basin: AAPG Bulletin, v. 58, n. 7, p. 1253-1262.

Dubrule, O., 1989, A Review of Stochastic Models for Petroleum Reservoirs, in Geostatistics, Amstrong ed, Kluwer publishers, p. 493-506.

Dubrule, O., 1998, Geoestatistics in Petroleum Geology, *in* AAPG Continuing Education Course Note Series #38, AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA.

Dutton, S. P., S. J. Clift, D. S. Hamilton, H. S. Hamlin, T. F. Hentz, W. E. Howard, M. S. Akhter, and S. E. Laubach, 1993, Major low-permeability sandstone reservoirs in the continental United States: Texas Bureau of Economic Geology Report of Investigations 211-221 p.

Dyman, T. S., D. D. Rice, and P. A. Westcott, eds., 1997, Geologic controls of deep natural gas resources in the United States: U. S. Geological Survey Bulletin 2146, 239 p.

Elston, W. E. 1984, Subduction of young oceanic lithosphere and extensional orogeny in southwestern North America during mid Tertiary time: Tectonics, v. 3, nº 2, p. 229-250.

Ewing T. E., 1993, Erosional margins and patterns of subsidence in the Late Paleozoic West Texas Basin and New Mexico; *in* Love, *et al.* (eds), Carlsbad region, New Mexico and West Texas: New Mexico Geol. Soc., Guidebook, 44th Ann. Field Conf., p. 115-166.

Finley, R. J., 1984, Geology and engineering characteristics of selected low-permeability gas sandstones: a national survey: Texas Bureau of Economic Geology Report of Investigations 138, 220 p.

Font, R. G., 1985, Late Paleozoic structural patterns of the Delaware Basin, West Texas and southeastern New Mexico; *in* Dickerson, P. W. and Muehlberger, W. R. (eds.), Struct. and tectonics of Trans-Pecos Texas: West Texas Geol. Soc., Guidebook Publ. 85-81, p.77-79.

Gardiner, W. B., 1990, Fault fabric and structural subprovinces of the Central Basin Platform – a model for strike-slip movement; *in* Flis, J. E. and Price, R. C. (eds.), Permian Basin oil and gas fields – innovate ideas in exploration and development: West Texas Geol. Soc., Publ. 90-87, p. 17-27.

Geology, of Texas, 1992, Texas Geologic Map, Bureau of Economic geology. The University of Texas, Austin, Texas.

Goovaerts, P., 1997, Geoestatistics for Natural Resources Evaluation. Oxford University Press, p. 285-297.

Haldorsen, H. H. and Damsleth, E., 1990, Stochastic Modelling, Journal of Petroleum Technology, April 1990, p. 404-412.

Haldorsen, H. H. and MacDonald, C. J., 1987, Stochastic Modelling of Underground Reservoir Facies, SPE 16751.

Haldorsen, H. H., 1983, Reservoir Characterization Procedures for Numerical Simulation, PhD Thesis, 103 p.

Henry C. D. and McDowell, F. W. 1986, Geocronology of magmatism in the Tertiary volcanic field, Trans-Pecos Texas; *in* Price , J. G. *et al.* (eds.), Igneous geology of Trans-Pecos Texas: Bur. Econ. Geol., Univ. Texas Austin, Guidebook 23, p. 99-122.

Henry, C. D., and Price, J. G., 1985, Summary of the tectonic development of Trans-Pecos Pecos Texas: Bur. Econ. Geol. Univ. Texas Austin, Miscellaneous Map 36; text to map, 8p.

Hentz, T. F., and Henry, C. D., 1989, Evaporite-hosted native sulfur in Trans-Pecos: relation to late-phase Basin and Range deformation: Geology, v.17, p. 400-403.

Hewett. T. A., 1986, Fractal Distributions of Reservoir Heterogeneity and Their Influence on Fluid Transport, SPE 15386.

Hills, C. A., 1985a, H_2S related porosity and sulfuric acid oil-field karst; *in* Budd, D. A., Saller, A. H. and Harris, P. M. (eds.), Unconformities in carbonate strata – their recognition and significance of associated porosity: Am. Assoc. Petroleum Geol., Mem. 61, Ch. 15, p. 301-306.

Hills, J. M. 1970, Late Paleozoic structural directions in southern Permian Basin, West Texas and southeastern New Mexico: Am. Assoc. Petroleum Geology, Bull., v. 54, no. 10, p. 1809-1827.

