



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DINÂMICA DOS OCEANOS E DA TERRA

THAIS CANDIDO DA SILVA

**CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS E MODELO DEPOSICIONAL PARA
OS ESTÁGIOS TURBIDÍTICOS DA FORMAÇÃO MARACANGALHA,
CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO.**

NITERÓI

2021

THAIS CANDIDO DA SILVA

**CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS E MODELO DEPOSICIONAL PARA
OS ESTÁGIOS TURBIDÍTICOS DA FORMAÇÃO MARACANGALHA,
CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO.**

Dissertação apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Orientador:

Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

Coorientador:

Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Niterói

2021

THAIS CANDIDO DA SILVA

**CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS E MODELO DEPOSICIONAL PARA
OS ESTÁGIOS TURBIDÍTICOS DA FORMAÇÃO MARACANGALHA,
CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO.**

Dissertação apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Aprovada em 20 de agosto de 2021.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire – Orientador (GIECAR/DOT/UFF)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci - Coorientador (GIECAR/DOT/UFF)

Prof. Dr. André Luiz Ferrari (Lagemar/DOT/UFF)

Dr. Luciano Portugal Magnavita (Consultor Independente)

Dr. Roberto Salvador Francisco d'Ávila (Petrobras)

Ficha catalográfica automática - SDC/BIG
Gerada com informações fornecidas pelo autor

S586c Silva, Thais Candido da
Caracterização de reservatórios e modelo deposicional
para os estágios turbidíticos da Formação Maracangalha,
Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo. / Thais Candido da
Silva ; Antonio Fernando Menezes Freire, orientador ; Wagner
Moreira Lupinacci, coorientador. Niterói, 2021.
113 f.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2021.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2021.m.14698945720>

1. Bacia do Recôncavo. 2. Sistemas e Estágios
Turbidíticos. 3. Avaliação petrofísica. 4. Argilosidade.
5. Produção intelectual. I. Freire, Antonio Fernando
Menezes, orientador. II. Lupinacci, Wagner Moreira,
coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Instituto
de Geociências. IV. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por todas as realizações que aconteceram na minha vida e, em especial, a conclusão de mais uma etapa importante na minha carreira profissional.

Aos meus pais, por todo apoio emocional, financeiro e por serem exemplo de motivação e meus maiores incentivadores a concluir e dar continuidade nos meus estudos. E ao meu irmão por estar sempre disponível a me ajudar quando necessário.

Agradeço ao meu parceiro de vida Clayton Santos por estar sempre ao meu lado incentivando e apoiando minha trajetória durante toda graduação e mestrado.

Ao meu orientador Fernando Freire e coorientador Wagner Lupinacci, pelas oportunidades ao longo desses últimos anos, pela confiança, por todo esforço para termos acesso aos softwares do mercado, investimentos para a universidade através de projetos de P&D e por acreditarem no meu trabalho.

Agradeço imensamente a todos os membros que fizeram e fazem parte do projeto Caruaçu: Prof. Rodrigo Bijani, Gabriel Rocha, Carolina Ferreira, Yasmim Leone, Mario Ramos, Fernando Vizeu, Rodrigo Dutra, Leonardo Viana, Cirino, Igor Neves e Thais Sales. Vocês foram primordiais para a elaboração deste trabalho e sem dúvida a contribuição de cada um foi muito importante.

Agradeço aos meus amigos companheiros de trajetória acadêmica e também aos amigos que fiz ao longo da vida por todo apoio, felicidades e angústias compartilhadas.

Agradeço à PETROBRAS por conceder a bolsa de estudos e financiar o projeto Caruaçu e por investir no bem mais precioso que é a educação.

À Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis pelo fornecimento dos dados utilizados no trabalho.

À Loyd's Register pela disponibilidade da licença do software Interactive Petrophysics e também à Seequent pelo software Oasis Montaj.

E a todos os servidores da UFF pela colaboração dentro da nossa universidade. E especialmente ao Leonardo Carvalho e às secretárias Maristela e Larêssa.

RESUMO

A Bacia do Recôncavo possui uma extensão de aproximadamente 11.500 km², constituindo um segmento intracontinental de rifte abortado com arquitetura básica de semi-gráben. Durante o processo de formação da bacia, associada à fase rifte (Andares Rio da Serra e Aratu), os arenitos turbidíticos da Formação Maracangalha foram formados a partir da ocorrência de fluxos gravitacionais e correntes de turbidez, depositando os principais reservatórios do Membro Caruaçu, o qual pode ser subdividido em três sistemas turbidíticos (CR-1, CR-2 e CR-3). O presente trabalho sugere um fluxograma para estimar e avaliar propriedades petrofísicas, como argilosidade, porosidade, saturação de água e *netpay*, as quais serviram como dados de entrada para a geração de mapas de distribuição espacial para cada estágio turbidítico e, por conseguinte, sugere um modelo simplificado para a deposição dos referidos estágios. Além da obtenção das propriedades petrofísicas, os dados de perfis de poços possibilitaram a classificação das eletrofácies e também da razão reservatório/não reservatório. Apesar do sistema turbidítico CR-1 ter apresentado valores mais baixos de argilosidade, foi possível observar que o mesmo apresentou as razões reservatório/não reservatório mais baixas, além das menores espessuras porosas com óleo (hPhiSo). O sistema CR-2 apresentou os resultados mais satisfatórios em termos potencialmente econômicos, seguido do sistema CR-3. Os mapas de argilosidade e hPhiSo foram gerados através do método de interpolação Krigagem, sendo possível inferir sobre as características petrofísicas dos sistemas e estágios turbidíticos. Além disso, a partir dos mapas, também foi possível inferir um sentido de deposição predominante SW-NE para os fluxos turbidíticos iniciais que compõem o intervalo estratigráfico de estudo. Importante ressaltar que, através da interpolação dos dados de poços, também foi possível identificar possíveis feições de canais e lobos turbidíticos nos mapas gerados, posteriormente corroborados com dados sísmicos de outro estudo. Finalmente, esse trabalho pode auxiliar de maneira mais ampla no desenvolvimento de uma metodologia que auxilie no aumento do fator de recuperação do Campo de Massapê, assim como um maior entendimento acerca dos reservatórios da Fm. Maracangalha, através da caracterização de arenitos turbidíticos de baixa permeabilidade.

Palavras-chaves: Bacia do Recôncavo, Sistemas e Estágios Turbidíticos, Avaliação Petrofísica, Argilosidade.

ABSTRACT

The Recôncavo Basin has an extension of approximately 11,500 km², constituting an intracontinental segment of an aborted rift with basic half-graben architecture. During the basin formation process, which is associated with the rift phase (Rio da Serra and Aratu Stages), the Maracangalha Formation turbidite sandstones were formed by the occurrence of gravitational fluxes and turbidity currents. The deposits of the main reservoirs in the Caruaçu Member were generated through these processes and they can be subdivided into three turbiditic systems (CR-1, CR-2, and CR-3). This research suggests a flowchart to estimate and evaluate petrophysical properties, such as clay volume, porosity, water saturation, and netpay (effective hydrocarbon thickness), that will be used as input data for spatial distribution maps in each turbidite stage. After that, we propose a simplified model regarding the deposition of turbidite bodies. The well logs data were used to classify the electrofacies and the reservoir/non-reservoir ratio. Although the CR-1 turbidite system had lower clay volume values, it was possible to observe that it had the lowest reservoir/non-reservoir ratios, in addition to the smallest hydrocarbon thicknesses. On the other hand, the CR-2 represented the system with the most satisfactory results in economic terms, followed by the CR-3. The generation of the clay volume and hPhiSo maps were obtained through the Krigage interpolation method, making possible to infer the details about the turbidite systems and their stages as well as the deposition direction (SW-NE) of the turbidites. Although the study was only carried out at well scale, it was also possible to identify the same channel features and turbidite lobes with the seismic data. Therefore, this work is expected to enhance the knowledge about turbiditic reservoirs of the Massapê Field, developing a methodology that helps to increase the recovery factor, as well as a greater understanding of the reservoirs of the Maracangalha Formation, through the characterization of turbidite sandstones with low permeability.

Keywords: Recôncavo Basin, Turbidite Stages and Systems, Petrophysics Evaluation, Clay Volume.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Delimitação estrutural e localização da Bacia do Recôncavo. A região ao sul da Falha de Mata-Catu é denominada Compartimento Sul (Milhomem et al., 2003).	15
Figura 2: Seção Geológica Esquemática NW-SE da Bacia do Recôncavo (Milhomem et al., 2003).	16
Figura 3: Paleogeografia sin-rifte da Bacia do Recôncavo (Medeiros & Ponte, 1981 apud Magnavita et al., 2005).....	18
Figura 4: Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo (Silva et al., 2007).	19
Figura 5: Mapa de localização do ring-fence que contém o Campo de Massapê (ANP, 2015).	20
Figura 6: Histórico de produção do Campo de Massapê (ANP, 2015).	21
Figura 7: Afloramento dos membros Caruaçu (parte alaranjada superior) e Pitanga (parte inferior acinzentada). Cortesia: Fernando Freire.	22
Figura 8: Mapa estrutural do embasamento em tempo. Em branco observa-se o contorno destacando os diápiros de folhelhos (Modificado de Neves et al., 2019).	23
Figura 9: Visualização 3D do Membro Gomo evidenciando a presença da calha e dos diápiros de folhelho (Neves et al., 2019).....	23
Figura 10: Componentes de uma corrente de turbidez - cabeça, corpo e cauda, além da presença do fluxo laminar e turbulento (d'Ávila & Paim, 2003).....	24
Figura 11: Sequência de Bouma com os respectivos mecanismos de deposição (d'Ávila & Paim, 2003).....	25
Figura 12: Esquema ideal de padrão de deposição para uma corrente de turbidez (Mutti et al., 1999 apud d'Ávila & Paim, 2003).....	26
Figura 13: Eventos e hierarquia dos complexos turbidíticos (Modificado de Mutti & Normack, 1991).	27
Figura 14: Esquema representativo de zonas de invasão e de reboco em um poço (Modificado de Rider, 2002).	30
Figura 15: Comparação dos métodos de volume de argila (Saputra & Jakarta, 2008).	35
Figura 16: Ilustração esquemática dos intervalos de interesse num reservatório (Nery, 2013).	39
Figura 17: Relação entre as funções variograma e covariância (Yamamoto & Landim, 2013).	41

Figura 18: Elementos que compõem um variograma (Yamamoto, 2001).	42
Figura 19: Modelos de variograma: Esférico, Exponencial e Gaussiano (Yamamoto & Landim, 2013).	43
Figura 20: Para a estimativa de um ponto não amostrado se obtém a localização dos vizinhos mais próximos (Yamamoto & Landim, 2003).	45
Figura 21: Disposição dos poços utilizados neste trabalho (Modificado de ANP e Ferreira da Silva, 2020).	47
Figura 22: Fluxograma de trabalho adotado.	48
Figura 23: Janela de obtenção da curva de temperatura, à esquerda, a partir da entrada pontual da profundidade com sua respectiva temperatura em °F; à direita, através do gradiente de temperatura com uma profundidade de referência com sua respectiva temperatura.	50
Figura 24: Exemplo de layout adotado. Poço 7-MP-40D-BA (escala 1:4000).	51
Figura 25: Interpretação dos Sistemas e Estágios Turbidíticos (Freire et al., 2020).	53
Figura 26: Script desenvolvido para a criação do perfil DRDN.	55
Figura 27: Comparação dos métodos de volume de argila para o poço MP-22-BA (Escala 1:500).	57
Figura 28: Script utilizado para a correção dos resultados de argilosidade e porosidade.	59
Figura 29: Exemplo de ajuste do variograma.	60
Figura 30: Resultados obtidos para o poço 7-MP-40D-BA (escala 1:3500).	62
Figura 31: Gráfico contendo os resultados obtidos de argilosidade para cada sistema turbidítico. Em vermelho linha marcando o cutoff de 15%.	65
Figura 32: Gráfico contendo os resultados obtidos de hPhiSo para cada sistema turbidítico. Espessura porosa com óleo em metros.	67
Figura 33: Feição de canal de lobos identificada no mapa de argilosidade para o estágio turbidítico CR-3E. Notar que a região central do lobo (cores amarronzadas) possui menores valores de argilosidade em relação às bordas (cores esverdeadas). Valores em percentagem.	69
Figura 34: Exemplos de feições de canais e lobos turbidíticos interpretadas nos mapas dos estágios turbidíticos CR-3C, CR-2F e CR-1F. Notar que a região central dos lobos (cores amarronzadas) possui menores valores de argilosidade em relação às bordas (cores esverdeadas). Valores em percentagem.	70
Figura 35: Mapas de distribuição espacial de argilosidade para os sistemas turbidíticos CR-3, CR-2 e CR-1. Notar que a região central dos lobos (cores amarronzadas) possui menores valores de argilosidade em relação às bordas (cores esverdeadas). Valores em percentagem.	72

Figura 36: Mapa de argilosidade média para o sistema turbidítico CR-3 (esquerda). À direita, inversão Model-Based e timeslice a 1652 ms. Linha tracejada em rosa representando a inline A – A’; seta preta sugerindo o sentido de migração; linha tracejada preta ilustrando a profundidade da timeslice demonstrada e interpretação de lobos e canais em roxo (Modificado de Leone, 2020).	74
Figura 37: Mapa de argilosidade média para o sistema turbidítico CR-2 (esquerda). À direita, Inversão Model-Based e timeslice a 1560ms. Linha tracejada em rosa representando a inline A – A’; seta preta sugerindo o sentido de migração; linha tracejada preta ilustrando a profundidade da timeslice demonstrada e interpretação de lobos e canais em roxo (Modificado de Leone, 2020).	75
Figura 38: Mapa de argilosidade média para o sistema turbidítico CR-1 (esquerda). À direita, inversão Model-Based e timeslice a 1412ms. Linha tracejada em rosa representando a inline A – A’; seta preta sugerindo o sentido de migração; linha tracejada preta ilustrando a profundidade da timeslice demonstrada e interpretação de lobos e canais em roxo (Modificado de Leone, 2020).	76
Figura 39: Exemplos de mapas de hPhiSo para os sistemas turbidíticos CR-3C, CR-2F e CR-1F. Valores de espessura porosa com óleo em metros.....	78
Figura 40: Mapas de distribuição espacial de hPhiSo para os sistemas turbidíticos CR-3, CR-2 e CR-1. Valores de espessura porosa com óleo em metros.....	79
Figura 41: Modelo esquemático representando os fluxos de turbiditos que preencheram a calha para o sistema CR-3, onde cada mapa representa um estágio turbidítico, da base para o topo. Modelo digital dos diápiros modificado de Neves et al. (2019).....	81
Figura 42: Modelo esquemático representando os fluxos de turbiditos que preencheram a calha para o sistema CR-2, onde cada mapa representa um estágio turbidítico, da base para o topo. Modelo digital dos diápiros modificado de Neves et al. (2019).....	82
Figura 43: Modelo esquemático representando os fluxos de turbiditos que preencheram a calha para o sistema CR-1, onde cada mapa representa um estágio turbidítico (CR-1L até CR-1G), da base para o topo. Modelo digital dos diápiros modificado de Neves et al. (2019).....	83
Figura 44: Modelo esquemático representando os fluxos de turbiditos que preencheram a calha para o sistema CR-1, onde cada mapa representa um estágio turbidítico (CR-1F até CR-1A), da base para o topo. Modelo digital dos diápiros modificado de Neves et al. (2019).....	84

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Valores de densidade para os diversos tipos de litologias e fluidos.....	37
Tabela 2: Tipos de rocha e seus respectivos fatores de compactação, cimentação e expoente de saturação.....	38
Tabela 3: Classificação dos Graus de aleatoriedade (Guerra, 1988).	44
Tabela 4: Tabela utilizada para auxiliar na escolha dos poços a serem utilizados neste trabalho.	49
Tabela 5: Valores de DRDN para as respectivas eletrofácies e códigos, atribuídos no software utilizado.....	55
Tabela 6: Resultados de argilosidade e hPhiSo para os sistemas turbidíticos CR-1, CR-2 e CR-3.	64
Tabela 7: Razão reservatório/não reservatório para cada sistema turbidítico (modificado de Ferreira da Silva, 2020).....	66

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1 Motivação	14
1.2 Objetivos	14
2 ÁREA DE ESTUDO	15
2.1 Bacia do Recôncavo	15
2.2 Campo de Massapê	20
2.3 Formação Maracangalha	21
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
3.1 Sistemas e Estágios Turbidíticos	24
3.2 Perfis de Poços	28
3.2.1 Raios Gama.....	28
3.2.2 Caliper e <i>Bit Size</i>	29
3.2.3 Indução.....	30
3.2.4 Densidade (RHOB).....	31
3.2.5 Neutrônico.....	32
3.2.6 Sônico.....	32
3.3 Cálculos Petrofísicos	33
3.3.1 Argilosidade.....	33
3.3.2 Porosidade.....	35
3.3.3 Saturação de Água.....	37
3.3.4 <i>Net Pay</i>	38
3.4 Análise Geoestatística	39
3.4.1 Variogramas.....	40
3.4.2 Krigagem.....	44
4 MATERIAIS E MÉTODOS	47
4.1 Carregamento dos poços e controle de qualidade	48
4.2 Padronização do <i>layout</i> dos poços	50
4.3 Interpretação dos Sistemas e Estágios Turbidíticos	52
4.4 Interpretação das Eletrofácies pelo DRDN	54
4.5 Reconhecimento das zonas de reservatório e não reservatório	55
4.6 Cálculos Petrofísicos	56
4.6.1 Argilosidade.....	56
4.6.2 Porosidade.....	56

4.6.3	Saturação de Água	58
4.6.4	<i>Netpay</i>	59
4.7	Geração de Mapas	59
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	61
5.1)	Perfis de Poços.....	61
5.2)	Mapas Petrofísicos	67
6	CONCLUSÃO.....	85
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	86
Apêndice 1 – Mapas de Argilosidade.....		91
Apêndice 2 – Mapas de hPhiSo.....		103

1. INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A Bacia do Recôncavo constitui uma das principais bacias petrolíferas brasileiras em volume de produção acumulada, sendo a pioneira a ser explorada a partir da década de 1940. Em meados de março de 2017 a produção diária de hidrocarbonetos foi da ordem de 33 mil barris de óleo e da ordem de 2.300 m³ de gás (ANP, 2015).

Sua importância, além do retorno econômico para o país, se dá pela sua contribuição em relação ao conhecimento geocientífico, por ter servido de base para a compreensão de outras bacias, sendo conhecida por ser uma bacia escola.

Apesar de seu declínio no ponto de vista exploratório, por já ter alcançado seu estágio de maturidade, o desenvolvimento de novas metodologias que visem dar maior robustez aos processos exploratórios e de desenvolvimento da produção, ainda é de extrema importância e pode ser estendido e aproveitado nas demais bacias brasileiras.

1.2 Objetivos

Os objetivos gerais podem abranger tanto a indústria, ampliando conhecimento acerca dos reservatórios turbidíticos de baixa permeabilidade da Formação Maracangalha, quanto na academia, desenvolvendo conhecimento através de novas metodologias que auxiliem no aumento do fator recuperação de campos maduros, como o de Massapê.

O presente trabalho tem como objetivo principal estimar e avaliar, a partir de perfis de poços, as propriedades petrofísicas dos reservatórios turbidíticos da Formação Maracangalha no campo de Massapê, localizado no Compartimento Sul da Bacia do Recôncavo (Figura 1). E também, a partir dessas propriedades petrofísicas (argilosidade, porosidade efetiva, saturação de água e *netpay*) gerar mapas de distribuição espacial dos estágios turbidíticos, de modo a melhorar a compreensão da extensão desses reservatórios, e, com isso, auxiliar na identificação das melhores fácies reservatório da Fm. Maracangalha, além de ampliar o conhecimento sobre os reservatórios turbidíticos, de uma maneira geral.

2 ÁREA DE ESTUDO

2.1 Bacia do Recôncavo

A Bacia do Recôncavo está localizada na região nordeste do Brasil, mais precisamente no estado da Bahia a qual possui aproximadamente 11.500 km² de extensão, consistindo em uma bacia *onshore*. Conforme apresentado na Figura 1, sua orientação segue uma tendência NE-SW, sendo limitada estruturalmente a norte e noroeste com a Bacia de Tucano, pelo Alto de Aporá; ao sul com a Bacia de Camamu, pelo sistema de falhas da Barra; a leste, pelo sistema de falhas de Salvador; e a oeste pela Falha de Maragóipe (Milhomem *et al.*, 2003).



Figura 1: Delimitação estrutural e localização da Bacia do Recôncavo. A região ao sul da Falha de Mata-Catu é denominada Compartimento Sul (Milhomem *et al.*, 2003).

A bacia do Recôncavo possui configuração estrutural associada aos esforços distensionais que resultaram na fragmentação do Supercontinente Gondwana durante o Eocretáceo, promovendo a abertura do Oceano Atlântico e, com isso, constitui um segmento intracontinental de rifte abortado, a qual possui uma arquitetura básica de semi-gráben com orientação NE-SW, com falha de borda a leste (Sistema de Falha de Salvador), como pode ser visto na Figura 2 (Milhomem *et al.*, 2003).

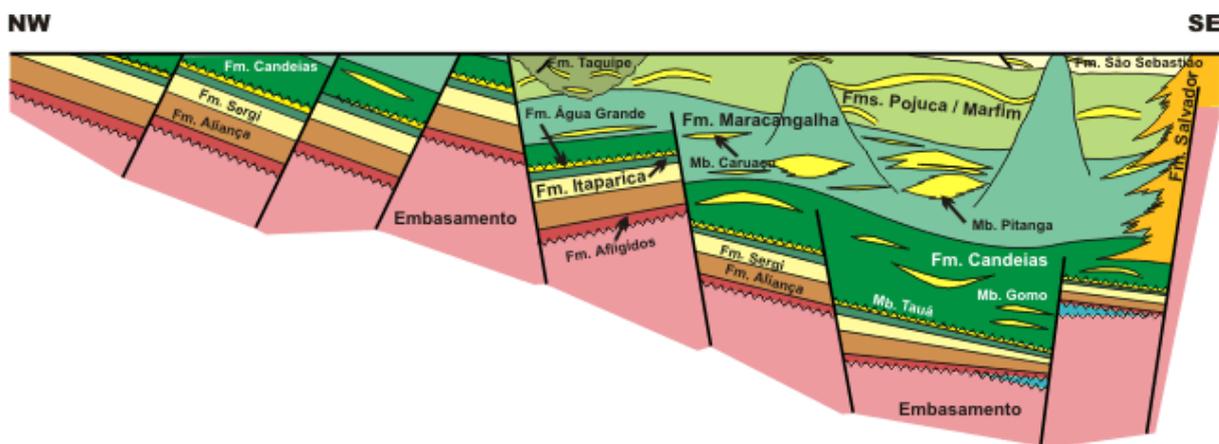


Figura 2: Seção Geológica Esquemática NW-SE da Bacia do Recôncavo (Milhomem *et al.*, 2003).

A formação da Bacia do Recôncavo está associada a cinco sequências deposicionais segundo Silva *et al.* (2007), classificadas em Sequência Permiana, Pré-Rifte, Sin-Rifte, Pós-Rifte e Sequência Neógena.

A Sequência Permiana está associada à fase de sinéclise da bacia, sendo composta pelos membros Pedrão e Cazumba, ambos da Formação Afligidos, depositados num contexto de bacia intracratônica, sob paleoclima árido. O Membro Pedrão é caracterizado por arenitos com feições de retrabalhamento por ondas, laminitos algais e evaporitos, principalmente a anidrita. Além disso, sua idade se correlaciona com o Membro Ingá da Formação Santa Brígida (Sub-bacia do Tucano Norte) e com as formações Aracaré (Bacia de Sergipe-Alagoas) e Pedra de Fogo (Bacia do Parnaíba). Já o Membro Cazumba é caracterizado, predominantemente, por pelitos e lamitos vermelhos lacustres, com nódulos de anidrita na base da seção. A sua idade é objeto de discussão, devido à pobreza de conteúdo fossilífero (Milhomem *et al.*, 2003).

A Supersequência Pré-rifte está associada ao estágio inicial de flexura da crosta, que ocorreu em resposta aos esforços distensionais formadores do sistema de riftes do Eocretáceo. A esta fase estão associados três ciclos flúvio-eólicos correspondentes ao Membro Boipeba da Formação Aliança e às formações Sergi e Água Grande. Estes ciclos são separados por

transgressões lacustres de sedimentação predominantemente pelítica, referentes ao Membro Capianga da Formação Aliança e sedimentos da Formação Itaparica.

A fase que se iniciou com o aumento da taxa de subsidência e com uma brusca mudança de clima é denominada Supersequência Rifte, quando ocorreu novamente um ambiente de sistema lacustre, anóxico e inicialmente raso, com a deposição de sedimentação do Membro Tauá da Formação Candeias (Eo-Berriasiano) que marca a base dessa sequência, a qual tem associada ao seu término uma intensa fase de tafrogenia.