Hills, J. M., 1979b, General subsurface geology of southeastern New Mexico with special reference to its structural stability; *in* Scott, B. L., *et al.* (eds.), Pacific Northwest Lab. Rept. PNL-2851 for the Dept. of Energy, p. VIII-1 to VIII-9.

Hills, J. M., 1985b, Structural evolution of the Permian Basin of West Texas and New Mexico (abs.); *in* Dickerson, P. W. and Muehlberger, W. R. (eds.), Structure and tectonics of Trans-Pecos Texas: West Texas Geol. Soc., Guidebook Publ. 85-81, p. 89-99.

Horak, R. L., 1985b, Trans-Pecos tectonism and its effect on the Permian Basin; *in* Dickerson, P. W. and Muehlberger, W. R. (eds.), Structure and tectonics of Trans-Pecos, Texas: West Texas Geol. Soc., Guidebook Publi. 85-81, Marine Minerals, Short Course, p. 81-87.

Horak, R.L., 1975, Tectonic relationship of the Permian Basin to the Basin and Range Province; *in* Hills, J. M. (ed.), exploration from the mountains to the basin: Am. Assoc. Petroleum Geol., Southwest section-Soc. Paleontol. Mineral, Permian Basin section, El Paso Geol. Soc. Trans., p. 61-94.

Horsfield, B., and Rulkötter Jürgen, 1994, The petroleum system – from source to trap, The Am. Assoc. Petroleum Geol., AAPG Memoir 60, Ch. II, III, IV, p. 189-199.

Howard, K. A., Offield, T. W., and Wilshire, H. G., 1972, Structure of Sierra Madera, Texas, as a guide to central peaks of lunar craters: Geol. Soc. Am., Bull., v.83, p. 2795-2808.

Hunt, J. M., 1979, Petroleum Geochem. and Geology: San Francisco, W. H. Freeman, 617 p.

Isaaks, E., and Srivastava, R., 1989, An Introduction to applied Geoestatistics. Oxford University Press, New York, NY, p. 10-183.

Johnson, R. C., R. A. Crovelli, C. W. Spencer, and R. F. Mast, 1987, An assessment of in-place gas resources in low-permeability sandstones of the Upper Cretaceous Mesaverde Group, Piceance Basin, Colorado: U.S. Geological Survey Open-File Report, p. 87-357.

Johnson, R. C., R. A. Crovelli, T. M. Finn, 1999, An assessment of in-place gas resources in low-permeability basin-centered gas accumulation of the Big Horn basin, Wyoming and Montana: U.S. Geological Survey Open-File Report, 999-315A, 123 p.

Johnson, R. C., T. M. Finn, R. A. Crovelli, R. H. Balay, 1996, An assessment of in-place gas resources in low-permeability Upper Cretaceous and lower Tertiary sandstone reservoirs, Wind River basin, Wyoming: U. S Geological Survey Open-File Report, p. 96-264.

Journel, A. G., and Gomez-Hernandez, J. J., 1989, Stochastic Imaging of the Wilmington Clastic Sequence, SPE 19857.

Keith, S. B., 1978, Paleosubduction geometries inferred from Cretaceous and Tertiary tectonic patterns in southwestern North America: Geol. Soc. Digest, v. 6, p. 516-521.

Keith, S. B., 1982, Paleoconvergence rates determined from K_2O, SiO_2 ratios in magmatic rocks and their application to Cretaceous and Tertiary tectonic patterns in southwestern North American: Geol. Soc. Digest, v.16, p. 29-30.

Keller, G. R., Hills , J. M., and Djeddi, R., 1980, A regional geological and geophysical study of the Delaware Basin, New Mexico and West Texas; ; *in* Dickerson, P. W. and Hoffer, J. M. (eds.), Trans-Pecos Region: New Mexico Geol. Soc, Guidebook, 31st Field Conf., p. 105-111.

Kelley, S. A., Chapin, C. E., and Corrigan, J., 1992, Late Mesozoic to Cenozoic cooling histories of the flanks of the northern and central Rio Grande rift, Colorado and New Mexico: New Mexico Bur. Mines Mineral Resources, Bull. 145, 39 p.

King, P. B., 1948, Geology of the southern Guadalupe Mountains, Texas: U. S. Geol. Surv., Prof. Paper 215, 183 p.

Kyle, J. R., 1990b, Geologic history and mineral resources development of the northern Trans-Pecos region, Texas and New Mexico; *in* Kyle, J. R. (ed.), Industrial mineral resources of the Delaware Basin, Texas and New Mexico; *in* Kyle, J. R. (ed.), Industrial mineral resources of the Delaware Basin, Texas and New Mexico: Soc. Econ. Geol., Guidebook, v. 8, p. 84-96.

Landim, P.M.B., 1998, *Análise estatística de dados geológicos,* Fundação Editora da UNESP, 226 p.

Law, B. E. V., 2002, Basin-centered gas systems: AAPG Bulletin, v. 86, n. 11, p. 1891-1919.

Law, B. E. V., and Dickinson, W. W., 1985, A conceptual model for the origin of abnormally pressured gas accumulations in low-permeability reservoirs: AAPG Bulletin, v. 69, n. 11, p. 1295-1304.

Law, B. E., 1984, Relationships of source rocks, thermal maturity, and overpressuring to gas generation and occurrence in low-permeability Upper Cretaceous and lower Tertiary rocks, Greater Green River basin, Wyoming, Colorado, and Utah, *in* J. Woodward, F. F. Meissner, and J. L. Clayton, eds., Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region: Rocky Mountain Association of Geologists Guidebook, p. 469-490.

Law, B. E., and C. W. Spencer, 1993, Gas in tight reservoirs – and emerging source of energy, *in* D. G. Howell, ed., The future of energy gases: U. S Geological Survey Professional Paper 1570, p. 233-252.

Law, B. E., C. W. Spencer, and N. H. Bostick, 1979, Preliminary results of organic maturation, temperature, and pressure studies in the Pacific Creek area, Sublette County, Wyoming, *in* 5th Department of Energy symposium on enhanced oil and gas recovery and improved drilling methods, v. 3 – oil and gas recovery: Tulsa, Oklahoma, Petroleum Publishing, p. K-2/1-K-2/13.

Law, B. E., C. W. Spencer, and N. H. Bostick, 1980, Evaluation of organic maturation, subsurface temperature, and pressure with regard to gas generation in low-permeability Upper Cretaceous and lower Tertiary strata in the Pacific Creek area, Sublette County, Wyoming: Mountain Geologist, v. 17, nº 2, p. 23-35.

Lewan, 1993, Laboratory simulation of petroleum formation: hydrous pyrolysis, *in* M. H. Engel and S.A. Macko, eds., Organic Geochemistry: New York, Plenum Press, p. 419-442.

Luo, M., Baker, M. R., and LeMone, D. V., 1991, Generation and development of overpressure in War-Wink gas field, Delaware Basin, West Texas: Geol. Soc. Am. Rocky Mountain section-South Central section, Albuquerque, NM, 101 p.

Magoon, L. B., and Dow, W. G., 1994, The petroleum system – from source to trap, The Am. Assoc. Petroleum Geol., AAPG Memoir 60, Ch. II, III, IV, p. 93-323.

Mandelbrot, B., The Fractal Geometry of Nature, Freeman and Co., 1982, 92 p.

Mariotto, F.L., Yu, A.S.º, Mindrisz, M.M. e Miyake, M.Y., 1981 – Avaliação probabilística de hidrocarbonetos na Bacia do Paraná. Anais 3º Simp. Reg. Geologia, Soc. Bras. Geol.-NSP, Curitiba, p. 336-346.

Masters, J. A., 1979, Deep basin gas trap, western Canada: AAPG Bulletin, v. 63, p. 152-181.

Masters, J. A., 2000, A New Game: New Concepts are Needed for Onshore U.S. Exploration, *in* 2000 Basin-Centered Gas Symposium: Rocky Mountain Assoc. of Geologists, 11 p.

Matheron, G. F., “La théorie des variables régionalisées et ses applications,” Les Cahiers du Center de Morphologie Mathématique de Fontainebleau, Fascicule 5, École Supérieure des Mines de Paris, 1970.

McCain W. D., 1973, The properties of Petroleum Fluids, The Petroleum Publishing Company, p. 57.

McPeek, L. A., 1981, Eastern Green River basin-a developing giant gas supply from deep, overpressured Upper Cretaceous sandstones: AAPG Bulletin, v. 65, p. 1078-1098.

Meissner, F. F., 2000, Causes of anomalous deep basin fluid pressures in Rocky Mountain Basins and their relation to regional gas accumulation, *in* 2000 basin-centered gas symposium: Rocky Mountain Association of Geologists, 11 p.