O processo de tafrogênese que possibilitou a formação de lagos profundos, permitiu a deposição de sedimentos argilosos como folhelhos, além de calcilitos e arenitos turbidíticos, os quais compõem o Membro Gomo da Formação Candeias. Nas áreas mais subsidentes, houve a ocorrência de frequentes correntes de turbidez, provenientes de NW, responsáveis por depositar arenitos turbidíticos intercalados na seção pelítica (Silva *et al.*, 2007).

Conforme foi ocorrendo a ampliação e o aprofundamento da bacia, com a redução da intensidade tectônica e o incremento sedimentar, houve uma redução nos gradientes deposicionais, possibilitando ainda a ocorrência de fluxos gravitacionais e de correntes de turbidez (Figura 3), representados pelos arenitos turbidíticos da Formação Maracangalha - Membros Pitanga e Caruaçu (Prates & Fernandez, 2015). Na mesma época, associada à volumosa sedimentação clástica grosseira nas depressões, houve o início do processo de argilocinese, que perduraria até o Andar Buracica (Barremiano) (Silva *et al.*, 2007).

Do final do Andar Rio da Serra até meados do Andar Aratu (Hauteriviano), a bacia passou por uma fase de quiescência tectônica e subsidência pouco acentuada. A Formação Marfim, foi depositada sobre sedimentação lacustre, e à qual está associada a progradação de um sistema flúvio-deltaico, sobreposto pelo sistema deltaico da Formação Pojuca.

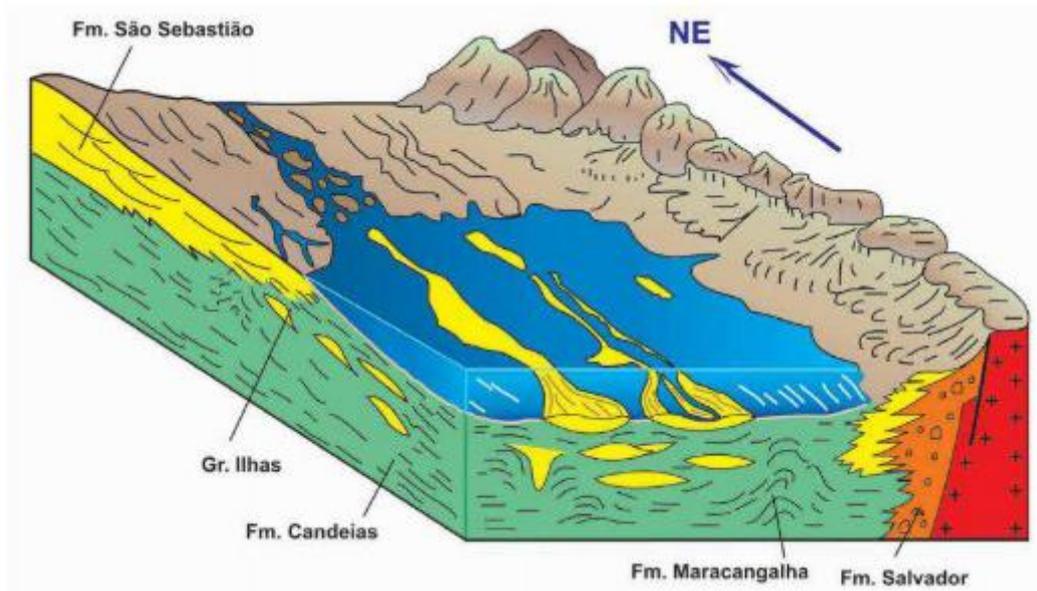
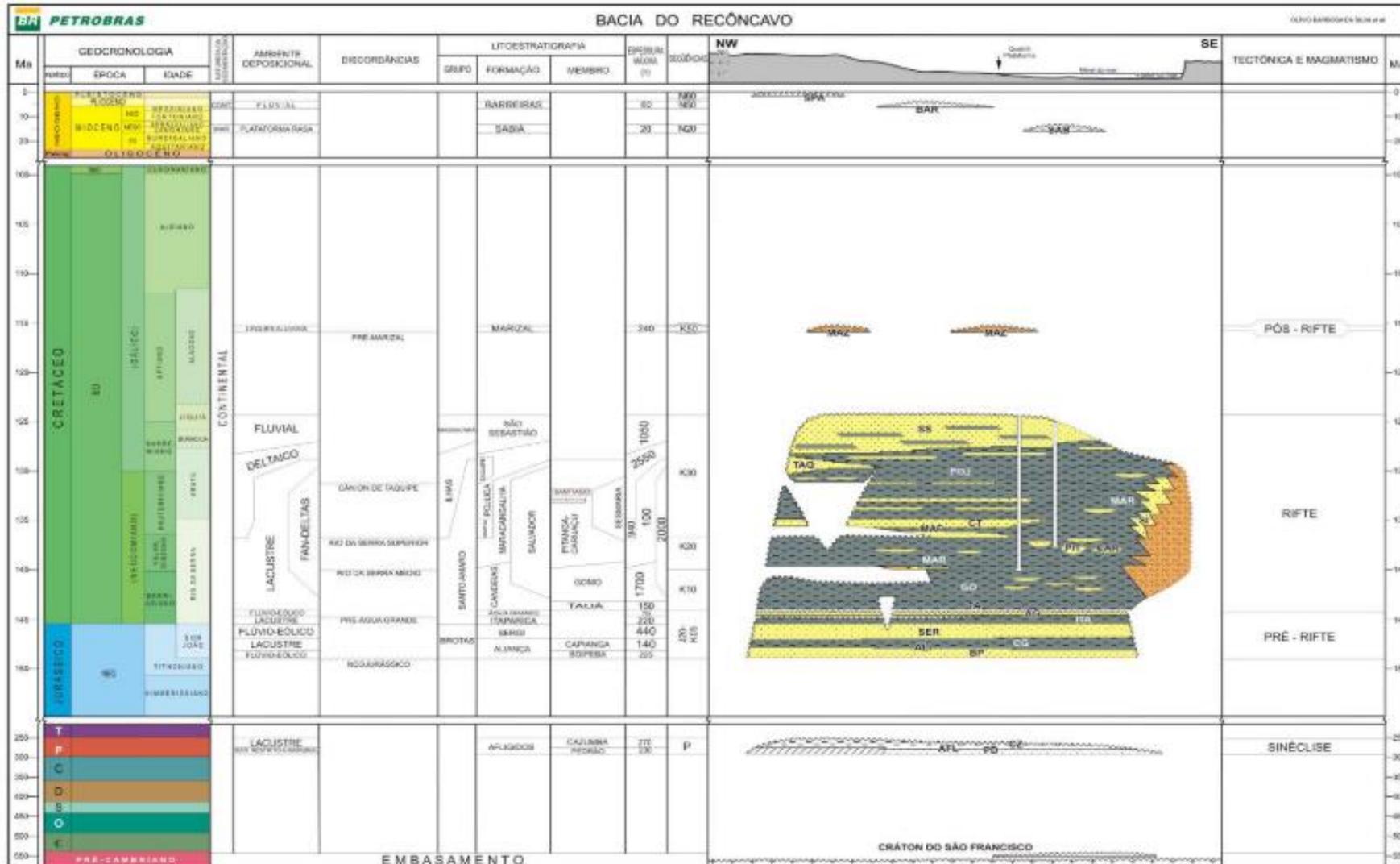


Figura 3: Paleogeografia sin-rifte da Bacia do Recôncavo (Medeiros & Ponte, 1981 apud Magnavita *et al.*, 2005).

A fase final de assoreamento da bacia ocorreu nos andares Buracica e Jiquiá (Barremiano), marcada pela sedimentação fluvial da Formação São Sebastião. Ao longo de toda a fase rifte foram depositados leques aluviais sintectônicos (Formação Salvador) junto ao sistema de falhas da borda leste, intercalando aos demais sedimentos (Prates & Fernandez, 2015).

A Sequência Pós-rifte é representada pela Formação Marizal de idade Neo-Alagoas (Neo-Aptiano) depositada em ambiente de leque aluvial, composta por conglomerados, arenitos, folhelhos e calcários. Esses sistemas aluviais foram formados já em contexto de uma subsidência termal, com a fase pós-rifte em discordância às seções estruturadas, associadas à fase rifte (Silva *et al.*, 2007).

A última sequência é a do Neógeno, composta pela Formação Sabiá e pelo Grupo Barreiras. A Formação Sabiá está associada ao ambiente plataformal raso constituído por folhelhos cinza esverdeados e calcários impuros, onde sua deposição está associada à transgressão marinha de idade miocênica (Petri, 1972). Já ao Grupo Barreiras estão associados sistemas de leques aluviais, datados do plioceno (Silva *et al.*, 2007). A Figura 4 mostra a Carta Estratigráfica da bacia do Recôncavo (Silva *et al.*, 2007).



2.2 Campo de Massapê

O campo de Massapê possui uma área de aproximadamente 23,96 km² e foi descoberto em 1964. A previsão inicial de término da produção era para 2025, estando localizado no município de São Sebastião do Passé, estado da Bahia. Ao todo são 55 poços perfurados, sendo desses 27 produtores (ANP, 2017).

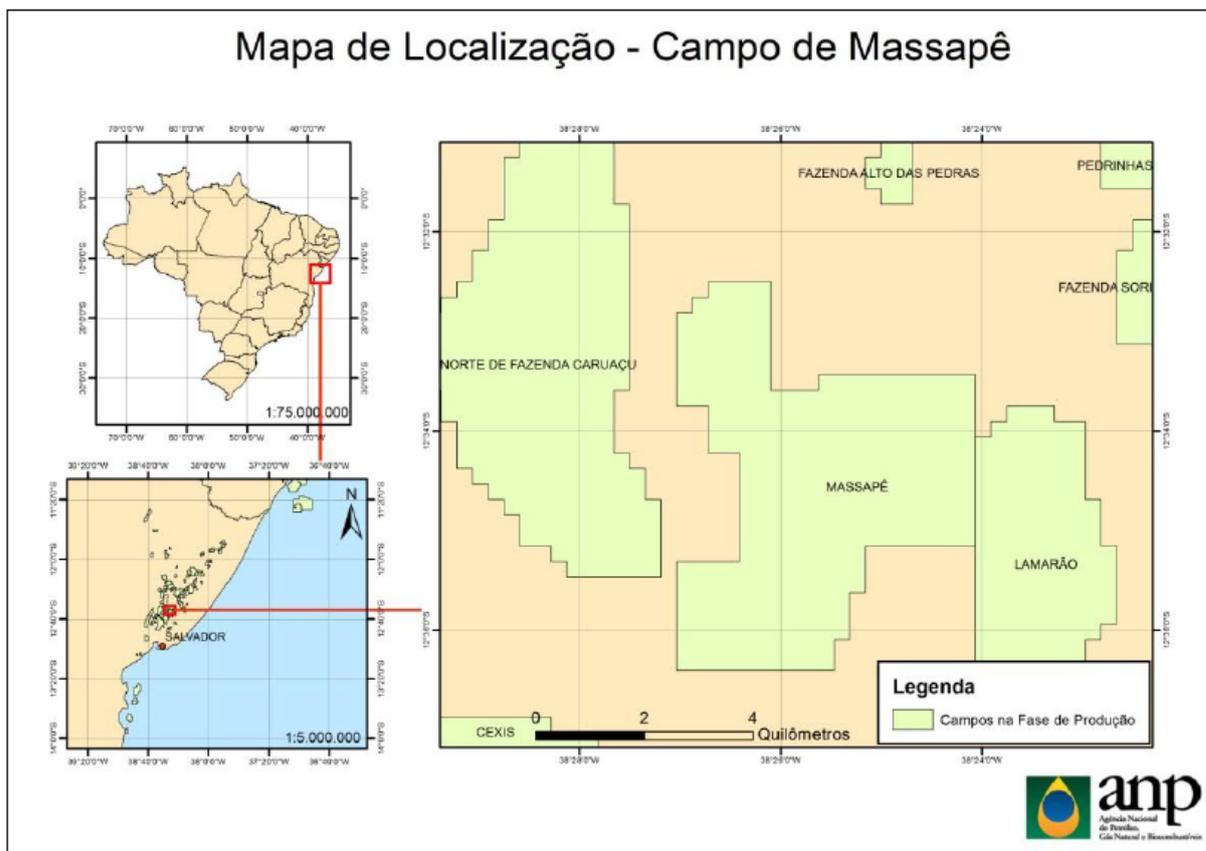


Figura 5: Mapa de localização do ring-fence que contém o Campo de Massapê (ANP, 2015).

Conforme pode ser observado na Figura 6, o histórico de produção do campo de Massapê apresenta um pico inicial de produção em 1965, logo após a sua descoberta. Passados cerca de 40 anos, um segundo boom de produção foi observado, a partir de 2004, tanto para óleo quanto para gás. Esse aumento de produção pode ser atribuído ao avanço das tecnologias de exploração e produção ao longo dos anos, além de novas descobertas no campo. De acordo com dados fornecidos pela ANP (2015) o volume *in place* de óleo foi aproximadamente 29,41 milhões de m³ e 3.356,43 milhões de m³ de gás total.



Figura 6: Histórico de produção do Campo de Massapê (ANP, 2015).

2.3 Formação Maracangalha

A Formação Maracangalha é composta pelos membros Caruaçu e Pitanga (Figura 7), os quais já foram considerados pertencentes à Formação Marfim e à Formação Candeias, respectivamente (Viana *et al.*, 1971), formada sob contexto de ambiente turbidítico. A Fm. Maracangalha é constituída por folhelhos cinza-esverdeado e cinza escuro, os quais apresentam baixa resistividade em perfis elétricos, quando comparados aos folhelhos do Membro Gomo (Caixeta *et al.*, 1994).

O Membro Caruaçu é formado por camadas lenticulares de arenito fino e médio, com estratificações cruzadas e plano paralela, laminações por corrente e convolutas. Já o Membro Pitanga, o qual não será abordado neste trabalho, é constituído por arenitos muito finos, lamosos e maciços (Caixeta *et al.*, 1994).



Figura 7: Afloramento dos membros Caruaçu (parte alaranjada superior) e Pitanga (parte inferior acinzentada). Cortesia: Fernando Freire.

Os arenitos turbidíticos do Mb. Caruaçu podem estar associados aos diápiros de folhelho e à calha, que se estende pelos campos de Massapê, Cantagalo e Cexis. Existem diversas discussões acerca da formação dessas estruturas, porém o diapirismo se origina pela instabilidade gravitacional estando associada direta e indiretamente ao tectonismo. Segundo Magnavita *et al.* (2005) a formação desses diápiros de folhelhos, está associada ao peso dos sedimentos sobre os folhelhos da Fm. Maracangalha que, ao serem pressurizados, resultaram nessas estruturas, em geral relacionadas a falhas de crescimento.

Uma nova abordagem, a respeito da origem desses diápiros de folhelho, foi dada em Neves *et al.* (2019), o qual mapeou essas estruturas a partir da interpretação sísmica de dois volumes 3D PSTM, onde foi possível observar que os diápiros seguiam a mesma orientação estrutural das falhas que controlam o embasamento, NE-SW e N-S, levando a crer, que os alinhamentos dos diápiros podem estar associados ao tectonismo na formação e evolução dessas estruturas diapíricas (Figura 8). O soerguimento desses diápiros influenciaram na direção de deposição dos reservatórios turbidíticos da Fm. Maracangalha.

Na Figura 9, se tem a interpretação de Neves *et al.* (2019) que no volume sísmico que cobre os Campos de Massapê e Cantagalo, mapearam estruturas em domos variando em 120 ms (TWT) na porção mais rasa da parte ocidental do Campo de Massapê. Estruturalmente falando, foi possível observar também depressões mais acentuadas na parte central, por volta dos 1950 ms (TWT).

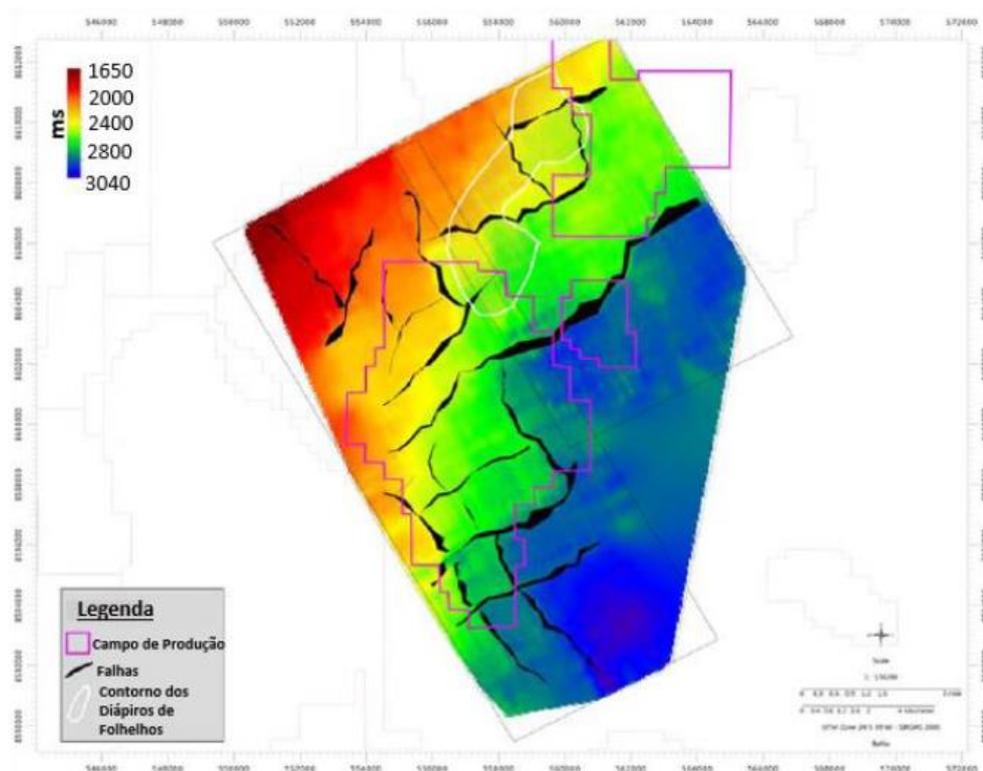


Figura 8: Mapa estrutural do embasamento em tempo. Em branco observa-se o contorno destacando os diápiros de folhelhos (Modificado de Neves *et al.*, 2019).

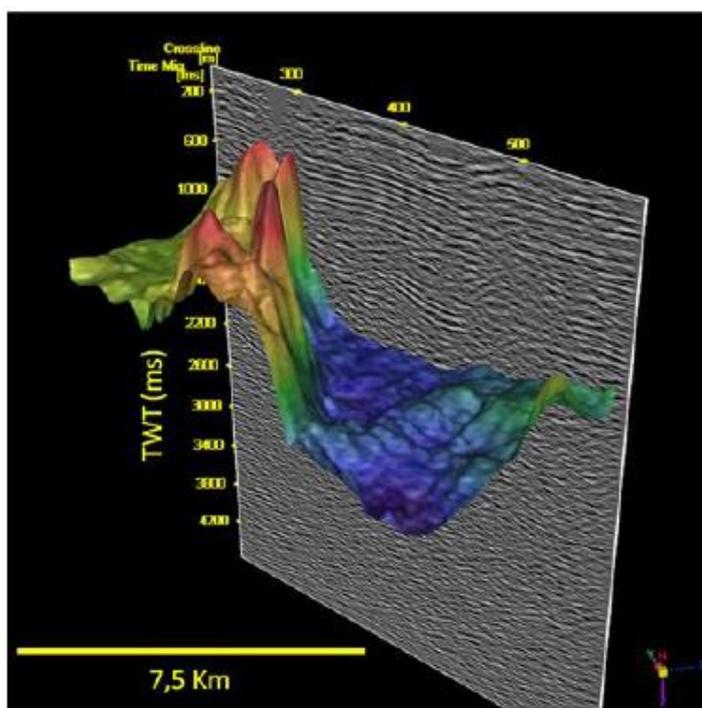


Figura 9: Visualização 3D do Membro Gomo evidenciando a presença da calha e dos diápiros de folhelho (Neves *et al.*, 2019).

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Sistemas e Estágios Turbidíticos

Os depósitos turbidíticos são formados a partir de mecanismos conhecidos por correntes de turbidez, que são fluxos bipartidos, compostos na base por um fluxo laminar e na parte superior por um fluxo turbulento de baixa densidade. O fluxo laminar é classificado como sendo um fluxo mais viscoso, ou de baixa velocidade, onde suas linhas tendem a fluir paralelamente ao sentido do fluxo (Figura 10). Já o turbulento possui um mecanismo mais complexo, de modo que suas linhas de fluxos tendem a fluir de maneira aleatória e variável ao longo do tempo, através de redemoinhos, sendo mais eficiente em transportar sedimentos finos.

As correntes de turbidez possuem associadas a elas um mecanismo disparador, podendo ser de curta duração, porém catastrófico, como ondas de tempestade, terremotos, falhamentos de sedimentos em taludes íngremes, ou de longa duração, como cheias fluviais. Os sedimentos mais finos possuem uma função importante nos fluxos turbidíticos, por servirem de “lubrificante” dos grãos na parte basal, permitindo o fluxo ter maior durabilidade, além de aumentarem a densidade da corrente e a turbulência da camada superior (d’Ávila & Paim, 2003).

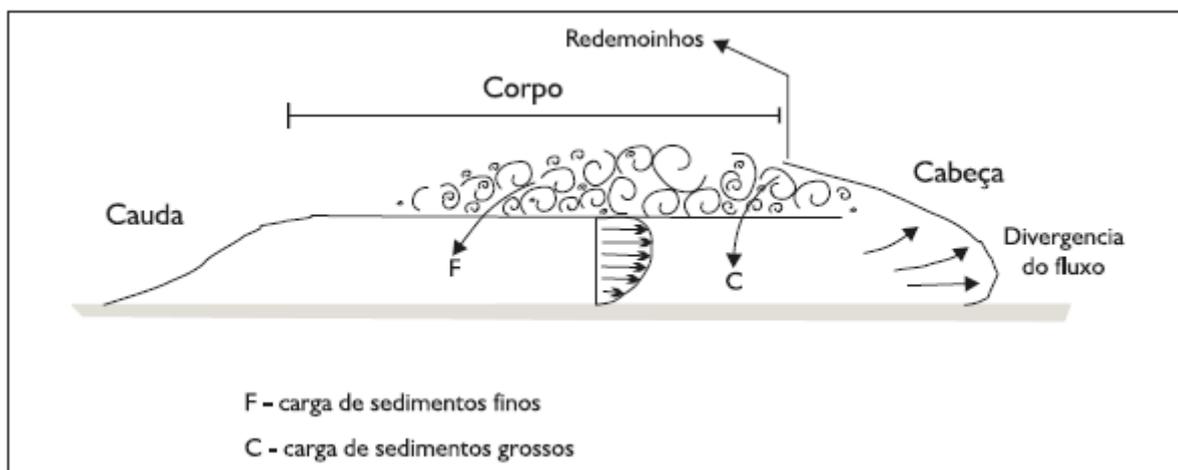


Figura 10: Componentes de uma corrente de turbidez - cabeça, corpo e cauda, além da presença do fluxo laminar e turbulento (d’Ávila & Paim, 2003).

Ainda de acordo com d’Ávila & Paim (2003), as correntes de turbidez, conforme pode ser visto na Figura 10, são compostas por três partes: a porção frontal, a mais espessa que o resto do fluxo, chamada de cabeça, constitui uma região de alta turbulência; a região central,

chamada de corpo, onde o fluxo é mais uniforme; e, por fim, a cauda, que é caracterizada por uma zona de rápido adelgaçamento do fluxo.

A Sequência de Bouma é resultante da diminuição de velocidade de uma corrente de turbidez, na parte distal do fluxo, onde ocorre a deposição dos sedimentos diretamente da suspensão, sendo uma classificação voltada para depósitos turbidíticos dada por Bouma (1962). Bouma (1962) observou que era possível identificar, em depósitos turbidíticos de gradação normal, uma camada mais maciça na base do depósito, seguida de arenitos com laminações plano-paralelas, além de *ripples* cavalgantes e camadas plano-paralelas, caracterizando sedimentos mais lamosos no topo. Essa classificação, dada pela sequência de Bouma, evidencia um modelo para os depósitos turbidíticos no qual é observado um comportamento granulodecrescente, juntamente com um afinamento das camadas da base para o topo (Figura 11).

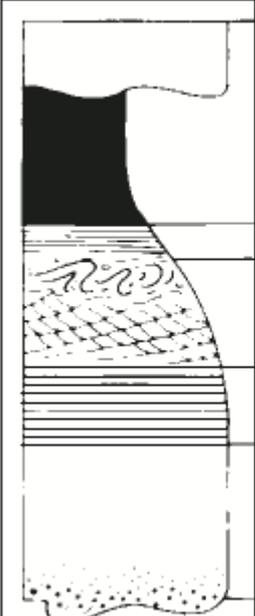
	ϕ	Divisões de Bouma (1962)	Interpretação atual Lowe (1982) e Mutti (1992)
	Lama	E - Lama homogênea ou laminada	Corrente de turbidez de baixa densidade desacelerante: decantação pelágica / hemipelágica
	Silte	D - Lama / silte laminado	Tração + decantação
	Areia	C - <i>Ripples</i> cavalgantes, lâminas onduladas ou convolutas	- sob regime de fluxo inferior
	Areia grossa	B - Laminação plano-paralela	- sob regime de fluxo superior
		A - Areia a grânulos gradada ou maciça	Corrente de turbidez de alta densidade desacelerante: deposição <i>en masse</i> dos grãos (<i>frictional freezing</i>)

Figura 11: Sequência de Bouma com os respectivos mecanismos de deposição (d'Ávila & Paim, 2003).