Muehlberger, W. R., 1980, Texas Lineament revisited; *in* Dickerson P. W. and Hoffer, J. M. (eds.), Trans-Pecos region: New Mexico Geol. Soc. Guidebook, 31st Field Conf., p. 113-121.

Noble, P. 1990, Radiolarian Biostratigraphy: evidentce for an early Mississipian basin-wide hiatus at the Caballos-Tesnus Boundary, Marathon Basin, Texas. Marathon Thrust Belt: structure, stratigraphy, and hidrocarbon potential: West Texas Geol. Soc. and Permian B. Section-Society for Sedimentary Geology, Guidebook, p. 8-91.

North, R. M. and McLemore, V. T., 1988, A classification of the precious metal deposits of New Mexico; *in* Schafer. R. W. (eds.): Geological Soc. Nevada, Symp. Proc. Reno, NV, p. 625-659.

Omre, H., Tjelmeland, H., Hinderaker, Y, Q, L, 1993, Assessment of Uncertainty in the Production Characteristics of a Sandstone Reservoir, In Reservoir Characterization III, Penwell, Linville ed, p. 556-603.

Perrodon, A., and Masse, P., 1984, Subsidence, sedimentation and petroleum system: Journal of Petroleum Geology, v.7, n. 1, p. 5-26.

Peters K. E., Cassa M. Rose, 1994, The petroleum system – from source to trap, The Am. Assoc. Petroleum Geol., AAPG Memoir 60, Ch. V, p. 93-117.

Price, J. G., and Henry, C.D., 1985, Summary of Tertiary stress orientation and tectonic history of Trans-Pecos Texas; *in* Dickerson, P. W. and Muehlberger, W. R. (eds.), Structure and tectonics of Trans-Pecos Texas: West Texas Geol. Soc., Guidebook Publ., p. 149-151.

Purvis B. *et al.*, 1988a, From Karlsbad, New Mexico via White City and Pine Springs to west face overlook, Williams Ranch and Shumard Canyon, road log, second day; *in* Reid S. T., *et al.* (eds.), Guadalupe Mountains revisited, Texas and New Mexico: West Texas Geol. Soc., Publ. 88-84, p. 113-121.

Reed S., 1990, Structural geology and petroleum exploration of the Marathon Thrust Belt, West Texas; *in* Laroche, T. M., and Higgins, Lee (eds.), Marathon Thrust Belt: structure, stratigraphy, and hidrocarbon potential: West Texas Geol. Soc. and Permian B. Section-Society for Sedimentary Geology, Guidebook, p. 39-63.

Renard, D., 1990, Bluepack 3D and its Use in the Petroleum Industry, SPE 20352.

Richey, S. F., Wells, J. G., and Stephens, K. T., 1985. Geohydrology of the Delaware Basin and vicinity, Texas and New Mexico: Am. Journal Science, ser. 4, v. 29, p.325-337.

Robichaud *et al.*, 1990, The geology of the Marathon Uplift; *in* Laroche, T. M., and Higgins, Lee (eds.), Marathon Thrust Belt: structure, stratigraphy, and hidrocarbon potential: West Texas Geol. Soc. and Permian B. Section-Society for Sedimentary Geology, Guidebook, p. 27-38.

Roger, S. M., 2001. Deposition and diagenesis of Mississipian chat reservoirs, north, central Oklahoma. Am. Assoc. Petroleum Geology, Bull., v. 85, no. 1, p. 115-129.

Rose, P. R., J. R. Everett, and I. S. Merin, 1986, Potential basin-centered gas accumulation *in* Cretaceous Trinidad Sandstone, Raton basin, Colorado, *in* C. W. Spencer and R. F. Mast, eds., Geology of tight gas reservoirs: AAPG Studies in Geology 24, p. 111-128.

Ross, C. A., 1978a, Late Pennsylvanian and Early Permian sedimentary rocks and tectonic setting of the Marathon geosyncline; *in* Mazzullo, S. J., Tectonics and Paleozoic facies of the Marathon geosyncline, West Texas: Soc. Econ. Paleontol. Mineral., Permian Basin section, Publ. 78-17, p. 89-93.

Rostirolla, S. P.; Soares P.C.; Stevanato, R., 1996. Alguns aspectos da análise sistêmica aplicada à exploração: sistema petrolífero *versus* sistema formador de minério. *In:* Cong. Bras. Geol., 39. Salvador, 1996. *Anais*... Salvador, SBG.

Rostirolla, S., Soares, P.C., Chang, H. K., 1998, Baysean and multivariate methods applied to favorability quantification in Recôncavo Basin and Ribeira Belt, Brazil. Non Renewable Resources, Intern. Ass. Math. Geology 7 (1), p. 7-24.

Schmoker, J. W., 1996, Method for assessing continuous-type(unconventional) hydrocarbon accumulations, *in* D. L. Varnes, eds., 1995 national assessment of United States oil and gas resources-results, methodology, and supporting data: U. S. Geological Survey Digital Data Series DDS-30, Release 2, 1 CD-ROM.

Soares, P.C. & Perdoncini, L. C. 1998, Incerteza e combinação de evidências: a questão dos diamantes do rio Tibagi-PR. *Rev. Bras. Geoc*.(14p, 6Fig.s, 4 tabs., no prelo)

Soares, P.C. 1998. *Anafav:* Aplicativo para análise de favorabilidade pela regra de Bayes em ambiente georreferenciado. Programa em *Turbobasic*^{R} Disponível com o autor.

Soares, P.C. 2002. *Anfavin:* Aplicativo para análise de favorabilidade georreferenciada pela regra de Bayes num ambiente de incertezas. Programa em *Turbobasic*^{R}. Disponível com o autor.

Soares, P.C. Bartoziewsky, A. & Rostirolla, S. P. 1998. Avaliação de favorabilidade para depósitos de Au em rochas metamórficas no Cinturão Dom Feliciano, Santa Catarina. 40º Cong. Bras. Geol. Resumos, Soc. Bras. Geol., p. 374. Belo Horizonte.

Soares, P.C., 1997. *Belxyz:* Aplicativo para cálculo da função *belief* em sistema georreferenciado . Programa em *Turbobasic*^{R} Disponível com o autor.

Soares, P.C., 2000. Incertezas no raciocínio geológico. Bol. Paran. Geoc.

Soares, P.C.; Assine, M. L.; Rostirolla S. P.; Ferreira F. J. F.; Qintas, M.C.L. 1994. Ciclicity, episodicity and sequenciality during the evolution of the Parana intracratonic Basin, Brazil. *In*: International Sedimentological Congress, 14, Recife, Brazil, Abstracts vol., E-27-29.

Soares, Paulo C. [(1)] , Soares, Ana Paula [(2)], Fiori, Alberto Pio, 2002. *Raciocínio probabilístico aplicado à suscetibilidade de escorregamentos: um estudo de caso, em Campo Largo, Paraná, Brasil* – Bol. Par. Geoc. 51, p. 59-76

Spencer, C. W., 1985, Geologic aspects of tight gas reservoirs in the Rock Mountain region: Journal of Petroleum Geology, p. 1308-1314.

Spencer, C. W., 1989a, Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in western United States: AAPG Bulletin, v. 73, p. 612-629.

Spencer, C. W., A. Szalay, and E. Tatar, 1994, Abnormal pressure and hydrocarbon migration in the Bekes basin, *in* P. G. Teleki, R.E. Mattick and J. Kobai, eds., Basin analysis in petroleum exploration: Dordrecht, Netherlands, Kluwer Adademic Publishers, p. 201-219.

Spencer, C. W., and R. F. Mast, eds., 1986, Geology of tight gas reservoirs: AAPG Studies in Geology 24, 299 p.

Tissot, B. P., and D. H. Welte, 1984, Petroleum formation and occurrence, 2d rev. ed.: Berlin, Springer-Verlag, 699 p.

Vistelius, A. B., 1949. On the Question of the Mechanism of Formation of Strata: Dokl. Akad. Nauk SSSR, v. 65, n^{o} 2, p. 191-194.

Viveiras, J., ed., 1995, Earthquake strikes West Texas: West Texas Geological Society, Bull., v.34, nº 9, p.13.

Wilcox, R. E., 1989, Evidence for an early Cretaceous age for the Bissett Formation, western of Glass Mountain, Brewster and Pecos Counties, West Texas – implications for regional stratigraphy, paleogeography, and tectonics. MS Thesis, Sul Ross State Univ., 253 p.

Wilshire, H. G., 1972, Geology of the Sierra Madera cryptoexplosion structure, Pecos, County, Texas, U. S. Geol. Surv., p. 1- 42.

Wright, W. F., 1979, Petroleum geology of the Permian Basin; *in* Petroleum Frontiers, West Texas Geol. Soc., Publ. 11 nº 4, 72 p.