De acordo com os trabalhos de Mutti (1992) e Mutti *et al.* (1999) foi aplicado o conceito de trato de fácies que mostra a relação de diferentes fácies no espaço, de modo a representar a segregação de texturas no processo de deslocamento dos fluxos gravitacionais para a bacia. O objetivo deste conceito foi criar um arcabouço genético de fácies turbidíticas, de modo a mostrar as diferentes fácies, as quais compõem um mesmo trato e que estão geneticamente relacionadas, de modo que o fluxo proveniente das correntes de turbidez tem a capacidade de se reajustar e se transformar.

De acordo com esses autores foram adotadas algumas premissas e uma delas é de grande importância no desenvolvimento das fácies, o chamado salto hidráulico, responsável por restabelecer o fluxo na passagem de trechos confinados para trechos não confinados. Além disso, separa a zona de transferência (cânions ou canais) da zona de deposição (lobos turbidíticos) (Figura 12). Essa região onde ocorre a brusca passagem é conhecida por transição canal-lobo.

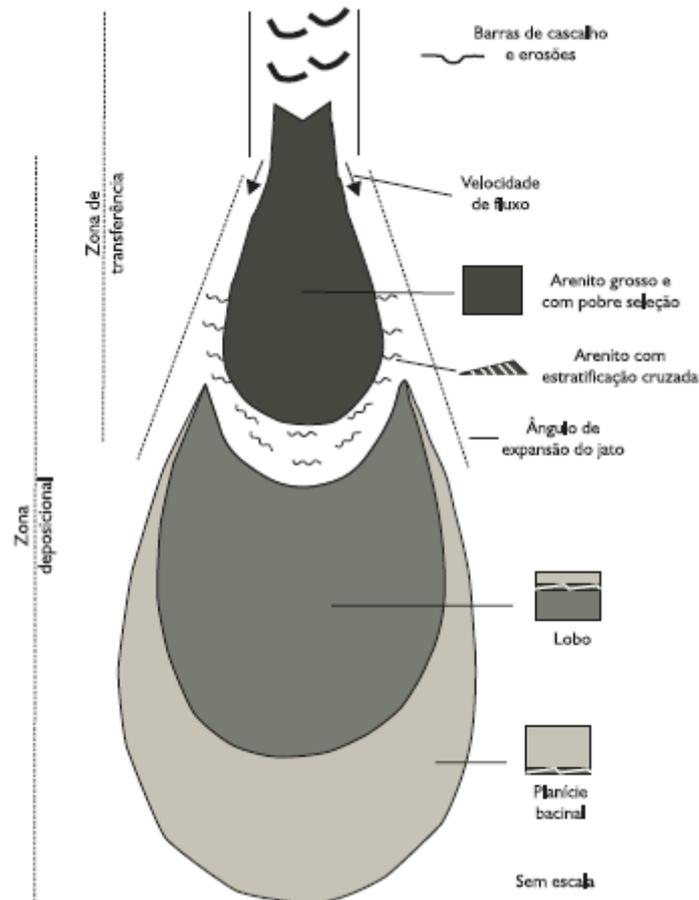


Figura 12: Esquema ideal de padrão de deposição para uma corrente de turbidez (Mutti *et al.*, 1999 apud d'Ávila & Paim, 2003).

Na zona de transferência predominam a erosão e a escavação mais profunda do substrato, o *bypass* de sedimentos e a deposição de camadas lenticulares de conglomerados e arenitos grossos, a partir de correntes de turbidez cascalhosas de alta densidade. Na zona de acumulação de sedimentos, predominam superfícies erosivas menos profundas e mais planas, depositando camadas tabulares, predominantemente arenosas e pelíticas, a partir de correntes de turbidez arenosas de alta e baixa densidade (d'Ávila *et al.*, 2008).

De acordo com Mutti & Normack (1991), como mostrado na Figura 13, os eventos turbidíticos podem ser classificados de modo a considerar seu grau de hierarquia e duração,

dada em anos, sendo chamados os complexos turbidíticos, sistemas turbidíticos, estágios turbidíticos e sub-estágios, dados pelas associações de fácies turbidíticas e, por fim, os estratos turbidíticos.

Conforme a classificação, os complexos turbidíticos são chamados de eventos de primeira ordem que possuem duração em anos, da ordem de 10^6 a 10^7 , formados por sucessivas deposições, afetadas por inconformidades dadas sob contexto de variações de nível de base e de atividades tectônicas. Já os sistemas turbidíticos são classificados como eventos de segunda ordem com duração de 10^5 a 10^6 anos, onde ocorrem mudanças na sedimentação, por meio de variações do nível de base e da atividade tectônica, porém sem significantes inconformidades. Os eventos de terceira ordem são os estágios turbidíticos, que serão objeto do presente estudo por serem potencialmente reconhecidos em escala de perfis de poços, porém formados numa menor duração de tempo 10^4 a 10^5 anos.

Eventos	Terminologia	Hierarquia	Duração (anos)
Deposição afetada por quebras de sedimentação (inconformidades) produzidas por um longo período de variação do nível do mar e atividade tectônica	Complexo Turbidítico	1ª Ordem	de 10^6 a 10^7
Curta variação do nível do mar e atividade tectônica que afetam a sedimentação, porém sem significativas inconformidades	Sistema Turbidítico	2ª Ordem	de 10^5 a 10^6
	Estágio Turbidítico	3ª Ordem	de 10^4 a 10^5
Frequente mudança nos processos de deposição e erosão de origem pouco conhecida	Associação de Fácies Turbidíticas e sub-estágios turbidíticos	4ª Ordem	de 10^3 a 10^4

Figura 13: Eventos e hierarquia dos complexos turbidíticos (Modificado de Mutti & Normack, 1991).

Essa classificação feita por Mutti & Normack (1991), possibilitou a interpretação e identificação de três sistemas turbidíticos, através de perfis de poços geofísicos, no Membro Caruaçu os quais foram identificados por Freire *et al.* (2018, 2019, 2020), onde foram denominados os sistemas turbidíticos Caruaçu 1 (CR-1), Caruaçu 2 (CR-2) e Caruaçu 3 (CR-3). Esses sistemas foram subdivididos em 23 estágios turbidíticos, onde CR-1 possui 12 estágios (CR-1A a CR-1L), CR-2 possui 6 estágios (CR-2A a CR-2F) e, por fim, CR-3 possui 5 estágios (CR-3A a CR-3E). De acordo com Freire *et al.* (2020), em cada estágio turbidítico foram observadas 4 eletrofácies diferentes: os arenitos compostos por grãos finos a médios, com porosidade maior que 9%, configurando as melhores fácies do reservatório; os *Slurries*, conhecidos por serem arenitos argilosos de baixa porosidade (entre 5% a 9%); siltitos e os folhelhos.

Segundo Lowe & Guy (2000), *slurry* constitui depósitos de arenitos argilosos associados aos fluxos transicionais que ocorrem entre as correntes de turbidez e os fluxos de detritos. De acordo com Tinterri *et al.* (2020) e Tinterri & Tagliaferri (2015) a presença dessa argila exerce um controle primário na evolução do fluxo, sedimentação e formação de estrutura sedimentar, em grande parte regulando a taxa de precipitação de sedimentos em suspensão e promovendo o desenvolvimento de subcamadas viscosas, ricas em lama, dominadas por coesão.

3.2 Perfis de Poços

3.2.1 Raios Gama

A interação dos raios gama com a matéria pode ocorrer através de três processos conhecidos por produção de par, efeito Compton e fotoelétrico em que dependem diretamente do nível de energia envolvida. Para o âmbito da perfilagem, o que possui maior importância é o efeito Compton também chamado de espalhamento inelástico onde ocorre a interação entre um fóton incidente de energia entre 75 KeV e 1,02 MeV e um elétron orbital. Os raios gama provenientes do potássio (K^{40}), urânio (U) e tório (Th) possuem níveis energéticos da ordem de 1,4 a 2,6 MeV, interagindo por este efeito. As correntes elétricas que são mensuráveis provenientes destes elementos provém de sucessivas interações, nas quais os raios gama sofrem choques até serem absorvidos fotoeletricamente ocorrendo a expulsão de elétrons dos respectivos átomos absorvedores (Nery, 2013).

Cada elemento de K, U e Th emite raios gama que se diferem em número e nível de energia. Estes elementos radioativos naturais são originados nas rochas ígneas que ao longo dos processos de erosão e transporte acabam sendo espalhados nos sedimentos e na água do ambiente deposicional (Nery, 2013). Para o ambiente de perfilagem estes elementos são medidos através de ferramentas que usam cintilômetro junto a um cristal que irá emitir luz conforme for sendo atingido por fótons. Juntamente a este cristal está acoplado um fotomultiplicador responsável por amplificar a corrente elétrica (Nery, 2013).

Os folhelhos são responsáveis pelo alto teor de K^{40} , sendo assim, os perfis de raios gama (GR) convencional são utilizados para fazer a distinção entre folhelhos e não folhelhos, podendo ser também indicadores de argilosidade das rochas. Convencionalmente, os perfis de GR são dados em Graus API variando de 1 a 150 e, em geral, baixos valores de GR são associados a arenitos, e altos valores são relacionados a folhelhos, mas é importante que o intérprete conheça previamente a litologia presente na área de estudo para dar mais confiabilidade à sua interpretação. A associação dos valores de GR e argilosidade não necessariamente são dadas de forma linear, os diferentes métodos de obtenção serão apresentados mais à frente.

3.2.2 Caliper e Bit Size

A ferramenta caliper é responsável por fornecer os dados de diâmetro do poço dado em polegadas (pol). O conhecimento da espessura do poço é de grande importância para saber onde ocorreu as mudanças de fase que ao longo do poço vão diminuindo sua espessura, além de ser um indicador de qualidade durante a aquisição. O perfil de *Bit Size* representa exatamente a espessura da broca e indica, conseqüentemente, as mudanças de fase, facilitando a visualização dessa informação ao longo do poço.

Quanto à qualidade de aquisição dos dados ao longo da perfuração, podemos ter uma ideia avaliando o comportamento do caliper, o qual não deve apresentar variações muito expressivas, porém fatores como invasão do filtrado na formação e formação de reboco podem causar variações consideráveis deste perfil impactando na confiabilidade do dado (Figura 14).

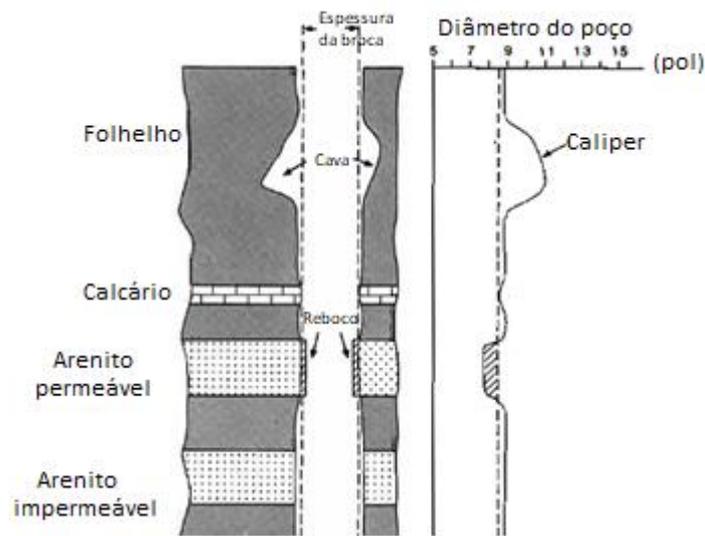


Figura 14: Esquema representativo de zonas de invasão e de reboco em um poço (Modificado de Rider, 2002).

Ao longo da perfuração é necessário o uso do fluido de perfuração que tem como principais objetivos controlar a pressão da formação, preservar seções não consolidadas, lubrificar a broca e outros elementos da coluna de perfuração, e permitir quantidade suficiente de amostras de calha (Nery, 2013). A invasão ocorre quando o filtrado tende a invadir a formação causando desmoronamento local, por motivos de sedimentos menos consolidados, com isso o valor do caliper tende a aumentar, sendo maior que o do *Bit Size*. Já quando a formação está bem consolidada, possuindo baixa permeabilidade, a tendência é essa lama se acumular por não conseguir adentrar, formando assim o reboco, o qual diminui o valor do caliper (Rider, 2002).

3.2.3 Indução

A leitura do perfil de indução é realizada através de duas bobinas, transmissora e receptora, onde a bobina transmissora é utilizada para induzir um campo eletromagnético na rocha circundante, sendo alimentada por uma corrente alternada de 20 kHz. Já a bobina receptora é responsável por registrar a resposta proveniente do poço e das camadas (Kearey *et al*, 2009).

O campo magnético primário percorre a rocha na qual seus fluidos condutores contidos nos poros induzem uma corrente elétrica, gerando um campo magnético secundário que será

lido pela bobina receptora. Esse campo gerado é diretamente proporcional à condutividade elétrica das rochas, sendo assim, quanto menor essa condutividade, menor será o campo criado (Nery, 2013).

Três fatores são importantes quando se trata do perfil de indução: Tipo e volume da lama, zona de invasão e espessura da camada. O tipo de fluido de perfuração (base óleo e base água, onde o componente principal é a salinidade presente no filtrado e o contraste em relação à água de formação) é um fator de extrema importância, visto que, lamas muito salgadas interferem na leitura da resistividade verdadeira contida na rocha, assim como uma zona muito invadida, onde a leitura registrada (Rxo, também chamada de micro resistividade) acaba sendo referente à zona invadida pelo filtrado (Rider, 2002).

Os principais usos deste perfil, segundo Nery (2004), consistem na identificação dos fluidos contidos nas rochas e quando utilizado juntamente a outros perfis, ajuda na correlação de poços, valor da saturação de água e na identificação de litologia.

3.2.4 Densidade (RHOB)

Neste perfil são obtidas as leituras de densidade que variam com a profundidade ao longo do poço, o qual é dado em g/cm^3 ou kg/m^3 . A medida é realizada através do bombardeamento das camadas por um feixe monoenergético de raios gama, que conforme vai diminuindo a sua intensidade de interação dos raios gama com os elétrons, que ocorre pelo efeito Compton (o qual ocorre pela mudança de orbital do elétron enquanto o fóton permanece no meio), permite a medição (Nery, 2013).

Sua principal aplicação consiste na obtenção da porosidade total das camadas, porém quando utilizado com outros perfis permite extrair outras informações como determinação da litologia através do *crossover* com o perfil neutrão, e também a identificação de zonas de hidrocarbonetos leves.

É importante considerar o efeito dos hidrocarbonetos e da argilosidade que afetam diretamente as leituras de densidade. Para uma profundidade de investigação mais rasa se faz necessária o uso concomitante com o perfil caliper, pois o perfil de densidade é bastante sensível às condições do poço.

3.2.5 Neutrônico

Os nêutrons são partículas neutras que podem penetrar profundamente na matéria interagindo elástica ou inelasticamente com os núcleos dos elementos constituintes das rochas. Eles se diferem dos raios gama que são energia eletromagnética destituída de carga elétrica (Rider, 2002).

Existem três formas de interação dos nêutrons: absorção, espalhamento elástico e espalhamento inelástico. Na interação por absorção, ocorre uma imediata emissão dos prótons ou partículas alfas; no espalhamento elástico ocorre mudança na direção do nêutron e parte da energia é transferida para o núcleo; e, por último, o espalhamento inelástico, onde a energia não é conservada, pois o núcleo atingido estará em estado excitado. A maior perda de energia ocorre ao colidir com o núcleo de partícula de massa igual, o hidrogênio (Nery, 2013).

Alguns fatores precisam ser levados em consideração para a interpretação do perfil neutrônico, como por exemplo o efeito da lama, dos hidrocarbonetos e da argilosidade. A baritina é o fator principal para o efeito da lama, a qual possui uma densidade alta fazendo com que ocorra uma atenuação das leituras de densidade, além disso, a maior presença de lama está associada à medida que o diâmetro do poço aumenta ocorrendo maior quantidade de hidrogênio em torno do detector, fazendo com que a resposta a este perfil seja menor. A presença de hidrocarbonetos afeta a densidade, fazendo com que esta seja menor, afetando assim a porosidade, a qual será menor para o neutrão e relativamente maior para o perfil de densidade. A presença de argila implica numa maior concentração de água adsorvida que fornecerá leituras de porosidade maiores em rochas argilosas do que em rochas limpas (Nery, 2013).

O perfil neutrônico é responsável por fornecer uma leitura direta da porosidade das rochas. A porosidade pelo perfil neutrônico, em presença de hidrocarbonetos, é subestimada em relação às porosidades dadas pelos perfis de densidade e sônico, uma vez que a presença de gás diminui a densidade de hidrogênio presente, quando comparada ao óleo ou à água (Nery, 2013).

3.2.6 Sônico

A velocidade do som varia de acordo com o meio em que está se propagando, em meios sólidos ela tende a ser mais rápida do que em meios líquidos ou gasosos. A velocidade de propagação e tempo são grandezas inversamente proporcionais. O perfil sônico nos fornece

uma relação direta do tempo de propagação do som e a porosidade do meio rochoso, sendo que a medida é dada em $\mu\text{s}/\text{pé}$ (ou $\mu\text{s}/\text{m}$) e a velocidade medida em $\text{pé}/\text{s}$ (ou m/s) (Nery, 2013).

Segundo Kearey *et al.* (2009) seus principais usos consistem no fornecimento da porosidade, correlação de poços, além de ajudar na interpretação de dados de sísmica de reflexão, gerando dados de velocidade para a conversão tempo/profundidade. Também com o perfil sônico é possível calcular as constantes elásticas e o coeficiente de reflexão para sismograma sintético para a sísmica.

O perfil sônico é obtido através de uma ferramenta composta por um transmissor e dois receptores, onde um impulso sonoro é transmitido pelas camadas em diferentes tipos de onda e velocidade até atingir os receptores fixados a uma distância predeterminada.

3.3 Cálculos Petrofísicos

3.3.1 Argilosidade

A qualidade do reservatório pode ser afetada pela presença de argila, pois este mineral impacta a permeabilidade e a porosidade do meio rochoso, por obliterar os poros conectados, tornando a porosidade menor, restringindo a passagem de fluido. A determinação do volume de argila, ou argilosidade, é de extrema importância porque ela vai impactar diretamente, não só a porosidade, como também a saturação de água e, conseqüentemente, o *netpay* do reservatório, diminuindo o potencial exploratório do mesmo (Mallet, 2016).

A argilosidade pode ser dada por diferentes métodos, sendo um linear e outros não lineares, onde todos são obtidos utilizando o perfil de raios gama. O método linear, também chamado de índice de raios gama (IGR), é dado de acordo com a seguinte relação:

$$V_{clay} = IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

onde GR é o valor lido, GR min é o valor mínimo de raios gama, e GR max, o valor máximo.

A argilosidade pode também ser obtida através de diferentes métodos não lineares, sendo estas equações empíricas ou experimentais, que levam em consideração outros fatores, como por exemplo a idade das rochas em estudo.

A equação de Larionov (1969) diferencia rochas antigas de rochas recentes. Para rochas datadas do Paleógeno ao recente é utilizada a seguinte equação:

$$V_{clay} = 0,083(2^{(3,7*GR)} - 1) \quad (2)$$

Já para rochas mais antigas que o Paleógeno (consolidadas) é considerada a equação a seguir:

$$V_{clay} = 0,33(2^{(2*GR)} - 1) \quad (3)$$

Quanto mais recentes as rochas, menor será a influência da diagênese e, conseqüentemente, maior será a preservação dos elementos radioativos que constituem os feldspatos e as micas, como o potássio, que não necessariamente estão associadas aos argilominerais.

Outro método não linear comumente utilizado é o de Stieber (1970) que derivou uma equação geral, também considerando a idade da rocha, com o respectivo valor de “A” variando de acordo com a idade da formação. Para casos em que a rocha possui idade mais recente, Era Mesozoica, “A” assumirá o valor igual a 3, já para casos de rochas mais antigas “A” será igual a 2 e para rochas do Cretáceo “A” será 0,15.

$$V_{clay} = \frac{IGR}{A - (A - 1) * IGR} \quad (4)$$

Por fim, Clavier *et al.* (1971) define a argilosidade como sendo:

$$V_{clay} = 1,7 - [(3,38 - (IGR + 0,7)^2)^{\frac{1}{2}}] \quad (5)$$

É importante destacar que a acurácia dos métodos apresentados pode variar de acordo com fatores externos, como, por exemplo, a presença de outros minerais radioativos que podem exercer influência no cálculo da argilosidade, já que o perfil GR mede a radioatividade natural da formação. Além disso, os coeficientes de cada modelo aqui citados são aplicáveis a rochas específicas, as quais não necessariamente serão as mesmas utilizadas durante a investigação.

A Figura 15 exemplifica a relação da argilosidade e o GR para os diferentes métodos, citados anteriormente. Como observado, o método linear fornece valores mais altos de argilosidade. Em contrapartida, o método de Larionov para rochas mais recentes fornece valores mais baixos. O cálculo da argilosidade pelos diferentes métodos pode contribuir para a análise

de diferentes cenários. Porém, para este projeto, como estamos trabalhando com diversos poços, para a otimização do trabalho, foi decidido trabalhar com apenas um método.

Para tal escolha, foram feitos diversos testes e, assim como no trabalho de Santos (2019), optamos por calcular a argilosidade pelo método de Larionov, pois este foi o que apresentou os valores intermediários ao se analisar os diferentes cenários, sendo descartados os métodos que nos forneceriam valores mais otimistas ou mais pessimistas para focar no cenário mais intermediário.

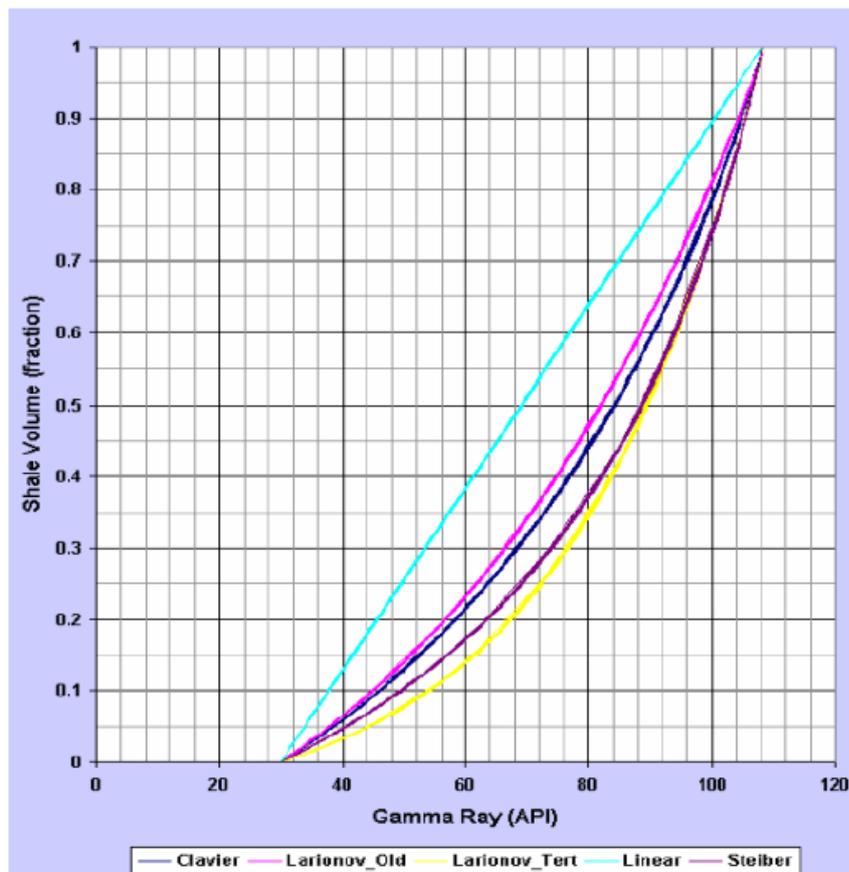


Figura 15: Comparação dos métodos de volume de argila (Saputra & Jakarta, 2008).

3.3.2 Porosidade

A porosidade é definida como sendo a relação entre o número de espaços vazios pelo volume total da rocha, dada em porcentagem, onde pode ser classificada como porosidade primária ou deposicional, e secundária, também chamada de pós-deposicional. A porosidade primária está associada à sua obtenção durante o processo de deposição e bioconstrução dos sedimentos, já a secundária é resultante dos processos diagenéticos ocorridos durante a

formação da rocha. O termo “porosidade efetiva” possui bastante importância do ponto de vista comercial, visto que considera os espaços vazios interconectados, necessários para a mobilidade dos fluidos ali presentes (Rider, 2002). Quando se trata dos ambientes terrígenos, os principais fatores que afetam a porosidade são granulometria, arranjo e selecionamento dos grãos, cimentação, compactação e argilosidade (Nery, 2013).

A medição da porosidade pode ser feita em laboratório através de plugues de testemunhos ou amostras laterais, e análises estatísticas pela determinação do volume total, volume de sólidos ou volume de vazios, ou através dos perfis sônico, densidade e neutrônico. A correlação entre a porosidade e perfil sônico foi dada por Wyllie *et al.* (1956) de acordo com a equação abaixo.

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta tm}{\Delta tf - \Delta tm} \quad (6)$$

Na qual Δtm é o tempo referente a matriz sólida, Δtf tempo no fluido de perfuração e Δt a leitura de tempo no ponto de investigação.

De forma análoga à porosidade sônica, temos a porosidade dada pelo perfil de densidade, dada da seguinte forma:

$$\phi_D = \frac{\rho m - \rho B}{\rho m - \rho f} \quad (7)$$

Na qual ρm é a densidade da matriz, ρf densidade do fluido da zona investigada e ρB é a densidade na profundidade de investigação.

O valor da densidade da matriz da rocha é variável (Tabela 1), de modo que se for um arenito, ρm assume o valor de 2,65 g/cm³, se for calcário o valor será 2,71 g/cm³ e se for dolomito, 2,87 g/cm³. Quando o filtrado utilizado é doce se assume que ρf é 1,00 g/cm³, caso seja salgado assume o valor de 1,10 g/cm³ e para óleo 0,85 g/cm³ (Nery, 2013).

Outra forma de se obter a porosidade é levando em consideração tanto a porosidade dada pelo perfil densidade quanto a dada pelo neutrônico, a chamada porosidade Gaymard dada por Gaymard & Poupon (1968), conforme a equação dada abaixo, a qual é utilizada primordialmente em zonas de gás.

$$\phi_G = \sqrt{\frac{\phi n^2 + \phi d^2}{2}} \quad (8)$$

Por fim, para determinar a porosidade efetiva, de modo a excluir a influência da argilosidade, dada pela seguinte fórmula:

$$\phi e = \phi t (1 - v_{clay}) \quad (9)$$

Onde, ϕt é a porosidade total e V_{clay} , o volume de argila.

Tabela 1: Valores de densidade para os diversos tipos de litologias e fluidos.

Tipo de formação ou Fluido	Densidade (g/cm³)
Folhelho	2,4-2,6
Arenito	2,65
Calcário	2,71
Dolomita	2,87
Sal	2,03
Lama de perfuração	1 – 1,1
Água	1,0
Óleo cru	0,8-1,0
Gás Natural	0,7

Fonte: Evenick (2008)

3.3.3 Saturação de Água

A saturação de água pode ser obtida por meio de diversos métodos, porém o mais comum, aplicado para arenitos limpos e carbonatos, é a equação de Archie, a qual leva em consideração fatores como, porosidade (ϕ), resistividade da água (R_w), a resistividade profunda da formação (R_t), fator de compactação (a), fator de cimentação (m) e o expoente de saturação (n) conforme a equação abaixo:

$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (10)$$

De acordo com o tipo de rocha a ser estudada, o fator de compactação e cimentação, e o expoente de saturação variam conforme tabela abaixo:

Tabela 2: Tipos de rocha e seus respectivos fatores de compactação, cimentação e expoente de saturação.

Tipos de Rochas	a	m	n
Arenitos Limpos	0,6 - 1,0	2,0	2,0
Carbonatos	1,0	1,8 - 2,6	1,5 - 2,2

(Modificado de Kearey *et al.*, 2009)

Outra maneira de se obter a saturação é pela equação de Simandoux (1963), a qual varia da equação de Archie, porém agora considerando a argilosidade, de acordo com a seguinte fórmula para expoente de saturação $n=2$:

$$S_w = \frac{aR_w}{2\Phi^m} \left[\sqrt{\frac{4\Phi^m}{R_w R_t} + \left(\frac{V_{clay}}{R_{clay}}\right)^2} - \frac{V_{clay}}{R_{clay}} \right] \quad (11)$$

Onde, Φ é a porosidade, “a” o fator de Tortuosidade, m o fator de Cimentação, R_t Resistividade da Formação, R_w Resistividade da Água e R_{clay} a Resistividade do Folhelho.

3.3.4 Net Pay

Após os cálculos de argilosidade, porosidade e saturação de água é necessário determinar o *netpay*, que é a espessura efetiva de rocha com hidrocarboneto, a qual está diretamente relacionada ao retorno econômico do reservatório em questão. Esta é considerada a etapa final de um fluxograma básico de avaliação de perfis. Após todos os cálculos básicos é preciso decidir sobre os valores de cortes, os chamados *cutoffs*, que variam de acordo com a região a ser explorada. Para os arenitos turbidíticos da Fm. Maracangalha, na Bacia do Recôncavo, os valores de corte que costumam ser utilizados são: porosidade acima de 9%, argilosidade abaixo de 15% e saturação abaixo de 50% (informação verbal), sendo que as zonas que possuem valores fora dessas condições não são consideradas como produtoras.

A Figura 16 ilustra os parâmetros utilizados para o cálculo de *netpay*, onde NP são as espessuras efetivas de rocha com hidrocarboneto dentro de um reservatório de espessura total H, onde:

$$H = h1 + h2 + h3 + h4 \quad (12)$$

$$NP = NP1 + NP2 + NP3 \quad (13)$$

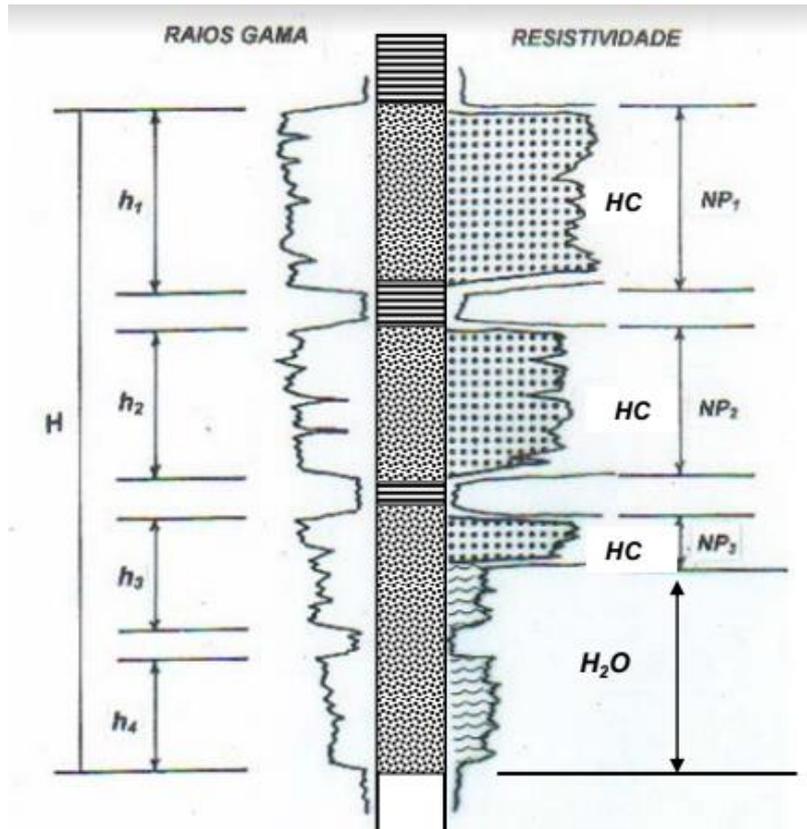


Figura 16: Ilustração esquemática dos intervalos de interesse num reservatório (Nery, 2013).

3.4 Análise Geoestatística

A análise geoestatística consiste na determinação de um modelo de correlação que leva em consideração a distribuição dos dados de interesse, onde seu principal objetivo é justamente a caracterização espacial de uma determinada variável de interesse, de modo a estudar sua distribuição espacial e a variabilidade espacial com a determinação das incertezas associadas (Yamamoto & Landim, 2013). A geoestatística consegue analisar e prever fenômenos espaciais ou temporais como, por exemplo, porosidade, teores de minério, concentração de poluentes, preço do petróleo no tempo, etc. A análise das propriedades petrofísicas obtidas dos dados de poços, presente neste trabalho, pode ser feita através de uma estimativa a partir da krigagem, que é o variograma.

Um primeiro conceito importante a se destacar consiste na inferência espacial, de modo que um ponto não amostrado seja interpolado ou estimado através de funções matemáticas que levam em consideração os pontos amostrados, e isso é feito devido ao fato de as amostragens

não serem feitas em pontos muito próximos, de modo a cobrir plenamente a área que está sendo estudada.

Outro conceito a se destacar são as variáveis aleatórias ou regionalizadas. De acordo com Yamamoto & Landim (2013), a variável regionalizada é definida como qualquer função numérica com uma distribuição e variação espacial com continuidade aparente, porém com suas variações não podendo ser representadas por funções determinísticas.

3.4.1 Variogramas

Os variogramas a partir da função variograma mede a variância entre pontos espaçados por uma determinada distância h , de modo que quanto menor for essa distância, menor será a variância. A tendência é que a variância se estabilize a partir de um determinado valor, sendo este num ponto de máxima variância, de modo que independente da distância a variância permaneça próxima do que chamamos de patamar. O variograma permite descrever quantitativamente a variação no espaço de um fenômeno regionalizado (Yamamoto, 2001).

A função variograma $2\gamma(h)$ tem por definição como sendo a esperança matemática do quadrado da diferença entre os valores de pontos no espaço, separados por uma distância h dada pela equação 14, e em termos computacionais, pela equação 15.

$$2\gamma(h) = E\{[Z(X_\alpha + h) - Z(X_\alpha)]^2\} \quad (14)$$

$$2\gamma(h) = \frac{1}{N(h)} \sum_{\alpha=1}^{N(h)} [Z(X_\alpha + h) - Z(X_\alpha)]^2 \quad (15)$$

Sendo N o número de pares de pontos separados por uma distância h ; $Z(X_\alpha)$ o valor da variável regionalizada no ponto x ; $Z(X_\alpha + h)$ o valor da variável regionalizada no ponto $(x + h)$. Além disso, costuma-se utilizar a função semivariograma, que justamente a função variograma dividido por 2 (equação 16).

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{\alpha=1}^{N(h)} [Z(X_\alpha + h) - Z(X_\alpha)]^2 \quad (16)$$

Outro conceito a se destacar é a covariância. Segundo Yamamoto & Landim (2013), a covariância mede a relação mútua entre duas variáveis aleatórias distintas. No ponto de vista da geoestatística, ela mede a relação entre valores da mesma variável, obtidos em pontos

separados por uma distância h , dada uma determinada direção. A função da covariância é dada conforme a equação 17.

$$C(h) = \frac{1}{N(h)} \sum_{\alpha=1}^{N(h)} [Z(X_{\alpha}) \cdot Z(X_{\alpha} + h)] \quad (17)$$

Os autores Yamamoto & Landim (2013) assumem que, como o variograma também usa a fórmula do semivariograma, torna-se indiferente a denominação variograma e semivariograma, adotando assim o termo variograma; sendo assim, a função variograma também pode ser obtida através da relação presente na equação 18, que leva em consideração a variância $C(0)$ sendo a covariância para distância de separação nula, e também através da covariância $C(h)$ entre pontos separados por uma distância h .

$$\gamma(h) = C(0) - C(h) \quad (18)$$

Já que a função variograma é dada pela medida da variância das diferenças nos valores da variável regionalizada entre pontos separados por uma distância h , quanto menor a distância dos pontos menor será a variância, de modo que à medida que a distância entre os pontos aumenta, a variância também aumenta. A função covariância possui um comportamento oposto, como pode ser visto na Figura 17, de modo que quanto menor for a distância entre os pontos, maior é o valor da covariância.

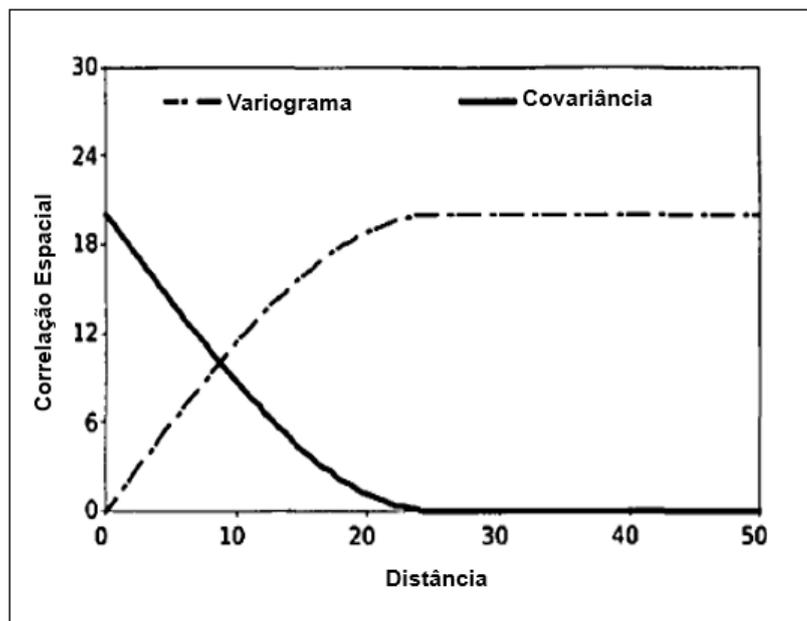


Figura 17: Relação entre as funções variograma e covariância (Yamamoto & Landim, 2013).

O Variograma é composto por diversos elementos (Figura 18), os mais importantes de se destacar são o patamar (*sill*), a amplitude também chamada de alcance (*range*) e o efeito pepita (*nugget*). O patamar é o valor do semivariograma no qual o valor do variograma é nivelado ou estabilizado, o alcance é a distância que finda a relação de dependência espacial entre as variáveis regionalizáveis, e o efeito pepita é o valor da função na origem ($h = 0$), que pode estar associado a erros de amostragem ou pequenas variações da variável regionalizada. O efeito pepita também pode ser chamado de variância aleatória. E a variância espacial seria a diferença entre a variância a priori e o efeito pepita. Além disso, temos o campo estruturado onde se encontram as amostras correlacionadas, e o campo aleatório onde se encontram as amostras independentes. O alcance marca justamente a distância que separa esses dois campos. E, por fim, a zona de influência que é caracterizada exclusivamente por modelos de variograma que possuem patamar e amplitude definidos, onde qualquer valor de $Z(x)$ se correlaciona com outros valores $Z(x + h)$ que estiverem dentro do raio de x (Yamamoto & Landim, 2013).

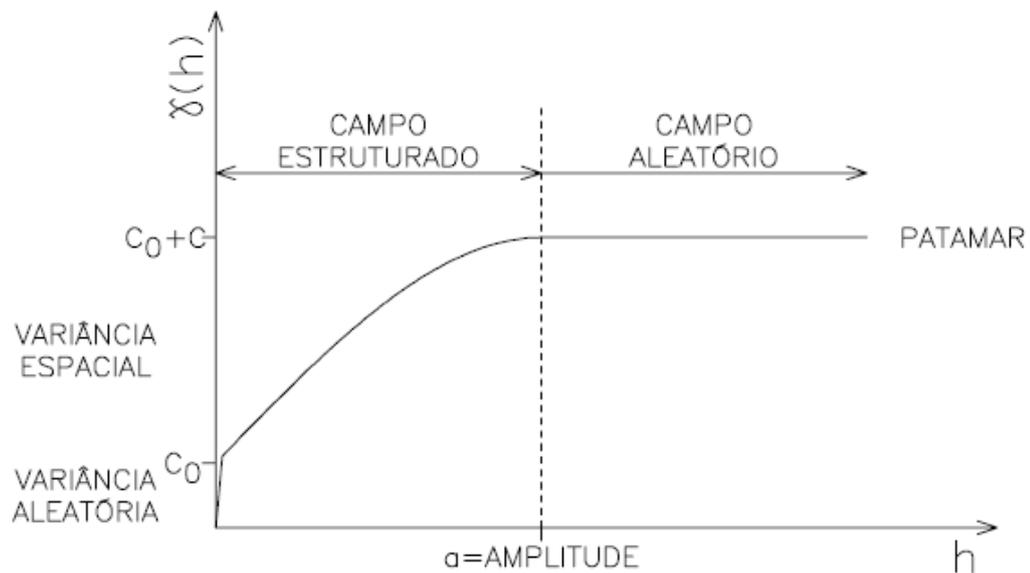


Figura 18: Elementos que compõem um variograma (Yamamoto, 2001).

Os variogramas com patamar possuem diversos modelos teóricos como: esférico, exponencial, gaussiano, cúbico, pentaesférico e efeito puro. Os mais utilizados, segundo

Yamamoto & Landim (2013), são os modelos esférico, exponencial e gaussiano, os quais são suficientes para explicar a maioria dos fenômenos espaciais (Figura 19).

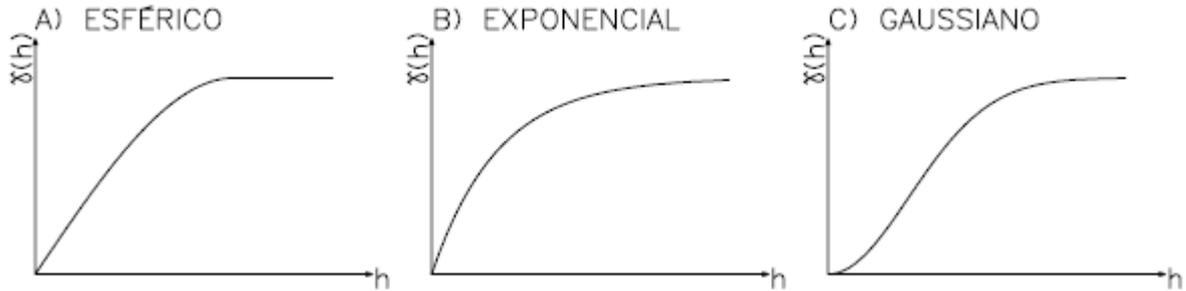


Figura 19: Modelos de variograma: Esférico, Exponencial e Gaussiano (Yamamoto & Landim, 2013).

Matematicamente, os modelos são dados de acordo com as seguintes equações 19, 20 e 21, de modo que: a é o alcance, h o patamar e C_0 o efeito pepita.

- Modelo Gaussiano

$$\gamma(h) = C_0 + C \left[1 - e^{-\left(\frac{h}{a}\right)^2} \right] \text{ para } 0 < h \leq a \quad (19)$$

$$\gamma(h) = C_0 + C \text{ para } h > a$$

- Modelo Esférico

$$\gamma(h) = C_0 + C \left[1,5 \frac{h}{a} - 0,5 \left(\frac{h}{a}\right)^3 \right] \text{ para } 0 < h \leq a \quad (20)$$

$$\gamma(h) = C_0 + C \text{ para } h > a$$

- Modelo Exponencial

$$\gamma(h) = C_0 + C \left[1 - e^{-\frac{h}{a}} \right] \text{ para } 0 < h \leq a \quad (21)$$

$$\gamma(h) = C_0 + C \text{ para } h > a$$

Outro conceito é o grau de aleatoriedade dos dados que é dado da seguinte forma (equação 22), de modo que o grau classifica a componente aleatória (Tabela 3) onde o extremo dessa situação nos dá o modelo de efeito pepita pura, onde não há relação entre as variáveis fazendo com que o variograma com patamar não se aplique a estes casos.

$$E = \frac{C_0}{c} \quad (22)$$

Tabela 3: Classificação dos Graus de aleatoriedade (Guerra, 1988).

Grau de aleatoriedade	Componente aleatória
$E < 0,15$	Pequena
$0,15 \leq E \leq 0,30$	Significativa
$E > 0,30$	Muito Significativa

Para os casos que não há patamar, o modelo teórico é representado pelo variograma de potência:

$$\gamma(h) = \alpha h^\beta, \text{ com } 0 < \beta < 2 \quad (23)$$

Onde α é uma constante positiva que multiplica a distância elevada a uma potência β . Para $\beta = 1$ ocorre o variograma linear, para $\beta = 0$ representa o modelo pepita puro (Olea, 1999).

3.4.2 Krigagem

Após os ajustes feitos no semivariograma, como o patamar, alcance e o efeito pepita, é feito a interpolação através de um método, o qual foi escolhida a krigagem. Este método leva em consideração as características espaciais de autocorrelação de variáveis regionalizadas, as quais possuem uma determinada continuidade espacial, permitindo que os dados obtidos por amostragem sejam utilizados na parametrização e estimativa de pontos onde o valor da variável é desconhecido. Essa continuidade espacial do dado, é avaliada através da análise do semivariograma, além disso, a krigagem leva em consideração o número de amostras que são utilizadas, as posições e a distância entre os dados a serem avaliados.

O diferencial do método da krigagem em relação aos outros métodos de interpolação é a estimativa de uma matriz de covariância espacial que determina os pesos atribuídos às diferentes amostras, o tratamento da redundância dos dados, a vizinhança a ser considerada no procedimento inferencial e o erro associado ao valor estimado. Além disso, a krigagem também fornece estimadores exatos com propriedades de não tendenciosidade e eficiência.

Segundo Landim (2000), a krigagem, quando o variograma está apropriado, possui diversas vantagens: parâmetros adequados de amostragem (número de amostras, distribuição e

densidade), parâmetros adequados de busca (tamanho da área de busca, forma circular ou elipsóide), parâmetros adequados da grade (tamanho das células, forma e orientação), permite a determinação das melhores estimativas sem tendenciosidade, dentre outras vantagens. Já as desvantagens segundo o autor são: o usuário pode não compreender o uso dos controles matemáticos, é necessário tempo para preparo do variograma e entendimento da geoestatística, pode não ser possível à natureza da variação espacial da variável analisada, requer longo tempo de computação para grupos de dados grandes ou complexos e, por fim, a necessidade de um software capacitado.

A krigagem pode ser utilizada quando nos dados tiverem a presença de tendência regionais e anomalias locais, quando se quiser fazer a estimativa com base numa média global, e também, quando possuir dados irregularmente amostrados ou agrupados (Landim, 2000). A modelagem da distribuição, assim como a variabilidade espacial da variável de interesse, é realizada considerando malhas regulares onde se permite analisar com melhor precisão a inferência espacial. A Figura 20 mostra como é feita a estimativa de um dado não amostrado, considerando assim os dados obtidos nos pontos mais próximos, chamados de vizinhos mais próximos.

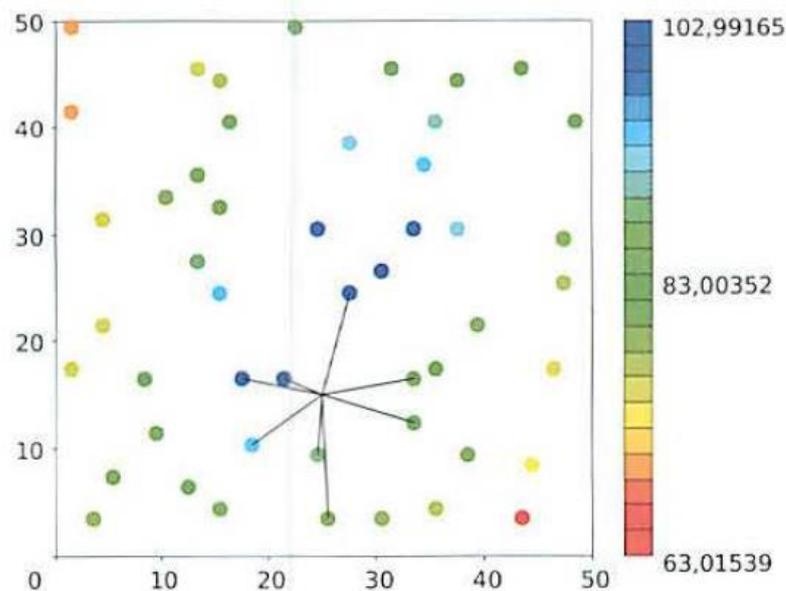


Figura 20: Para a estimativa de um ponto não amostrado se obtém a localização dos vizinhos mais próximos (Yamamoto & Landim, 2003).

A krigagem pode ser estimada através de diversos algoritmos conhecidos, como a krigagem ordinária, simples, cokrigagem, universal e a krigagem com deriva externa. Segundo, Azevedo & Soares (2017), o algoritmo da krigagem simples é o mais geral em sua versão não

estacionária, pois ele assume a média do conjunto das variáveis regionalizáveis a partir dos dados experimentais disponíveis e os locais não amostrados dentro da área de estudo conhecida. Na prática, a utilização deste algoritmo é aplicada onde o formalismo teórico do modelo probabilístico impõe o conhecimento da média da função aleatória, ou quando se tem conhecimento a respeito da tendência ou desvio do dado. Considerando $Z(x_0)^*$ o estimador da krigagem, temos que:

$$Z(x_0)^* = \lambda_0 + \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} Z(x_{\alpha}) \quad (24)$$

Para os casos não estacionários, o primeiro momento estatístico das variáveis regionalizadas é conhecido, porém não são constantes, sendo assim a condição de imparcialidade é definida como:

$$E\{Z(x_0)\} = E\{Z(x_0)^*\} = \lambda_0 + \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} E\{Z(x_{\alpha})\} \quad (25)$$

Na qual implica que:

$$\lambda_0 = m_{x_0} - \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} m_{x_{\alpha}} \quad (26)$$

Substituindo a equação 26 na equação 24 se obtém o estimador da krigagem simples, dada pela equação 27.

$$Z(x_0)^* - m(x_0) = \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} [Z(x_{\alpha}) - m(x_{\alpha})] \quad (27)$$

No qual o valor residual $Z(x_0)^* - m(x_0)$ é estimado com base no residual entre as amostras $Z(x_{\alpha})^* - m(x_{\alpha})$. Já o cálculo da variância associado a técnica da Krigagem simples se dá pela equação 28.

$$\sigma_E^2(x_0) = C(0) - \sum_{\beta} \lambda_{\alpha} C(x_{\alpha} x_0) \quad (28)$$

A partir do ajuste dos variogramas e a interpolação pelo método da krigagem foram criados mapas de distribuição espacial das propriedades petrofísicas Argilosidade (Vclay) e hPhiSo (espessura porosa de óleo), a fim de compreender melhor estas propriedades nos respectivos estágios turbidíticos.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Os poços utilizados que serviram de base para este trabalho foram fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que disponibilizou os 55 poços presentes no campo de Massapê. Este trabalho utilizou 33 poços, dispostos (em vermelho) na Figura 21 e listados na Tabela 4.

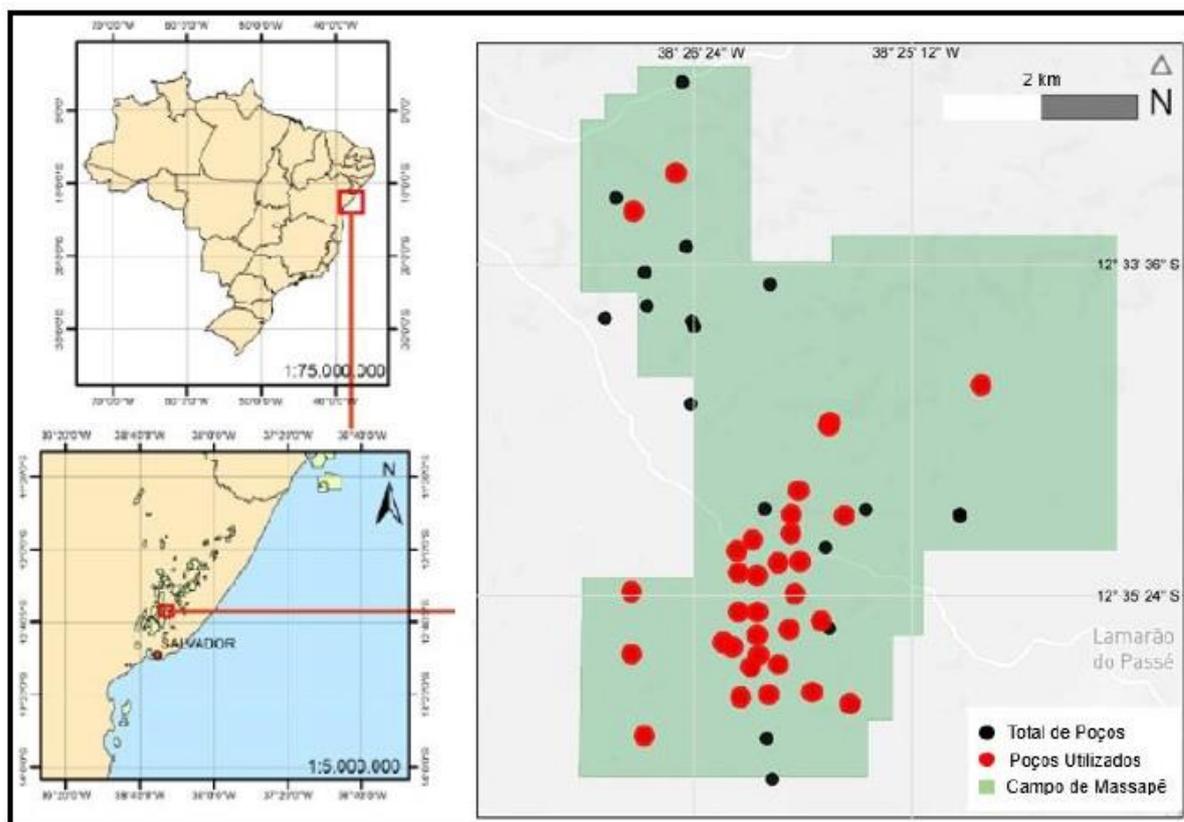


Figura 21: Disposição dos poços utilizados neste trabalho (Modificado de ANP e Ferreira da Silva, 2020).

Após a importação dos dados no *software* Interactive Petrophysics (IP) da Loyd's Register, foi possível seguir o fluxograma de trabalho adotado, o qual se encontra na Figura 22.

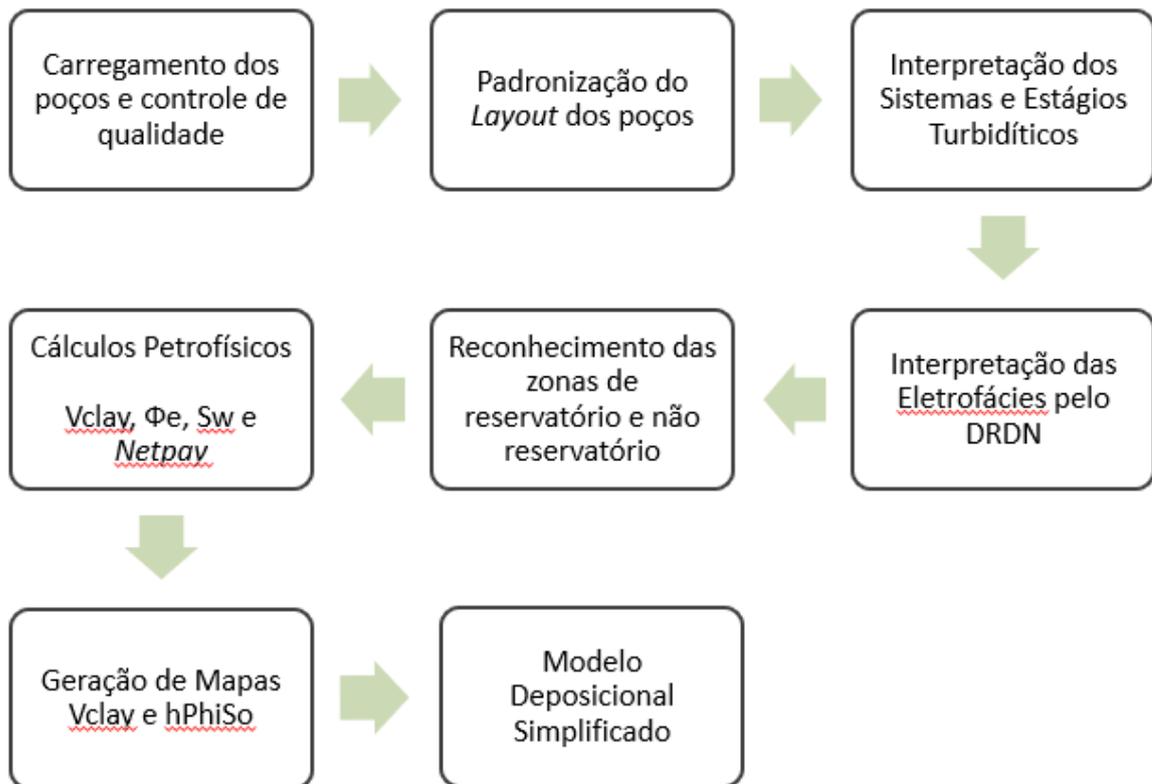


Figura 22: Fluxograma de trabalho adotado.

4.1 Carregamento dos poços e controle de qualidade

Após o recebimento dos dados foi realizado o controle de qualidade, o qual constitui a primeira etapa do fluxograma de trabalho. Para facilitar este processo, foi criada uma tabela contendo todos os poços disponíveis juntamente com informações a respeito da documentação presente, além dos perfis básicos. O critério adotado para validar o poço foi justamente a presença da suíte básica dos perfis de poços como o Caliper, Raios Gama, Resistividade, Densidade, Neutrão e Sônico, motivo pelo qual foram desconsiderados 23 poços devido à ausência do perfil de densidade e/ou do neutrônico, que são fundamentais para os cálculos petrofísicos, resultando assim nos 33 poços presentes na Tabela 4.

Tabela 4: Tabela utilizada para auxiliar na escolha dos poços a serem utilizados neste trabalho.

Relação de Poços	Perfil Composto	Descrição de Testemunhos	Foto Testemunho	Petrofísica Básica	Geoquímica	Dados Direcionais	Caliper (CAL)	Raios Gama (GR)	Potencial Espontâneo (SP)	Resistividade (RT)	Densidade (RHOB)	Neutrão (NPHI)	Sônico (DT)
1-BRSA-84-BA	x				x	x	x	x	x	x	x	x	x
7-MP-20-BA							x	x	x	x	x	x	
7-MP-21D-BA						x	x	x		x	x	x	x
7-MP-22-BA		x	x	x			x	x		x	x	x	x
7-MP-23D-BA		x	x	x		x	x	x		x	x	x	
7-MP-24D-BA						x	x	x		x	x	x	
7-MP-25-BA		x	x	x		x		x		x	x	x	x
4-MP-26D-BA	x					x	x	x	x	x	x	x	x
7-MP-28D-BA						x	x	x	x	x	x	x	x
7-MP-29D-BA						x	x	x	x	x	x	x	x
7-MP-31D-BA						x	x	x	x	x	x	x	x
7-MP-33D-BA						x	x	x	x	x	x	x	x
7-MP-34D-BA						x	x	x		x	x	x	x
7-MP-35D-BA						x	x	x	x	x	x	x	x
7-MP-36D-BA						x	x	x	x	x	x	x	x
7-MP-37D-BA						x	x	x	x	x	x	x	x
7-MP-38D-BA						x	x	x	x	x	x	x	x
7-MP-39D-BA						x	x	x		x	x	x	x
7-MP-40D-BA						x	x	x		x	x	x	x
7-MP-43D-BA						x	x	x		x	x	x	x
4-MP-45D-BA	x					x	x	x	x	x	x	x	x
4-MP-46D-BA	x					x	x	x		x	x	x	x
7-MP-47DP-BA						x	x	x			x	x	x
7-MP-48D-BA						x	x	x		x	x	x	x
7-MP-49D-BA						x	x	x	x	x	x	x	x
7-MP-50D-BA						x	x	x		x	x	x	x
7-MP-51D-BA						x	x	x		x	x	x	
7-MP-52D-BA						x	x	x		x	x	x	
7-MP-53D-BA						x	x	x		x	x	x	
6-MP-54D-BA	x					x	x	x		x	x	x	x
7-MP-55D-BA						x	x	x		x	x	x	
7-MP-56D-BA						x	x	x		x	x	x	x

Após a importação e definição dos poços, foi necessário verificar os perfis, de modo a fazer alguns ajustes quando necessário, como, por exemplo, *splice* de curvas que vinham separadas, transformando-as em apenas uma única curva. Além disso, quando necessário, também foram realizados pequenos ajustes na ocorrência de *gaps* nos dados. Também nesta etapa, foi feita a obtenção da curva de temperatura para cada poço, a partir dos dados de temperatura disponíveis para profundidades específicas, ou através do gradiente de temperatura (Figura 23). Nesta etapa também foi feita a verticalização para os poços direcionais, sendo obtidas as profundidades verticais (TVD - *true vertical depth*) e as cotas (TVDSS – *true vertical depth subsea*).

Figura 23: Janela de obtenção da curva de temperatura, à esquerda, a partir da entrada pontual da profundidade com sua respectiva temperatura em °F; à direita, através do gradiente de temperatura com uma profundidade de referência com sua respectiva temperatura.

4.2 Padronização do *layout* dos poços

Após a etapa de carregamento e controle de qualidade, foi necessário estabelecer um padrão de *layout* para todos os poços de trabalho, definido da maneira mostrada na Figura 24. No *track* número 1, estará sempre a profundidade, dada em metros, e também a profundidade verticalizada para os poços direcionais; nos *tracks* 2, 3 e 4 aparecem, respectivamente, a Formação Maracangalha (Complexo Turbidítico), os sistemas turbidíticos e os estágios turbidíticos; no *track* 5 se encontra os perfis caliper, raios gama e o *bit size* (diâmetro da broca); a interpretação das eletrofácies se encontra no *track* 6 e as respectivas zonas de reservatório e de não reservatório, no *track* 7; no *track* 8, se encontra a resistividade; no *track* 9 os perfis de densidade e neutrão e, por último, o perfil sônico no *track* 10.

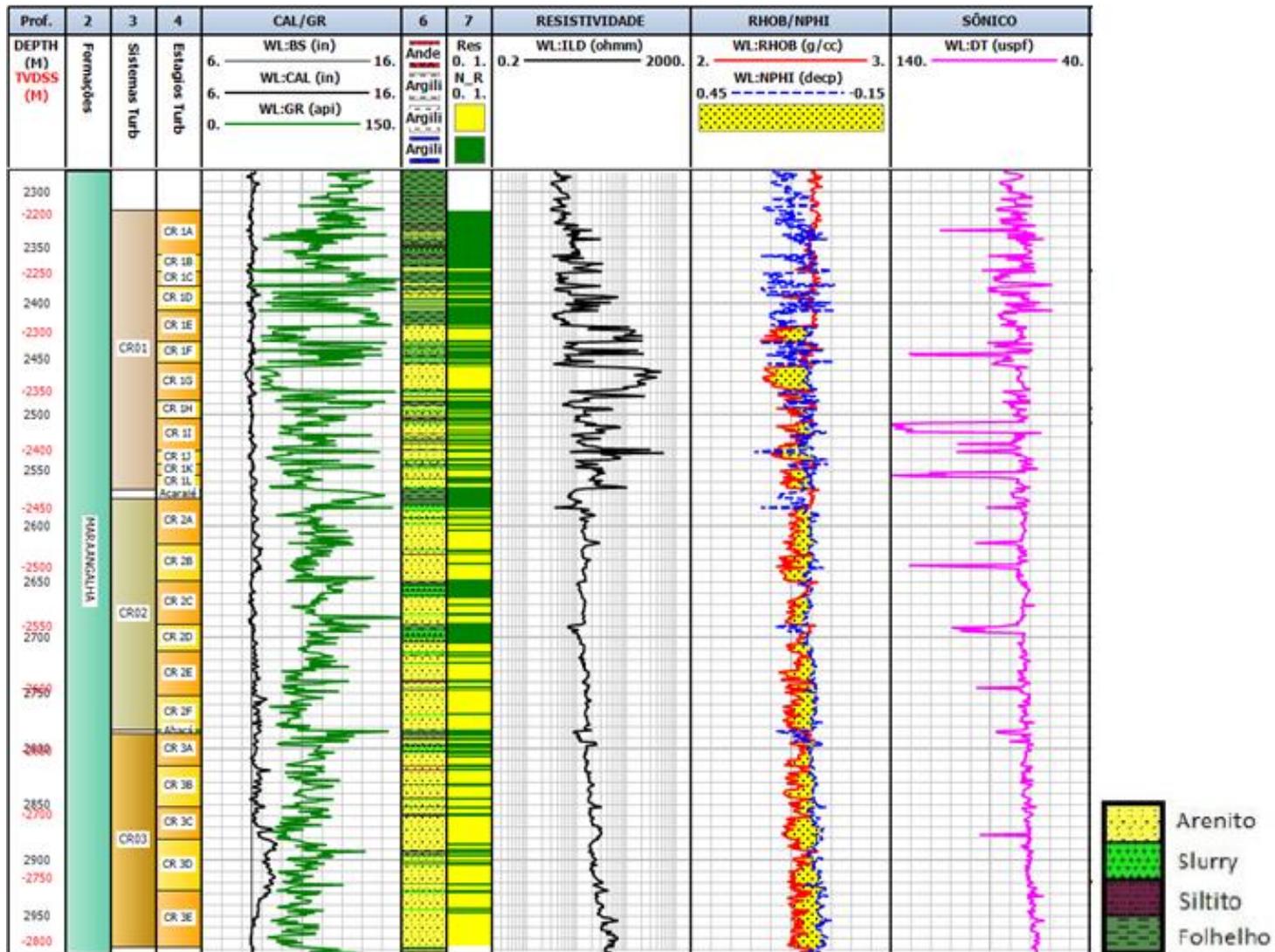


Figura 24: Exemplo de *layout* adotado. Poço 7-MP-40D-BA (escala 1:4000).

4.3 Interpretação dos Sistemas e Estágios Turbidíticos

Os sistemas turbidíticos da Fm. Maracangalha coincidem com a classificação de três zonas de produção, identificadas como Caruaçu 1 (CR-1), Caruaçu 2 (CR-2) e Caruaçu 3 (CR-3), sendo esta nomenclatura preservada por Freire *et al.* (2020), e utilizada no presente estudo.

Com o objetivo de obter uma estratigrafia de alta resolução, Freire *et al.* (2020) fizeram uma subdivisão desses sistemas turbidíticos em 23 estágios turbidíticos (Figura 25). Essa metodologia foi desenvolvida com base em seus trabalhos anteriores (Freire *et al.*, 2018 e 2019) onde, a partir da integração de dados de rocha e perfis de poços, foi possível reconhecer padrões deposicionais nos turbiditos do Mb. Caruaçu (arenitos e *slurries* de baixa permeabilidade) da Fm. Maracangalha.

Esses sistemas turbidíticos (ST) foram classificados como eventos de 2ª ordem e os estágios turbidíticos (ET) como eventos de 3ª ordem segundo Mutti & Normark (1991), que associa a essas ordens, num curto período de tempo, a variação do nível de base e atividades tectônicas que provocaram mudanças na sedimentação, mas sem significantes inconformidades. A Fm. Maracangalha foi classificada como um complexo turbidítico (CT), em escala de bacia.

A interpretação desses estágios turbidíticos, feita por Freire *et al.* (2020), levou em consideração o perfil de raios gama (GR), a partir da observação do aumento da argilosidade da base para o topo em diversos intervalos de profundidade, separando diferentes estágios. Para o ST mais raso (CR-1) foram interpretados 12 estágios turbidíticos (CR-1A a CR-1L); já o sistema CR-2, intermediário, compreende 6 estágios (CR-2A ao CR-2F) e, por fim, o sistema CR-3 varia do estágio CR-3A ao estágio CR-3E, totalizando 5 estágios.

Para individualizar esses sistemas turbidíticos foi levado em consideração a presença de dois marcos estratigráficos, nomeados por Freire *et al.* (2019) como marcos Acarajé e Abará, consistidos por dois espessos pacotes de folhelho, reconhecidos nos perfis de poços. A deposição desses dois marcos, segundo Freire *et al.* (2019), pode estar ligada a um momento de baixa atividade tectônica, associada ou não a momentos de aridez, que teriam, como consequência, um baixo influxo sedimentar. Sendo assim, o sistema CR-3 é limitado na base pela Formação Candeias e no topo pelo Marco Abará; já o sistema CR-2 é limitado na base pelo Marco Abará e no topo pelo Marco Acarajé; por fim, o sistema CR-1 é limitado na base pelo Marco Acarajé e, no topo, pelos folhelhos pelágicos da Fm. Maracangalha.

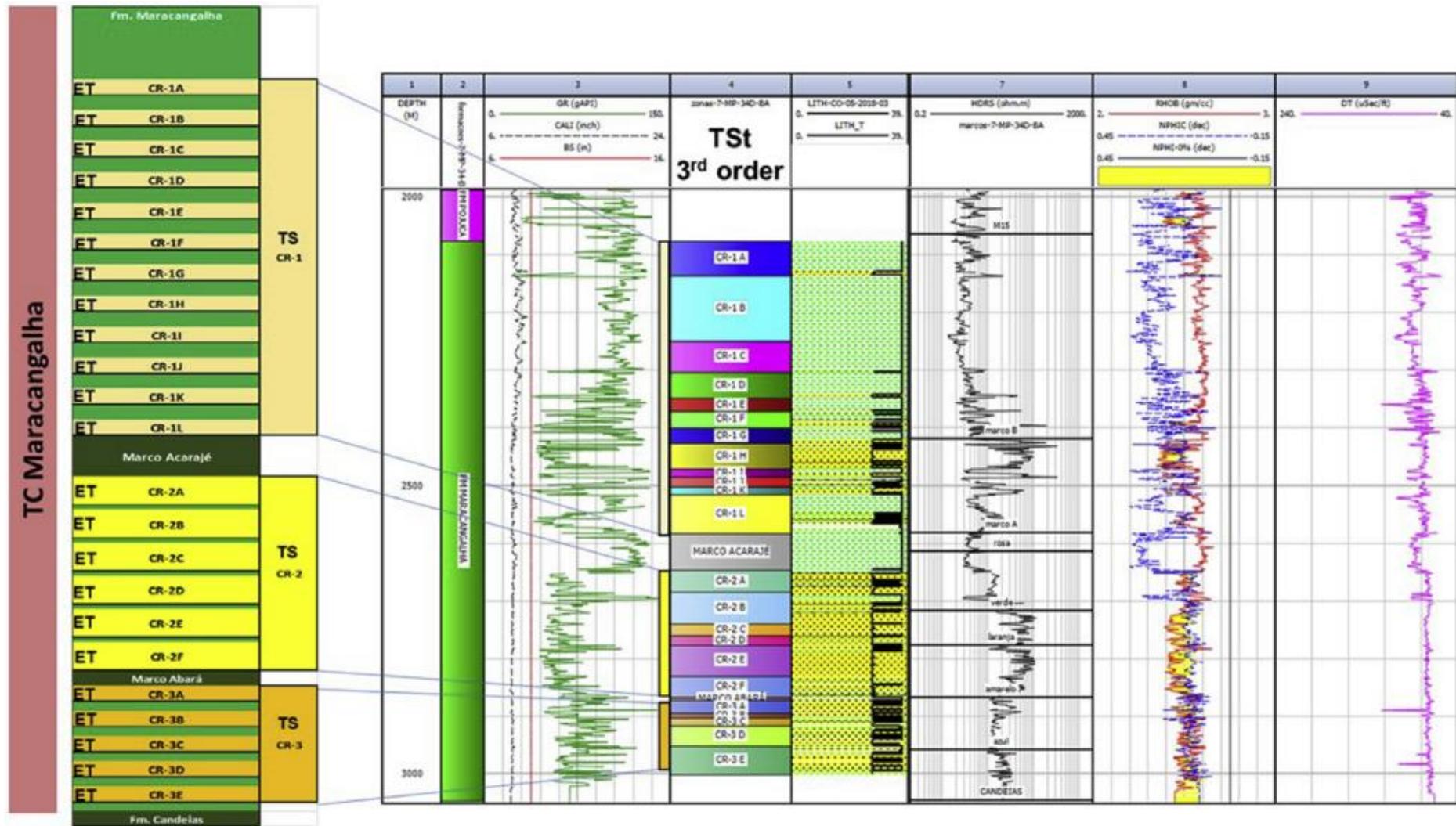


Figura 25: Interpretação dos Sistemas e Estágios Turbidíticos (Freire *et al.*, 2020).

4.4 Interpretação das Eletrofácies pelo DRDN

A interpretação litológica é de extrema importância, pois nos permite diferenciar as zonas de reservatórios das que não são reservatórios e, conseqüentemente, identificar as melhores eletrofácies. Neste trabalho foram interpretadas 4 eletrofácies, de acordo com Freire *et al.* (2020):

(i) arenitos com porosidade maior que 9% foram considerados os melhores reservatórios;

(ii) arenitos argilosos, conhecidos por *slurry*, com porosidade abaixo de 9% foram considerados importantes barreiras de permeabilidade;

(iii) os siltitos;

(iv) folhelhos.

A litologia interpretada geralmente é fornecida pelo perfil composto, porém outras metodologias podem fornecer uma interpretação mais refinada, como a interpretação manual através da combinação dos perfis de densidade e neutrão, também conhecido como *crossover*. Em zonas onde a curva de NPHI permanece à esquerda e a de RHOB à direita, com uma significativa separação, é inferida uma fácies de folhelho. Quando esse mesmo comportamento se repete, porém com a proximidade das curvas a ponto delas se tocarem, ou quase, classificamos como silito. Ao ocorrer o cruzamento das mesmas, ou seja, quando a posição das curvas inverte, e a curva de NPHI está à direita de RHOB com uma separação considerável, podemos interpretar como sendo fácies de arenito; caso essa separação seja menor, classificamos como sendo uma fácies de arenito mais argiloso, também chamado de *Slurry*.

Esse tipo de interpretação, quando feito manualmente, pode exigir muito tempo e esforço, principalmente em um cenário com uma demanda alta de poços, tornando um método inviável. Nos trabalhos de Guimarães *et al.* (2008) e Freire *et al.* (2020), foi aplicada uma metodologia de interpretação dessas eletrofácies através do perfil DRDN, de modo a facilitar a interpretação. O perfil DRDN pode ser obtido a partir dos perfis de densidade e neutrão, através de uma equação, onde, a partir do valor obtido, é possível atribuir o referente valor a uma litologia associada, conforme Tabela 5.

$$DRDN = \left(\frac{RHOB - 2}{0.05} \right) - \left(\frac{0.45 - NPHI}{0.03} \right) \quad (29)$$

Tabela 5: Valores de DRDN para as respectivas eletrofácies e códigos, atribuídos no software utilizado.

Eletrofácies	Valores do DRDN	Código Atribuído
Arenito	< -1	49
Slurry	≥ -1 e < -0,3	25
Siltito	≥ -0,3 e < 0,3	54
Folhelho	≥ 0,3	57

Dessa forma através de um script (Figura 26) desenvolvido no *software* APPy (Avaliação de Perfis em Python), desenvolvido pela UFF, é possível gerar a curva DRDN, tendo sido importada no software IP para a interpretação de eletrofácies.

```
In [ ]: DRDN=np.array(data['DRDN'])
Lith=np.zeros(len(data))

for i in range(len(data)):
    if DRDN[i] < -1.0000:
        Lith[i] = 49.0000

    if DRDN[i] >= -1.0000 and DRDN[i] < -0.3000 :
        Lith[i] = 25.0000

    if DRDN[i] >= -0.3000 and DRDN[i] < 0.3000 :
        Lith[i] = 54.0000

    if DRDN[i] >= 0.3000:
        Lith[i] = 57.0000

    if DRDN[i] == -999.0000:
        Lith[i] = -999.0000
data['Lith']=Lith

Lith
```

Figura 26: Script desenvolvido para a criação do perfil DRDN.

As eletrofácies obtidas foram associadas e padronizadas como na indústria: arenito (amarelo), *slurry* (verde claro), siltito (marrom) e folhelho (verde escuro).

4.5 Reconhecimento das zonas de reservatório e não reservatório

Uma das principais características litológicas para o desenvolvimento da produção de um campo é a definição de zonas de reservatório e de não reservatório, sendo a curva DRDN uma importante ferramenta para fazer essa diferenciação, no próprio software de

interpretação dos perfis. Foram consideradas “zonas reservatório” apenas os intervalos com DRDN <-1 (arenitos com PHI>9%). Já as zonas “não reservatório” foram atribuídas as litologias com DRDN >-1, ou seja, referentes a *slurry*, siltito e folhelho. Convém lembrar que estes valores limites foram atribuídos exclusivamente para o Campo de Massapê, com base também nas respostas qualitativas do GR, podendo variar de bacia para bacia, ou mesmo, de campo para campo.

Essa distinção foi feita para cada um dos estágios turbidíticos, onde as zonas consideradas reservatório foram preenchidas por amarelo e as não reservatório com a cor verde (Figura 27).

4.6 Cálculos Petrofísicos

4.6.1 Argilosidade

A argilosidade, como visto anteriormente, através do perfil de GR pode ser estimada a partir de diferentes cálculos. Conforme mostra a Figura 27 no *track* 12, foi estimada a argilosidade considerando os métodos de Larionov (verde intermediário), Linear (verde escuro) e Stieber (verde claro), obtendo assim três diferentes resultados. O método Linear gerou valores mais altos de argilosidade, conferindo assim um cenário pessimista em termos de reservatório. Já o método de Stieber forneceu os valores mais baixos, conferindo um cenário mais otimista em termos de reservatório. Por fim, o método de Larionov forneceu um cenário intermediário em relação aos outros dois métodos.

Como o objetivo do trabalho não focou em estudar esses diferentes cenários, foi necessário decidir utilizar apenas um deles e o escolhido foi justamente o método de Larionov que se manteve entre os dois cenários extremos.

4.6.2 Porosidade

A princípio, a porosidade obtida foi calculada considerando os métodos de densidade e neutrão, porém como havia a presença de hidrocarboneto na maioria dos reservatórios de interesse, foi necessário considerar o método de Gaymard & Poupon (1968) para fazer a correção.

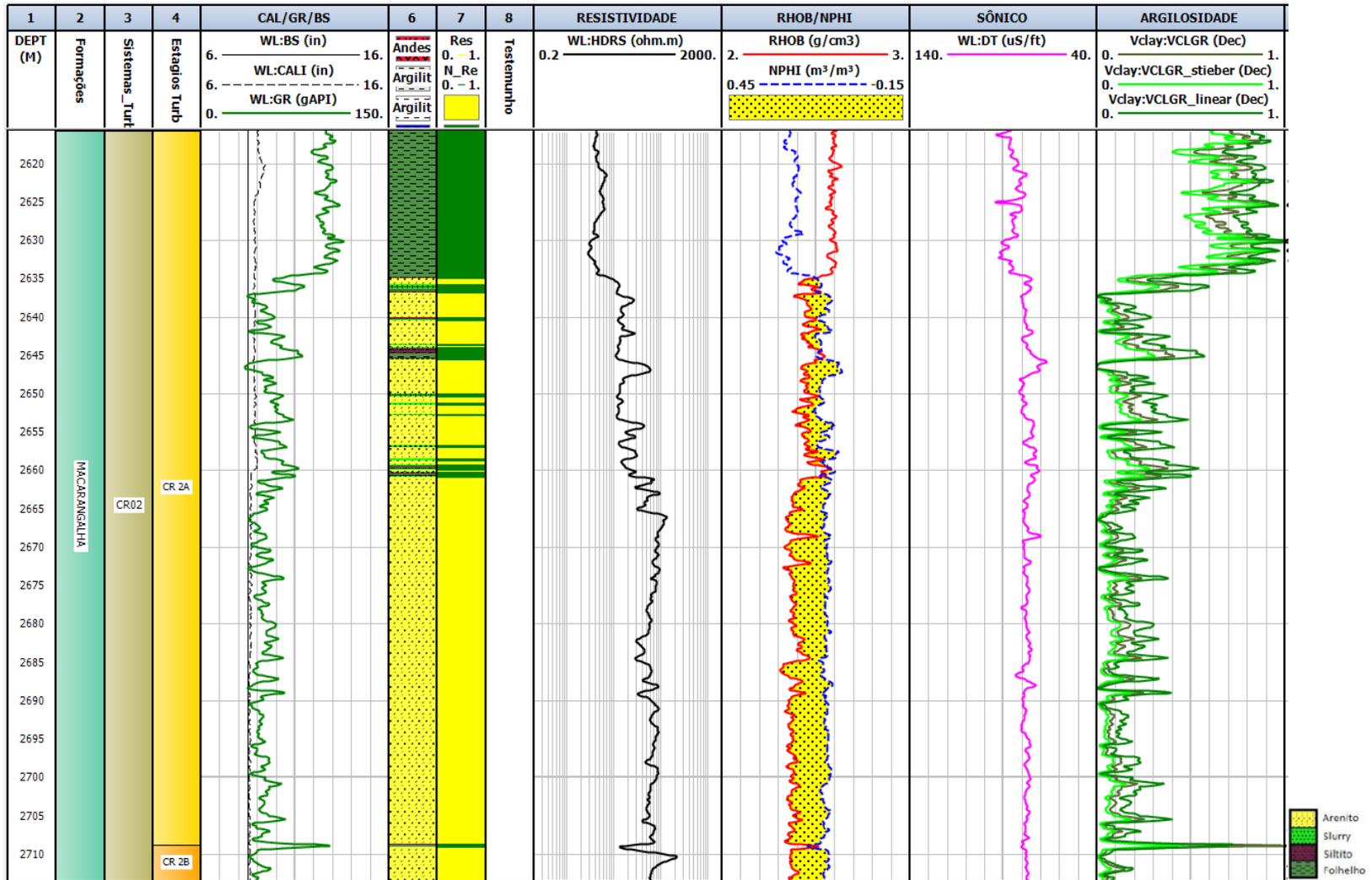


Figura 27: Comparação dos métodos de volume de argila para o poço MP-22-BA (Escala 1:500).

4.6.3 Saturação de Água

Dentre os diversos métodos de saturação de água o mais conhecido é o método de Archie como apresentado anteriormente. Temos também o método de Simandoux, derivado do método de Archie o qual leva em consideração a presença de argila dentro do reservatório. Como neste presente trabalho os poços são referentes a reservatórios mais argilosos, este foi o método derivativo adotado para se obter a saturação de água.

Após os devidos cálculos de argilosidade, porosidade e saturação de água, foi verificado que os resultados obtidos estavam com valores muito altos em frente a zonas de reservatório, e o motivo notado foi que, para os estágios turbidíticos, estava se considerando tanto as zonas reservatório quanto as zonas de folhelhos. Como a formação em estudo não é uma zona majoritariamente limpa, os valores gerados nas zonas de folhelho estavam superestimando os resultados de argilosidade e, conseqüentemente, subestimando os valores de porosidade, ou seja, subestimando o potencial exploratório dos reservatórios.

Tendo em vista esse problema, houve a necessidade de desenvolver um script que conseguisse fazer essa correção, de acordo com a Figura 28. Para esta correção foi exportado do software um arquivo do formato .las contendo as principais curvas do poço, utilizando apenas os perfis TVDSS, a argilosidade calculada (V_{clay}) e a curva que considera apenas as zonas de reservatório proveniente da relação reservatório (RES) e não reservatório (NRES). Após a leitura dos devidos perfis e também dos estágios turbidíticos, foi recalculada a média para cada estágio, de modo a considerar apenas a argilosidade e porosidade das camadas de arenito, ou seja, apenas nas profundidades de reservatório. E, com isso, foi suficiente para obter resultados mais condizentes.

```

# Importando bibliotecas
import las2
import pandas as pd
import numpy as np

# Definindo parâmetros
lasfile = "328D_PETROFISICA.las"
depthname = "TVSS"
curvename = "VCLGR"
resname = "RES"

# Lendo dados do LAS
lasdata = las2.read(lasfile)

depth = None
curve = None
res = None

for line, data in zip(lasdata["curve"], lasdata["data"]):
    name = line["mnemonic"]

    if name == depthname:
        depth = data
    elif name == curvename:
        curve = data
    elif name == resname:
        res = data

print(depth, curve, res)

# Definindo parâmetros
csvfile = "Est_Turbiditico.txt"
separator = ","
header = 2
topcolumn = 3
bottomcolumn = 4
stagecolumn = 2

# Lendo dados do CSV
df = pd.read_csv(csvfile, header=None, sep=separator, skiprows=header)
tops = df[topcolumn].values
bottoms = df[bottomcolumn].values
stages = df[stagecolumn].values
df

# Definindo parâmetros
resvalue = 1.0
conversionfactor = 100.0

# Calculando médias
data = medias = {
    "estagio": [],
    "media": []
}

for top, bottom, stage in zip(tops, bottoms, stages):
    mask = (res == resvalue) & (depth <= top) & (depth > bottom)
    mean = np.nanmean(curve[mask])

    data["estagio"].append(stage)
    data["media"].append(mean*conversionfactor)

output = pd.DataFrame(data)
output

# Definindo parâmetros
outputfile = "saida.csv"

# Salvando CSV
output.to_csv(outputfile, index=False)

```

Figura 28: Script utilizado para a correção dos resultados de argilosidade e porosidade.

4.6.4 Netpay

Para se determinar o *netpay* para cada um dos poços, utilizou como dado de entrada os valores de cortes para se estabelecer essas espessuras que são economicamente viáveis, sendo assim, para a porosidade considerou os valores acima de 9%, valores abaixo de 15% de argilosidade e para a saturação de água considerou valores abaixo de 50%.

4.7 Geração de Mapas

A partir dos resultados obtidos dos cálculos de argilosidade, porosidade, saturação de água e *netpay*, foi possível utilizar estes dados como entrada para a elaboração de mapas de distribuição espacial dessas respectivas propriedades. Nos resultados serão mostrados os mapas considerados mais relevantes, ou seja, os de argilosidade e da espessura porosa com óleo, o chamado hPhiSo (espessura versus porosidade versus saturação de óleo). Todos os mapas obtidos e que não serão apresentados nos resultados

estarão disponíveis nos anexos. Estes dados juntamente com as coordenadas de topo e base para cada estágio turbidítico serviram como entrada para a criação dos mapas.

A krigagem primeiro calcula um variograma mostrando a correlação dos dados em função da distância. Quanto maior for a distância entre os pontos de dados, maior será a variação entre os pontos. Com base no variograma, você pode selecionar um modelo que melhor defina a variação dos dados. Como a krigagem pode ser lenta, o tamanho de um conjunto de dados pode ser um fator limitante na escolha dessa interpolação.

Estes mapas foram criados a partir da técnica de interpolação krigagem como descrito anteriormente. Para cada poço foi feito o ajuste dos seguintes elementos: sill, range e nugget, e posteriormente um grid foi gerado (Figura 29).

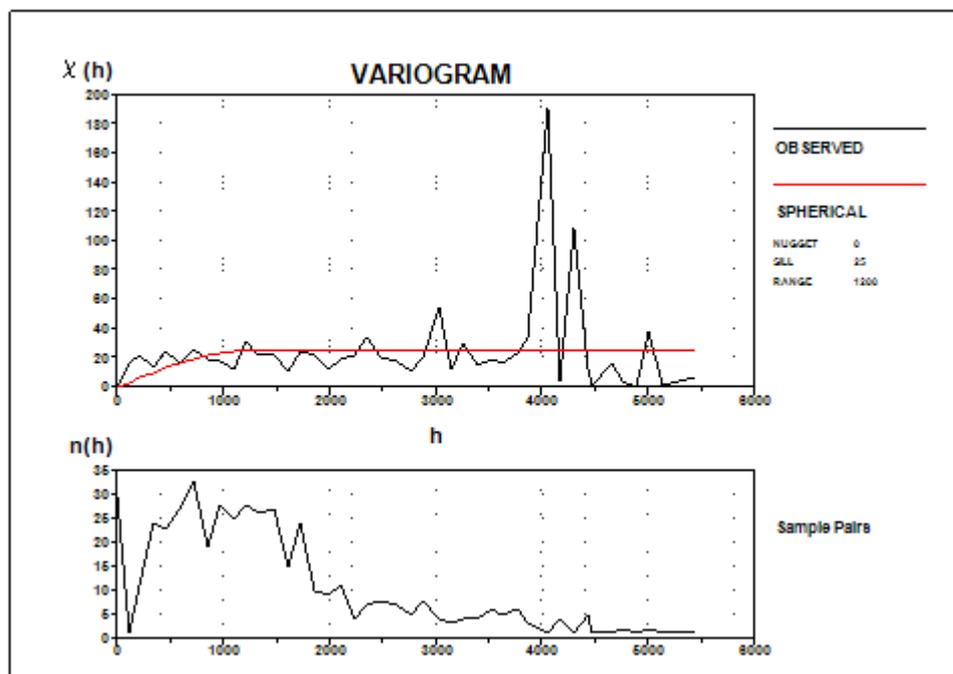


Figura 29: Exemplo de ajuste do variograma.

Ao final resultaram 23 mapas de argilosidade e hPhiSo para cada estágio turbidítico, além de mais 3 mapas para cada propriedade, considerando a média dos valores para cada sistema turbidítico, onde foi possível elaborar um modelo de preenchimento para cada estágio turbidítico que será exibido mais à frente.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão abordados os resultados com suas respectivas discussões, conforme o fluxograma de trabalho proposto. Primeiro serão apresentados os resultados obtidos a partir dos perfis de poços, os quais serviram como base para a obtenção dos mapas de distribuição espacial, onde serão apresentados tanto os mapas de argilosidade quanto os mapas de hPhiSo (espessura x porosidade efetiva x saturação de óleo), ou de espessura porosa com óleo. E, por fim, um modelo deposicional simples será proposto para os turbiditos da Fm. Maracangalha do Campo de Massapê, visando compreender a deposição dos sistemas e estágios turbidíticos que preencheram a calha interdiapírica que os controlou, e que, possivelmente, contribuíram para o desenvolvimento dos diápiros de folhelhos.

5.1) Perfis de Poços

Na Figura 30, temos os perfis básicos que, em sua maioria, servem como *input* para o cálculo das propriedades petrofísicas. No primeiro momento é importante observar o perfil caliper, que serve como um indicador de qualidade da geometria do poço. Vemos que o caliper, ao longo de todo o poço, acompanha o perfil *Bit size*, que indica o diâmetro da broca, sem expressivos arrombamentos ou formação de rebocos, conferindo maior confiabilidade ao dado.

Além da observação do caliper foi feito o *crossover* entre os perfis de RHOB e NPHI, identificando zonas de arenitos e folhelhos. Também foi obtido o perfil de DRDN para identificar as eletrofácies, o qual além de considerar o *crossover* entre os perfis de densidade e porosidade neutrônica, também levou em consideração o perfil de raios gama, por ser um perfil que consegue diferenciar os folhelhos dos não folhelhos. A partir da equação aplicada (29) foi possível identificar 4 diferentes eletrofácies, de acordo com a faixa de valor obtido, atribuindo os valores da respectiva litologia. Sendo assim, foi possível identificar possíveis zonas de reservatório nos intervalos que possuíam maior distanciamento no cruzamento de NPHI e RHOB (DRDN >-1), além de valores mais baixos de GR. A identificação das possíveis zonas de reservatório e de não reservatório (*track 7* da Figura 30) possibilita determinar a razão reservatório/não reservatório para cada estágio turbidítico.

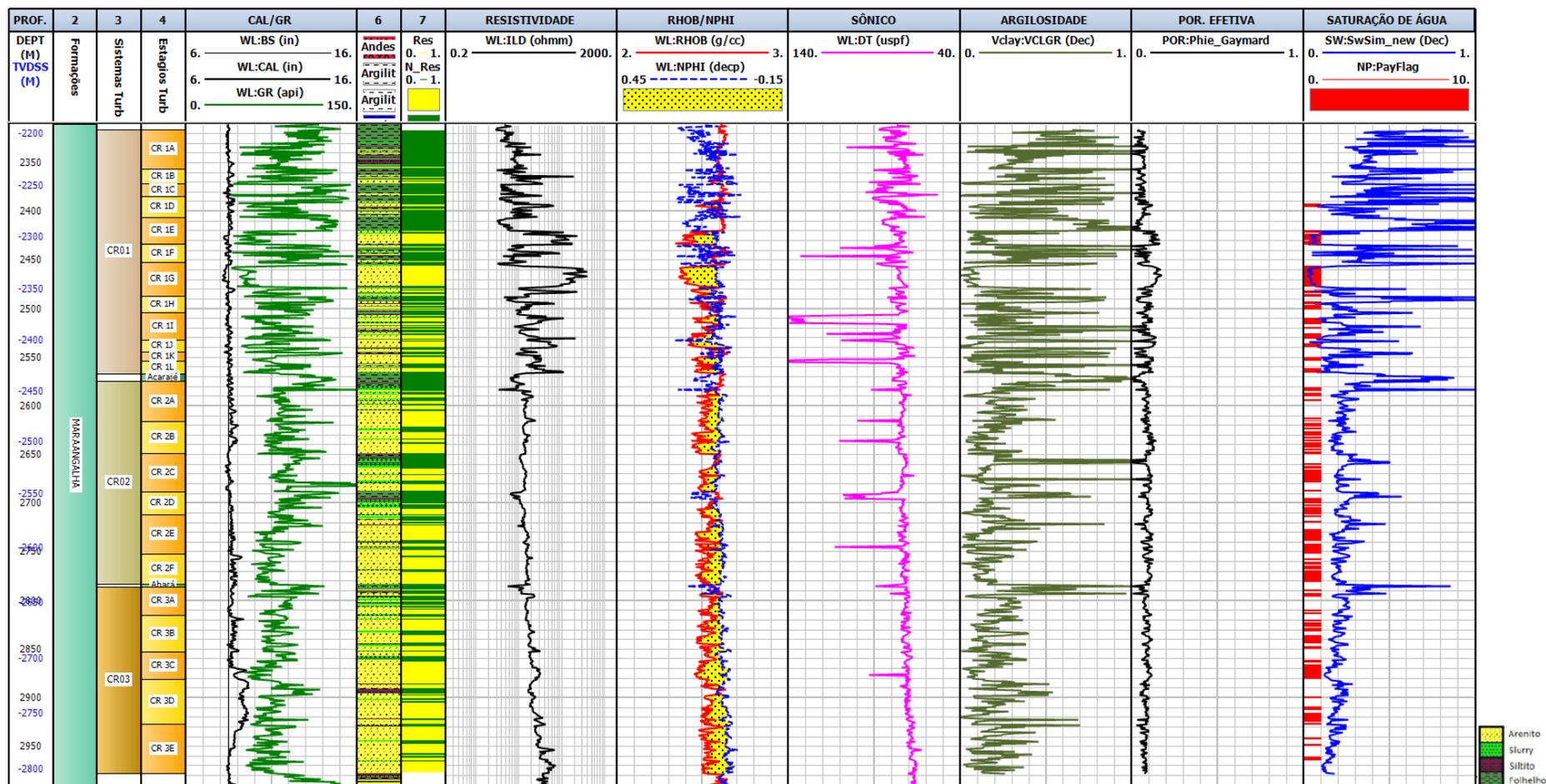


Figura 30: Resultados obtidos para o poço 7-MP-40D-BA (escala 1:3500).

Após a interpretação dos sistemas e estágios turbidíticos, além da identificação das eletrofácies e das zonas de reservatório e de não reservatório, foi possível então realizar os cálculos petrofísicos para cada estágio turbidítico e sua transformação em curvas, conforme pode ser observado na Figura 30.

Nos últimos três *tracks* temos, respectivamente, os resultados obtidos para a argilosidade dada pelo método de Larionov, porosidade efetiva dada pela porosidade Gaymard & Poupon (1968) e, por fim, a saturação de água, juntamente com as espessuras de *netpay* dadas a partir dos valores de *cutoff* utilizados nesse estudo (9% para porosidade, 15% para a argilosidade e 50% para a saturação de água).

Analisando o poço 7-MP-40D-BA (Figura 30), representativo para o Campo de Massapê, é possível observar que os sistemas CR-2 e CR-3 são os que possuem maior razão reservatório/não reservatório, quando comparado ao CR-1. Esse comportamento foi observado também para os demais poços, corroborando esta mesma tendência encontrada no trabalho de Ferreira da Silva (2020).

Os resultados foram avaliados considerando a média dos valores dentro de cada estágio turbidítico, levando em consideração apenas os intervalos referentes aos reservatórios, bem como os sistemas turbidíticos. Na Tabela 6 temos os resultados obtidos para as médias de cada sistema, tanto para a argilosidade quanto para hPhiSo.

Apresentando os dados obtidos, graficamente para facilitar a visualização, podemos observar na Figura 31 a argilosidade obtida para cada sistema turbidítico em todos os 33 poços.

De acordo com Freire *et al.* (2020), era esperado um maior teor de argilosidade para o sistema turbidítico CR-1, porém, analisando o gráfico, foi verificado que entre os três sistemas, esse foi o que apresentou valores de argilosidade mais baixos. Porém se analisarmos os valores médios obtidos, é possível verificar que ainda assim foi obtido em sua maioria, para os três sistemas turbidíticos, valores de argilosidade abaixo dos 15% que é justamente os valores que se encontram dentro do valor de corte.

Tabela 6: Resultados de argilosidade e hPhiSo para os sistemas turbidíticos CR-1, CR-2 e CR-3.

Poço	Argilosidade (%)			hPhiSo		
	CR-1	CR-2	CR-3	CR-1	CR-2	CR-3
7-MP-20-BA	11,54	12,47	9,12	0,74	1,85	2,31
7-MP-21D-BA	5,56			0,55		
7-MP-22-BA	5,49	12,5	14,68	0,75	3,22	1,97
7-MP-23D-BA	15,79	21,11	20,72	0,63	2,31	3,40
7-MP-24D-BA	5,44	12,91		0,57	6,01	
7-MP-25-BA	6,08	12,25	8,87	1,92	1,48	1,28
4-MP-26D-BA	39,58	7,22	10,77	0,18	1,62	0,01
7-MP-28D-BA	4,93	13,31	1,28	1,34	2,12	0,01
7-MP-29D-BA	13,05	15,33	27,17	0,94	0,65	0,97
7-MP-31D-BA		11,46	10,48		4,10	0,77
7-MP-33D-BA	7,43	7,54	7,24	0,08	2,10	1,19
7-MP-34D-BA	5,08	9,94	9,59	1,26	2,65	1,26
7-MP-35D-BA	14,03	13,23	8,67	2,01	1,59	2,09
7-MP-36D-BA	4,75	13,08	15,05	0,87	0,50	0,35
7-MP-37D-BA	51,19	13,2	13,88	0,21	2,48	1,31
7-MP-38D-BA	5,65	8,57		0,80	0,87	
7-MP-39D-BA	4,67	9,62	12,88	0,89	1,45	2,61
7-MP-40D-BA	11,31	16,35	16,85	0,73	1,27	0,84
4-MP-41D-BA	7,48	11,11	1,76			
7-MP-43D-BA	3,94	15,53		0,49	1,19	
4-MP-45D-BA	12,77	8,06	9,15	2,21	0,59	0,01
4-MP-46D-BA	11	8,42	52,29	0,18	0,27	
7-MP-47DP-BA	6,72	15,81	14,2	0,40	1,79	1,83
7-MP-48D-BA	7,04	7,19	10,49	2,32	0,69	0,24
7-MP-49D-BA	5,96	10,3	12,68	0,84	0,95	1,44
7-MP-50D-BA	2,42	8,3	10,1	0,35	1,17	3,36
7-MP-51D-BA	6,01	9	11,07	1,68	1,50	2,80
7-MP-52D-BA	3,88	7,12	12,47	0,70	2,81	1,35
7-MP-53D-BA	0,29	12,26	9,06	0,03	2,38	1,34
6-MP-54D-BA	6,4	9,53	8,88	0,46	0,96	4,21
7-MP-55D-BA	5,09	11,15	10,99	0,92	1,65	1,40
7-MP-56D-BA	3,12	9,06	14,64	0,94	5,10	2,92
1-BRSA-84-BA	2,61	8,41	2,49	0,64	0,73	0,24

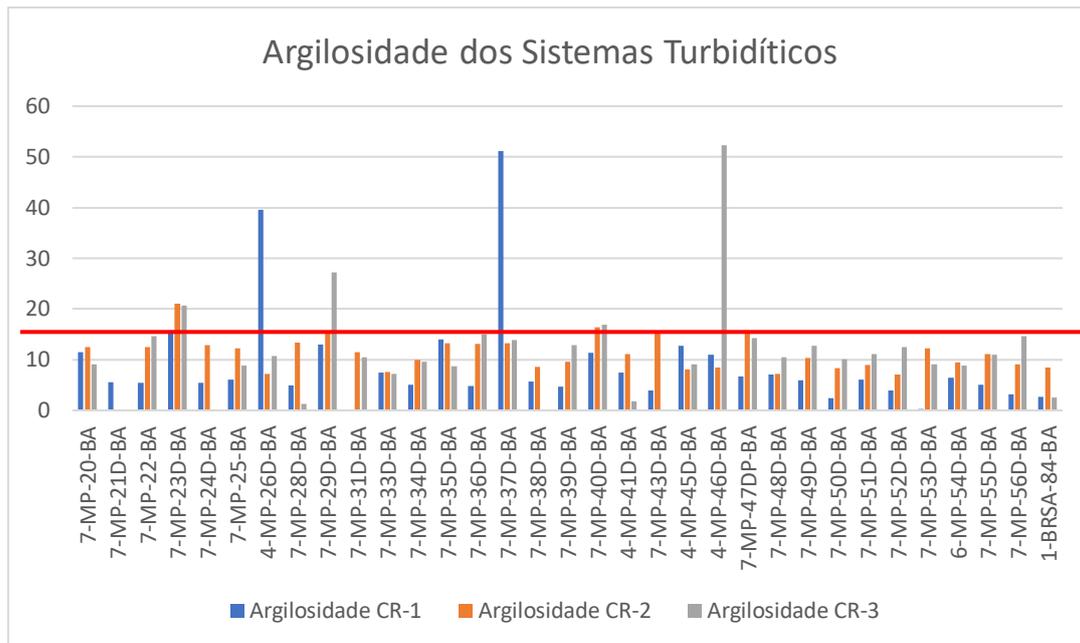


Figura 31: Gráfico contendo os resultados obtidos de argilosidade para cada sistema turbidítico. Em vermelho linha marcando o *cutoff* de 15%.

Segundo Ferreira da Silva (2020), foi observado que as menores razões reservatório/não reservatório ocorreram no sistema CR-1, conforme podemos observar na Tabela 7. De maneira geral, o sistema CR-2 foi o que apresentou as maiores razões.

Corroborando a questão de que o sistema turbidítico CR-2 foi o que apresentou as maiores razões reservatório/não reservatório, podemos observar na Figura 32 o gráfico de barras considerando as espessuras porosas com óleo (hPhiSo) para cada sistema turbidítico, levando em consideração os 32 poços. Foi observado que o sistema CR-2 foi o que apresentou as maiores espessuras, seguido do CR-3. O sistema CR-1, apesar de ter apresentado os menores valores de argilosidade, foi o que apresentou as menores espessuras efetivas.

Tabela 7: Razão reservatório/não reservatório para cada sistema turbidítico (modificado de Ferreira da Silva, 2020).

	RAZÃO RES/NRES		
	CR-1	CR-2	CR-3
BRSA-84-BA	0,19	0,38	0,18
MP-20-BA	0,23	0,45	0,38
MP-21D-BA		0,09	
MP-22-BA	0,17	5,14	6,62
MP-23D-BA	0,13	1,69	1,17
MP-24D-BA	0,07	3,44	
MP-25-BA	0,54	2,08	0,96
MP-26D-BA	0,17	0,38	0,00
MP-28D-BA	0,25	1,10	0,03
MP-29D-BA	0,27	0,38	0,38
MP-31D-BA	0,00	1,94	0,68
MP-33D-BA	0,01	12,57	10,39
MP-34D-BA	0,28	1,46	0,80
MP-35D-BA	0,88	1,64	1,10
MP-36D-BA	0,20	0,27	0,88
MP-37D-BA	0,04	3,60	2,99
MP-38D-BA	0,27	0,46	0,00
MP-39D-BA	0,18	0,20	1,26
MP-40D-BA	0,79	2,44	4,22
MP-41D-BA	0,23	1,27	0,01
MP-43D-BA	0,31	0,82	
MP-45D-BA	1,00	0,77	3,07
MP-46D-BA	0,16	0,76	0,01
MP-47DP-BA	0,23	3,95	11,43
MP-48D-BA	0,51	0,38	0,82
MP-49D-BA	0,09	0,65	2,19
MP-50D-BA	0,22	1,57	1,47
MP-51D-BA	0,54	1,48	4,01
MP-52D-BA	0,17	3,6	3,02
MP-53D-BA	0,00	1,94	1,27
MP-54D-BA	0,10	0,36	0,60
MP-55D-BA	0,26	1,64	3,54
MP-56D-BA	0,17	4,07	14,15

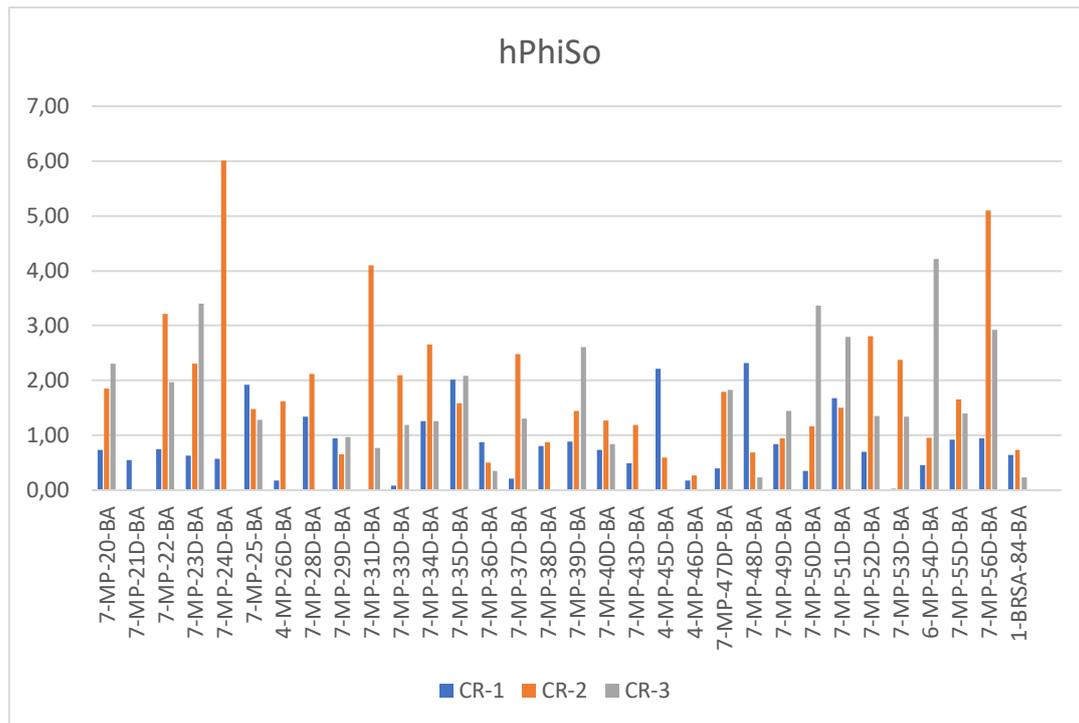


Figura 32: Gráfico contendo os resultados obtidos de hPhiSo para cada sistema turbidítico. Espessura porosa com óleo em metros.

5.2) Mapas Petrofísicos

A obtenção das propriedades petrofísicas dadas pelos perfis de poços permitiu utilizar essas informações como dados de entrada para a geração de mapas de distribuição espacial dessas respectivas propriedades. Serão apresentados tantos os mapas de argilosidade quanto os de hPhiSo, os quais foram confeccionados com base nos valores obtidos na Tabela 6. Foram gerados mapas considerando os 23 estágios turbidíticos, além da média para os três sistemas turbidíticos. Um dos objetivos foi tentar compreender a direção e o sentido da deposição desses estágios, tendo em mente que os resultados apresentados nesse estudo foram adquiridos através da interpolação de dados de poços, necessitando de estudos sísmicos adicionais para uma melhor visualização dos corpos turbidíticos. Todos os mapas obtidos para argilosidade se encontram no Anexo 1 e os de hPhiSo, no Anexo 2.

A seguir serão apresentados alguns mapas referentes aos estágios turbidíticos, seguidos dos mapas gerados para os sistemas. Os mapas de argilosidade variam de 6% a 38% de teor de argila, aproximadamente, de modo que as cores mais quentes (mais próximas do marrom) indicam as regiões menos argilosas, já as cores mais frias, próximas

do azul, indicam uma maior argilosidade. Além disso, é importante ressaltar que foi aplicada uma máscara de modo a restringir a região amostrada, onde se encontram os poços, a fim de evitar erros de tendências durante a interpolação dos dados.

Sabendo que se trata de um ambiente deposicional turbidítico se espera encontrar feições típicas, como a presença de canais e lobos turbidíticos. Na Figura 33, referente ao mapa de argilosidade para o estágio turbidítico CR-3E, utilizado como exemplo, foi possível identificar a presença de um possível canal e também de um lobo turbidítico, conforme destacado em marrom, os quais aparentam ter direção de sudoeste para nordeste (SW-NE).

Na Figura 34, temos mais exemplos de feições de canais e lobos turbidíticos, mas agora para os estágios turbidíticos CR-3C, CR-2F e CR-1F. Além disso, a seta preta sugere o sentido preferencial do fluxo que formou aquele respectivo ET.

Importante destacar que as melhores fácies se encontram nos lobos e, à medida que vai se aproximando das bordas desses corpos, a tendência é que ocorra o aumento da concentração das fácies mais argilosas, onde são mais facilmente encontrados os *slurries*. Observando as bordas dessas feições, mostradas anteriormente, vemos claramente a mudança de cores mais quentes para as mais frias. Vale ressaltar também, que os poços, para estes exemplos, se encontram justamente nessas regiões menos argilosas, porém há casos de regiões menos argilosas identificadas sem a presença de poços, de modo que o levantamento dessas informações pode ajudar a identificar possíveis novas descobertas.

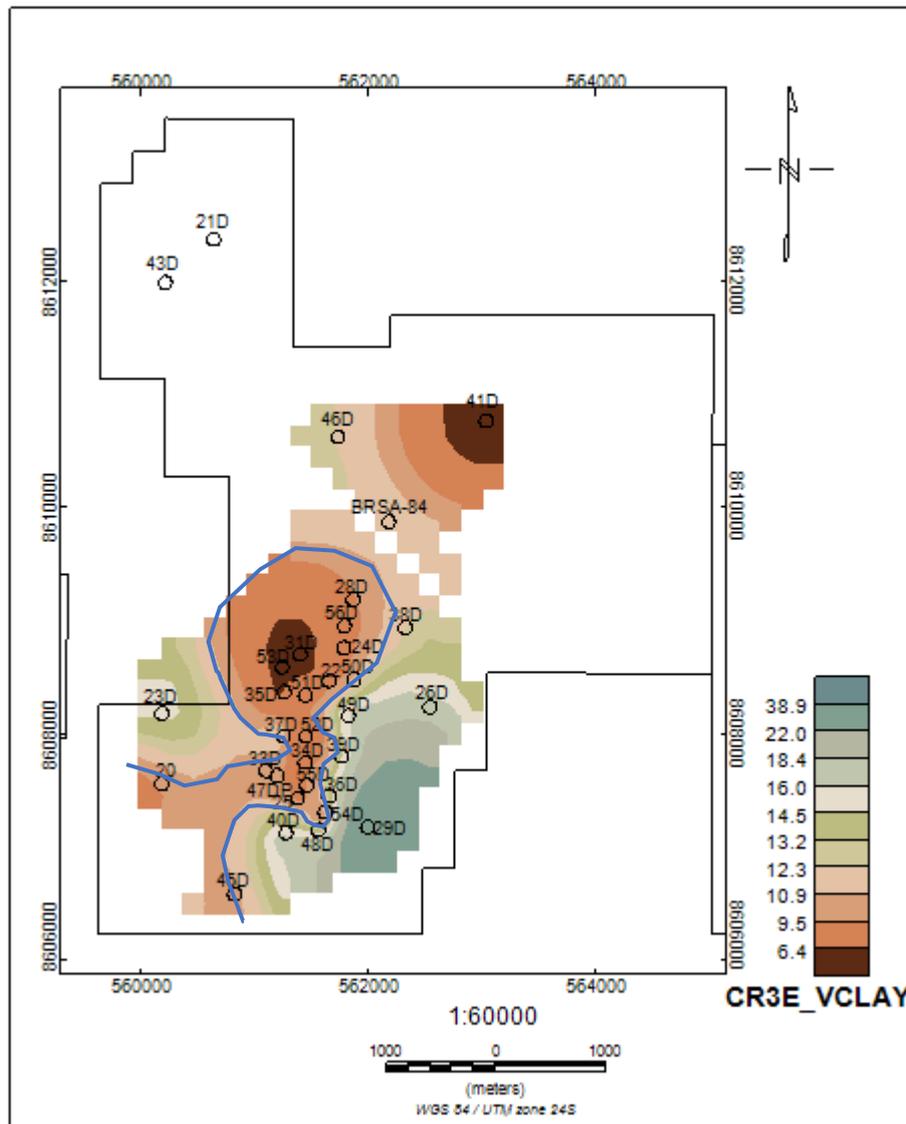


Figura 33: Feição de canal de lobos identificada no mapa de argilosidade para o estágio turbidítico CR-3E. Notar que a região central do lobo (cores amarronzadas) possui menores valores de argilosidade em relação às bordas (cores esverdeadas). Valores em percentagem.

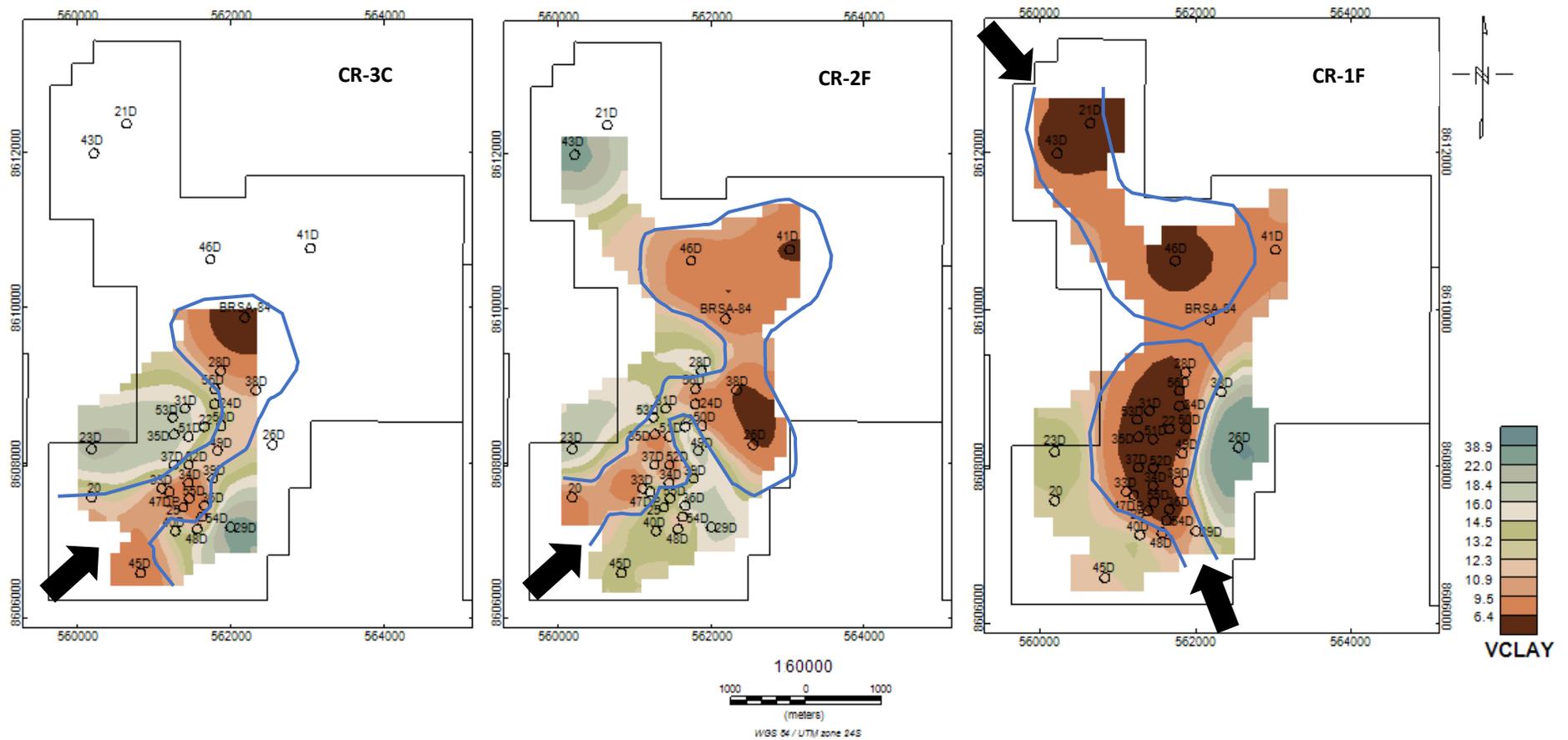


Figura 34: Exemplos de feições de canais e lobos turbidíticos interpretadas nos mapas dos estágios turbidíticos CR-3C, CR-2F e CR-1F. Notar que a região central dos lobos (cores amarronzadas) possui menores valores de argilosidade em relação às bordas (cores esverdeadas). Valores em percentagem.

Comparando os mapas dos estágios e sistemas turbidíticos é possível verificar a diferença de comportamento entre eles e como é importante fazer essa distinção. Enquanto que os mapas dos estágios possibilitam uma melhor identificação das feições de canais e lobos, nos mapas dos sistemas é possível identificar essas feições, porém de forma mais espalhada (Figura 35).

Na Figura 35, temos os mapas de argilosidade para os sistemas CR-3, CR-2, CR-1, respectivamente, onde é possível observar que as regiões menos argilosas são justamente onde se encontram os poços, principalmente para o CR-1. O sistema CR-3 mostra que as regiões mais a sudoeste e nordeste possuem menor argilosidade, porém não são as regiões com maior concentração de poços, podendo ter um melhor aproveitamento dos reservatórios se houvesse poços perfurados nessas regiões. Entretanto, deve-se levar em conta o caráter interpolativo dos mapas, devendo haver um refinamento através de dados sísmicos. Desta forma, esta informação não é suficiente para se afirmar que ali há bons reservatórios, porém já é um bom indicativo.

Além de conseguir observar possíveis feições de canais e lobos turbidíticos, também é possível inferir os possíveis sentidos de fluxo que preencheram a calha entre os diápiros. Analisando o mapa da média da argilosidade para o sistema CR-3, vemos um sentido preferencial de fluxo conforme a seta indica na Figura 35, ou seja, em um sentido SW-NE. Para o sistema CR-2 é possível observar que a direção de fluxo de sedimento teve o mesmo sentido, porém agora tomando também uma componente SE-NW. Já para o sistema CR-1 a determinação da direção deste fluxo aparenta não estar apenas na direção SW-NE, mas também de NW-SE, levantando a hipótese de uma possível mudança na direção do fluxo quando se chega no primeiro sistema turbidítico, provavelmente motivada por variações na posição dos depocentros, conforme pontuado por Ferreira da Silva (2020).

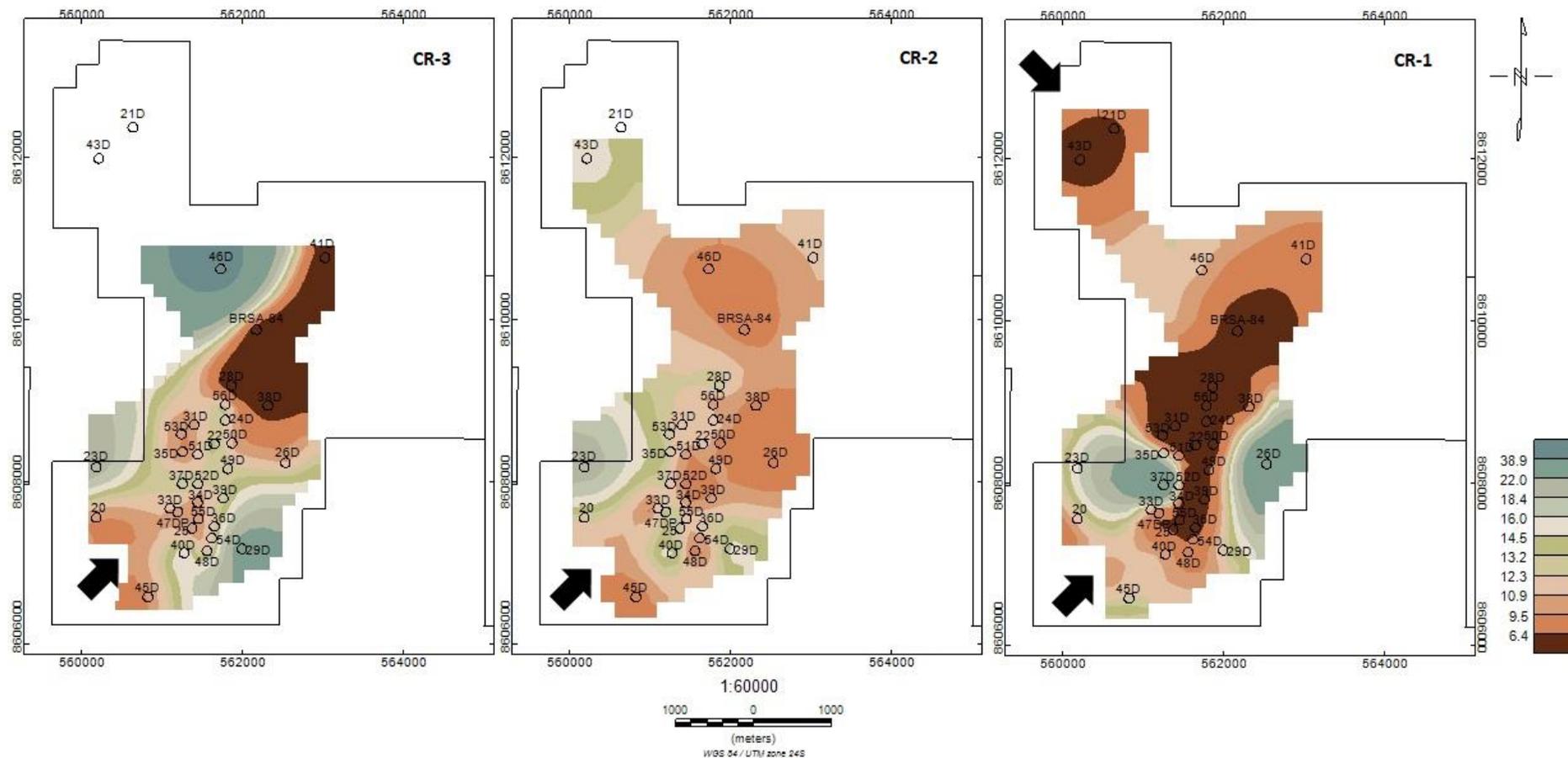


Figura 35: Mapas de distribuição espacial de argilosidade para os sistemas turbidíticos CR-3, CR-2 e CR-1. Notar que a região central dos lobos (cores amarronzadas) possui menores valores de argilosidade em relação às bordas (cores esverdeadas). Valores em porcentagem.

Nas Figuras 36, 37 e 38, temos os mesmos mapas apresentados anteriormente, porém agora com uma interpretação ao lado, feita a partir da inversão dos dados sísmicos, através da técnica *Model-Based* (Leone, 2020), onde é possível reconhecer a presença das feições de canais e lobos turbidíticos também em escala sísmica, conferindo maior robustez à interpretação.

Além disso, com o dado sísmico, se torna mais clara a direção preferencial de fluxo para cada sistema. Para os sistemas CR-3 e CR-2 também foi possível inferir que o fluxo turbidítico se deu de sudoeste para nordeste e que para o sistema CR-1 houve a ocorrência da inversão do sentido do fluxo, evidenciado na Figura 38 (Leone, 2020).

Em conjunto com os mapas obtidos neste trabalho e também com os que se encontram no trabalho de Ferreira da Silva (2020), podemos inferir, quando considerado os sistemas turbidíticos, que as maiores razões se encontram na porção mais ao sul, sudoeste do Campo de Massapê, além disso, os fluxos turbidíticos que alimentaram a calha possuem principalmente sentido de sudoeste para nordeste, o que também foi observado no trabalho de Leone (2020).

A mudança de depocentro ainda não possui uma causa clara, porém, muito provavelmente está associada a causas tectônicas e à presença dos diápiros de folhelho (Neves *et al.*, 2019).

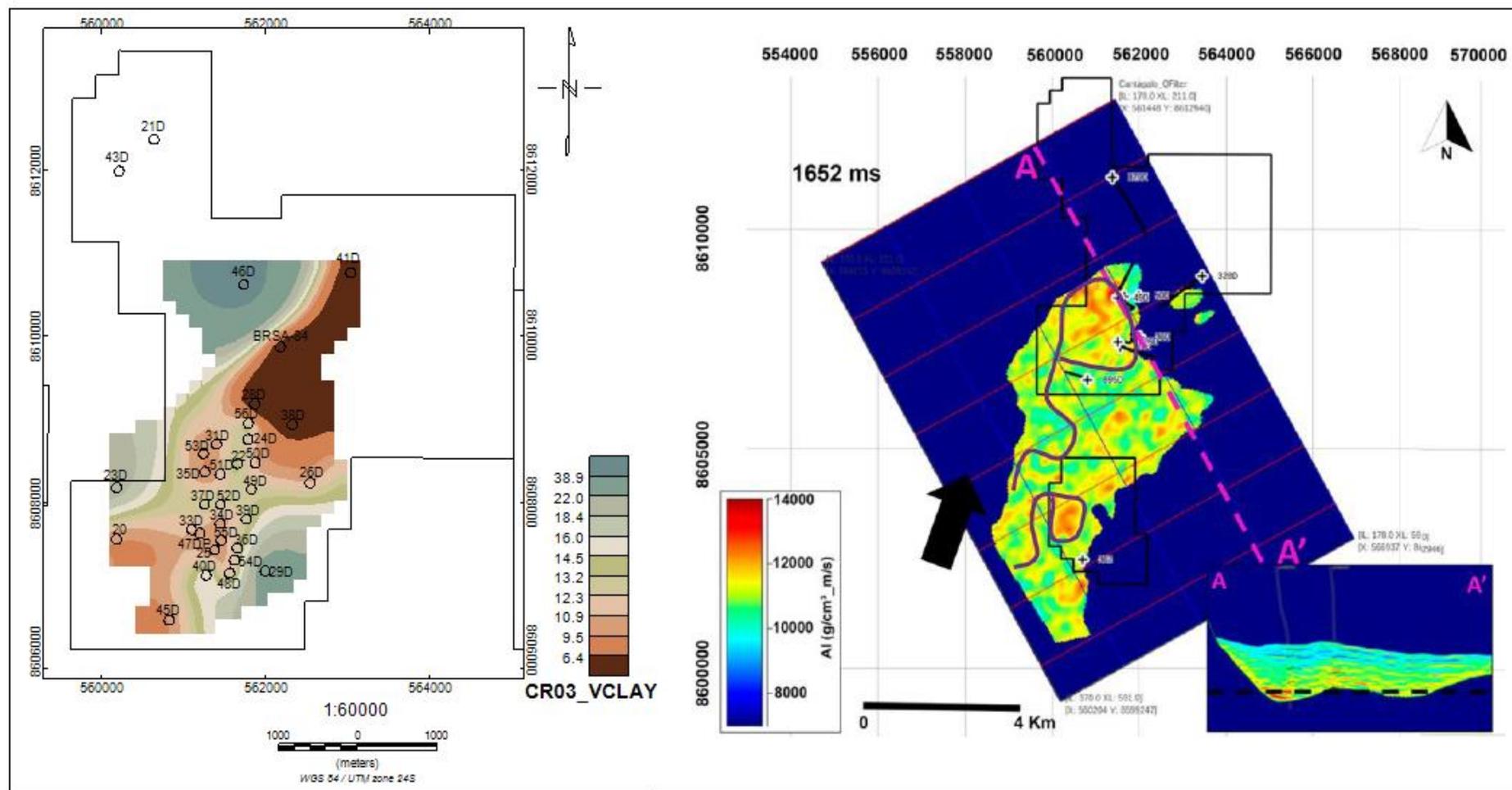


Figura 36: Mapa de argilosidade média para o sistema turbidítico CR-3 (esquerda). À direita, inversão *Model-Based* e *timeslice* a 1652 ms. Linha tracejada em rosa representando a *inline* A – A'; seta preta sugerindo o sentido de migração; linha tracejada preta ilustrando a profundidade da *timeslice* demonstrada e interpretação de lobos e canais em roxo (Modificado de Leone, 2020).

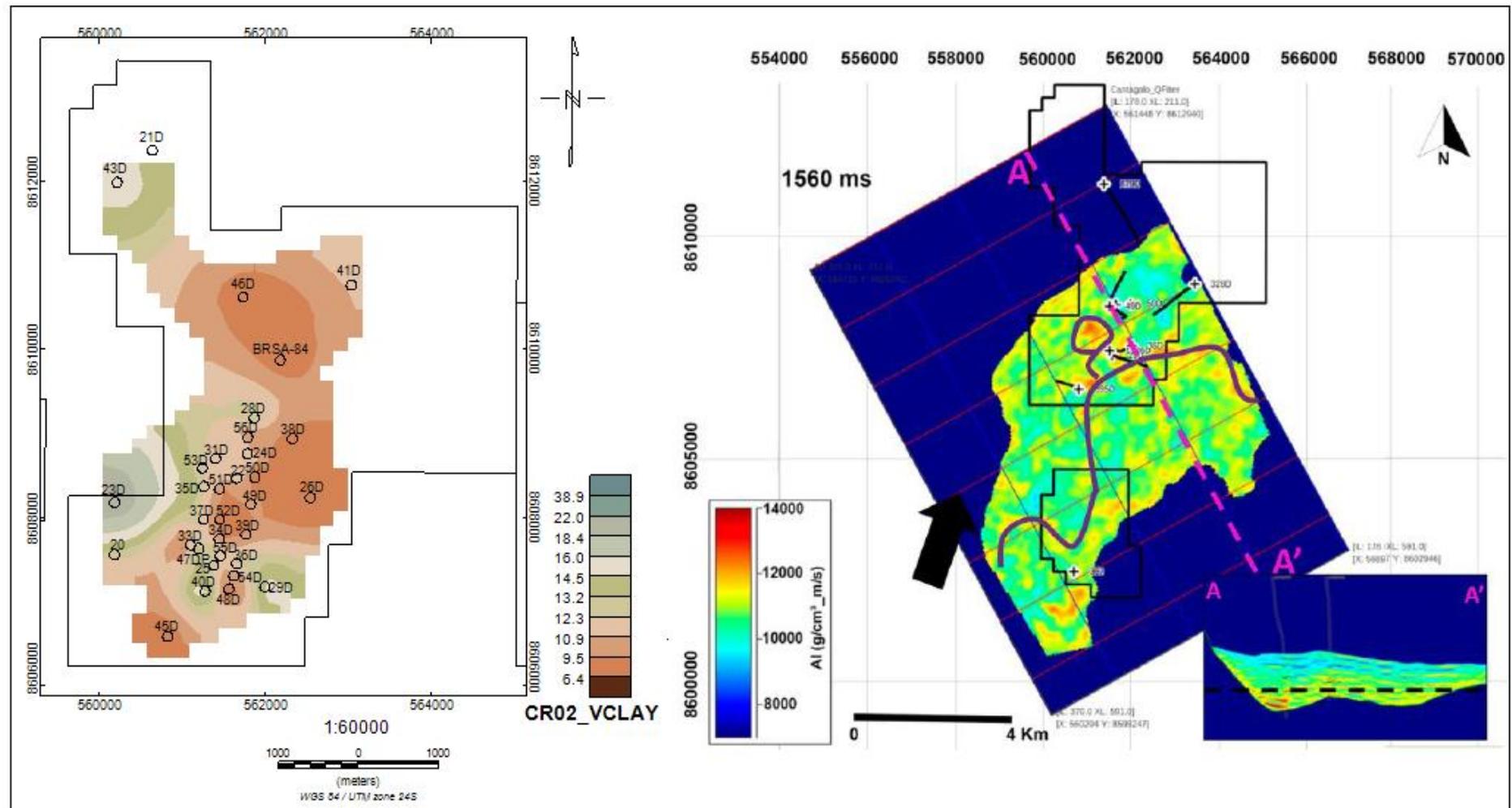


Figura 37: Mapa de argilosidade média para o sistema turbidítico CR-2 (esquerda). À direita, Inversão *Model-Based* e *timeslice* a 1560ms. Linha tracejada em rosa representando a *inline* A – A'; seta preta sugerindo o sentido de migração; linha tracejada preta ilustrando a profundidade da *timeslice* demonstrada e interpretação de lobos e canais em roxo (Modificado de Leone, 2020).

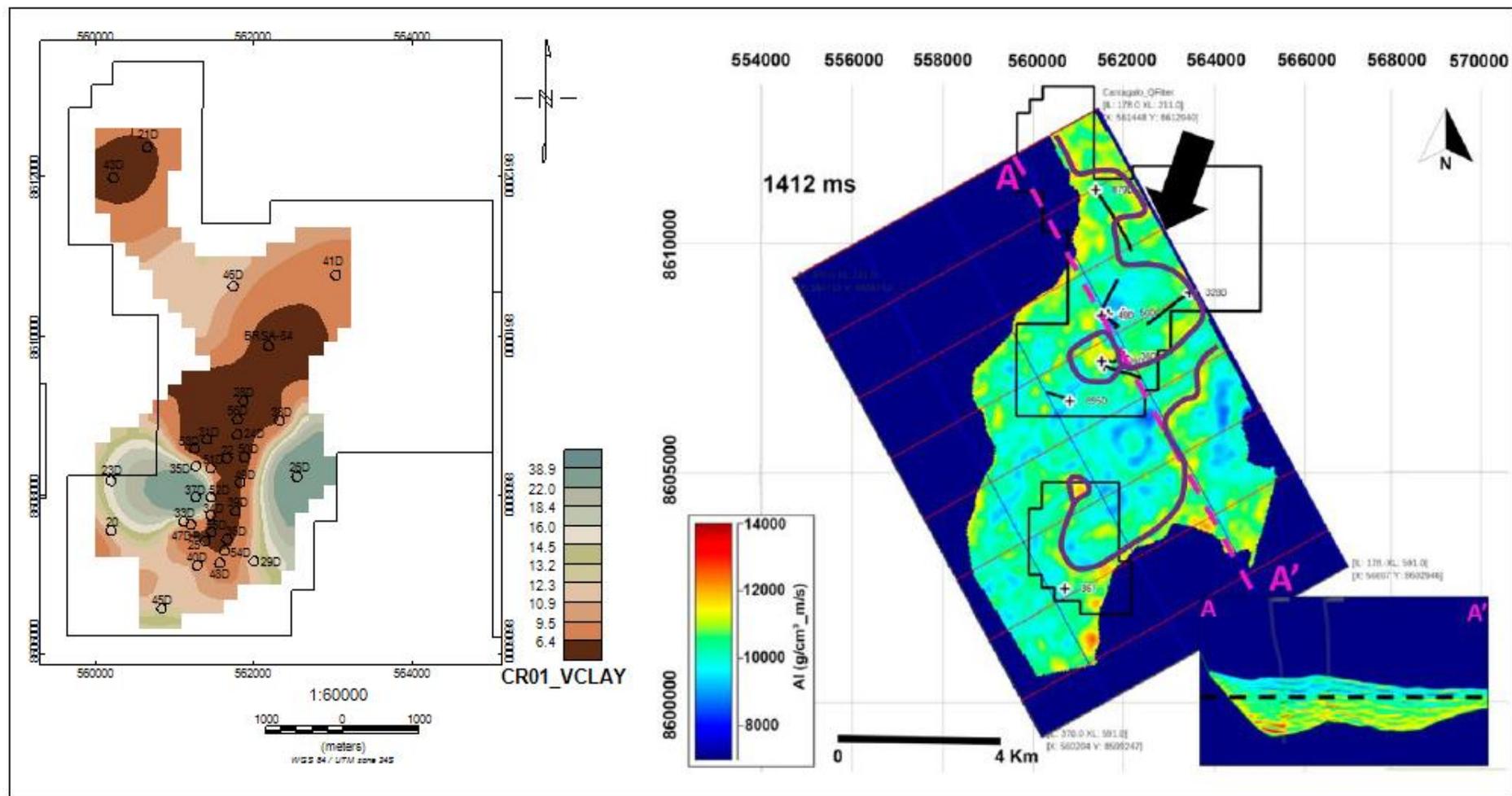


Figura 38: Mapa de argilosidade média para o sistema turbidítico CR-1 (esquerda). À direita, inversão *Model-Based* e *timeslice* a 1412ms. Linha tracejada em rosa representando a inline A – A'; seta preta sugerindo o sentido de migração; linha tracejada preta ilustrando a profundidade da *timeslice* demonstrada e interpretação de lobos e canais em roxo (Modificado de Leone, 2020).

Na Figura 39, temos três exemplos de mapas de hPhiSo para os estágios turbidíticos CR-3C, CR-2F e CR-1F onde as cores frias, mais próximas do azul, remetem as menores espessuras de óleo já as cores mais quentes, próximas do marrom, nos dão as maiores espessuras.

Na Figura 40, temos os mapas referentes aos sistemas turbidíticos CR-3, CR-2 e CR-1. Vemos que nos sistemas CR-2 e CR-3 temos as maiores espessuras e que essas regiões correspondem à maior concentração de poços. Em relação ao sistema CR-2 é possível observar uma região mais a noroeste com uma espessura efetiva também considerável, porém sem a presença de poços.

Segundo Ferreira da Silva (2020) também foi verificado que o CR-2 possui as melhores razões reservatório/não reservatório, porém foi observado que nos poços em que a razão era maior para o CR-3 quando comparado ao CR-2 os valores eram bem mais expressivos. O sistema CR-1 foi o que apresentou as menores espessuras efetivas visto que o mapa se manteve basicamente nas cores azuis e verdes, o que já era esperado, visto que apresentou as menores razões reservatório/não reservatório.

Em conjunto com os mapas obtidos neste trabalho e também com os que se encontram nos trabalhos de Ferreira da Silva (2020) e de Leone (2020), podemos inferir, quando considerado os sistemas turbidíticos, que as maiores razões se encontram na porção mais ao sul, sudoeste do Campo de Massapê. Além disso, é possível inferir que os fluxos turbidíticos possuem, principalmente, um sentido deposicional SW-NE ou SSW-NNE.

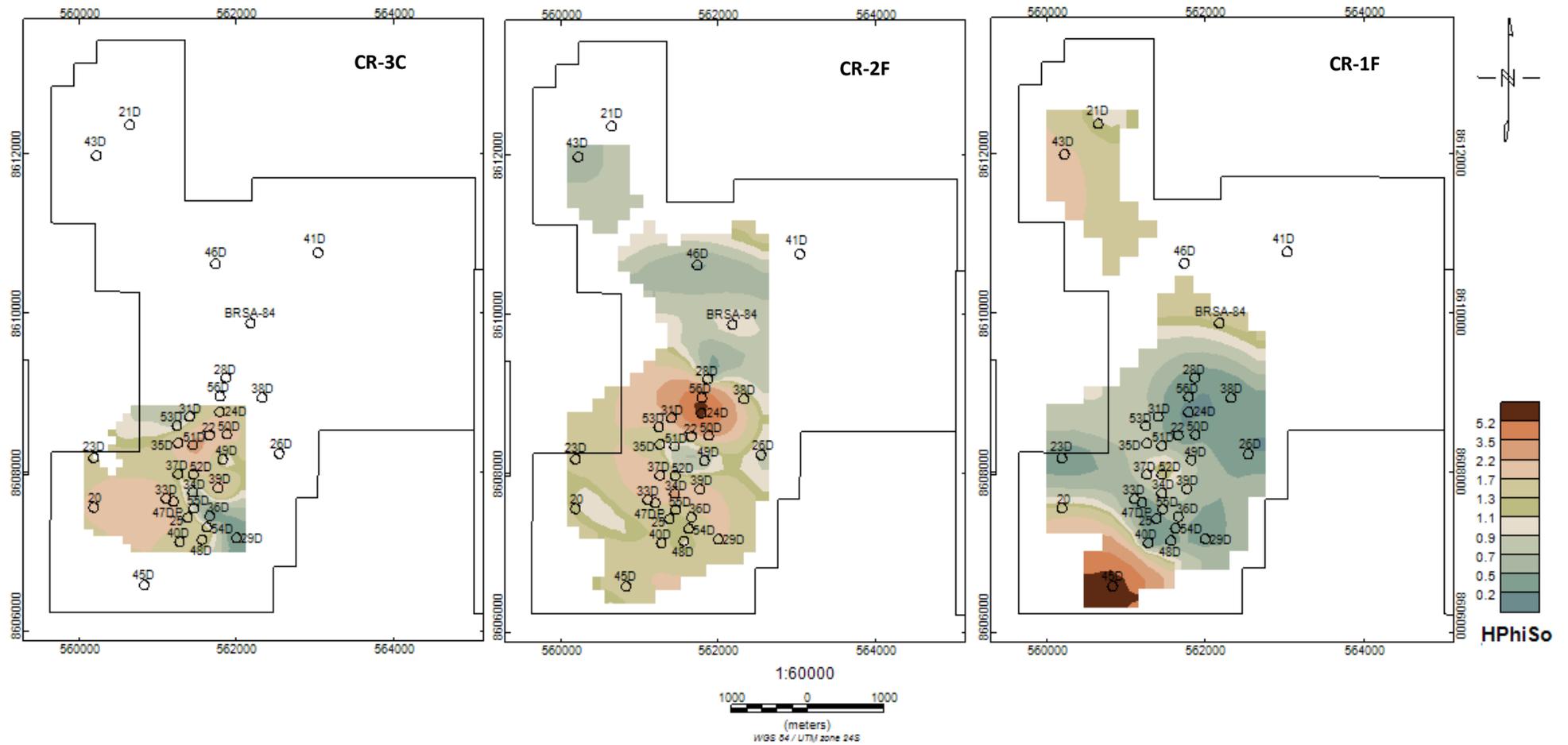


Figura 39: Exemplos de mapas de hPhiSo para os sistemas turbidíticos CR-3C, CR-2F e CR-1F. Valores de espessura porosa com óleo em metros.

Com o auxílio dos mapas de argilosidade, através da identificação das feições de canais e lobos turbidíticos e dos seus prováveis sentidos de deposição, foi possível elaborar um simples modelo esquemático a respeito dos fluxos que preencheram a calha (Figuras 41, 42, 43 e 44). Cada modelo esquemático foi criado de acordo com a interpretação feita para cada sistema turbidítico. Sendo assim, podemos visualizar, com mais facilidade, os possíveis sentidos dos fluxos turbidíticos que preencheram a calha.

Como dito anteriormente, podemos ver com mais clareza a respeito do sentido de deposição, dado de sudoeste para nordeste ao longo dos estágios turbidíticos pertencentes aos sistemas CR-3 e CR-2. Conforme ocorre a aproximação para o topo do CR-2 podemos ver a presença de um possível fluxo vindo de noroeste para sul. Este comportamento havia sido notado para o CR-1 nos mapas anteriores.

O importante é destacar que, para cada estágio turbidítico, há associado a ele uma camada de folhelho referente aos finos que vão se depositando por cima dos sedimentos mais grossos que compõem a base do corpo turbidítico. E, para cada sistema turbidítico, há uma espessa camada de folhelho associada aos marcos estratigráficos, sendo o Marco Abará que separa CR-3 e CR-2 e o Marco Acarajé que separa CR-2 e o CR-1.

Além disso, cada fluxo turbidítico tende a seguir por onde há espaço de acomodação para ele se depositar, tanto que a identificação dos estágios turbidíticos mais para o topo do sistema CR-1 foram os mais difíceis de serem interpretados, muito provavelmente pela falta de espaço na calha, que já estava preenchida pelos demais estágios e sistemas turbidíticos anteriores.

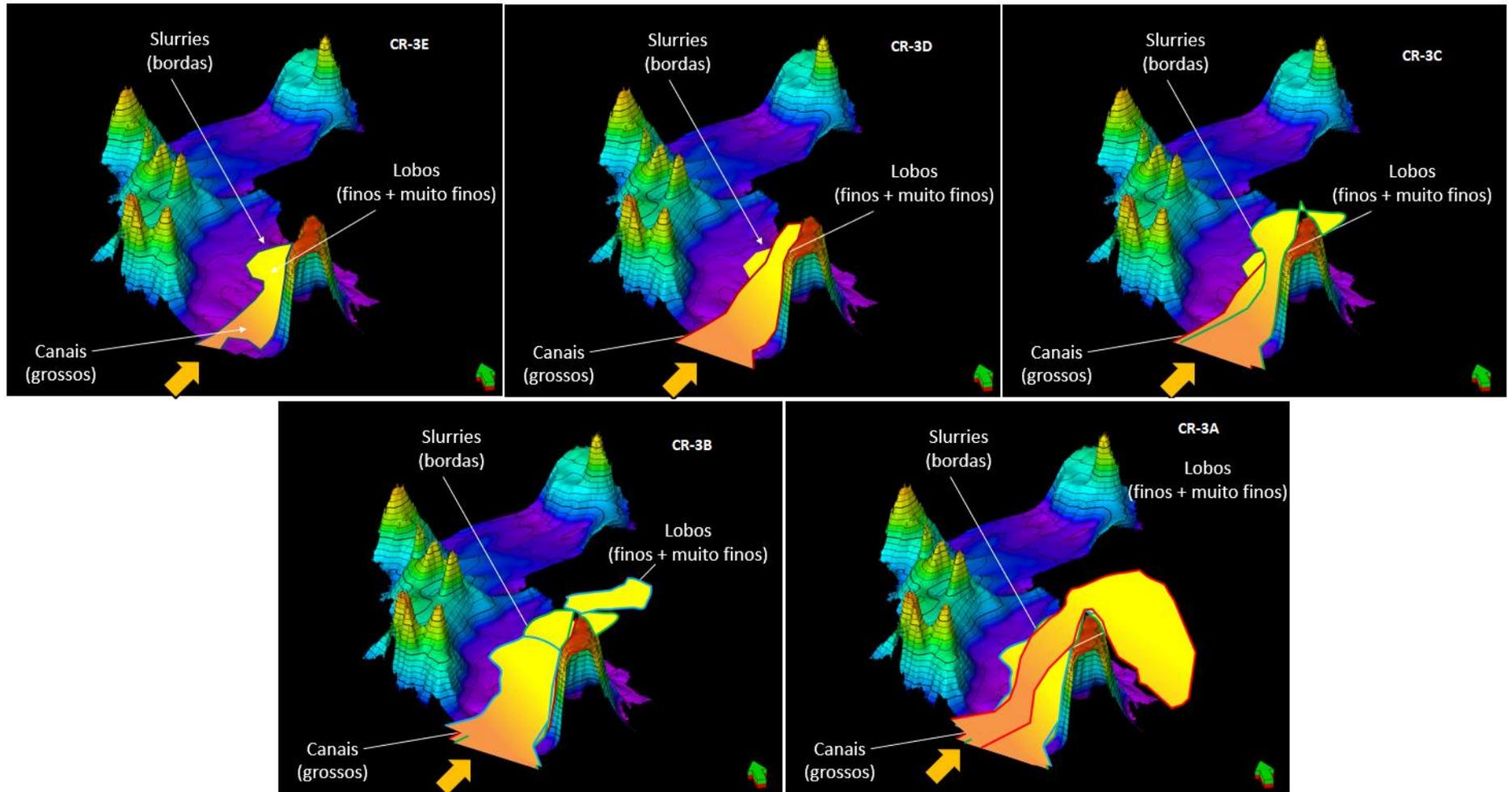


Figura 41: Modelo esquemático representando os fluxos de turbiditos que preencheram a calha para o sistema CR-3, onde cada mapa representa um estágio turbidítico, da base para o topo. Modelo digital dos diápiros modificado de Neves *et al.* (2019).

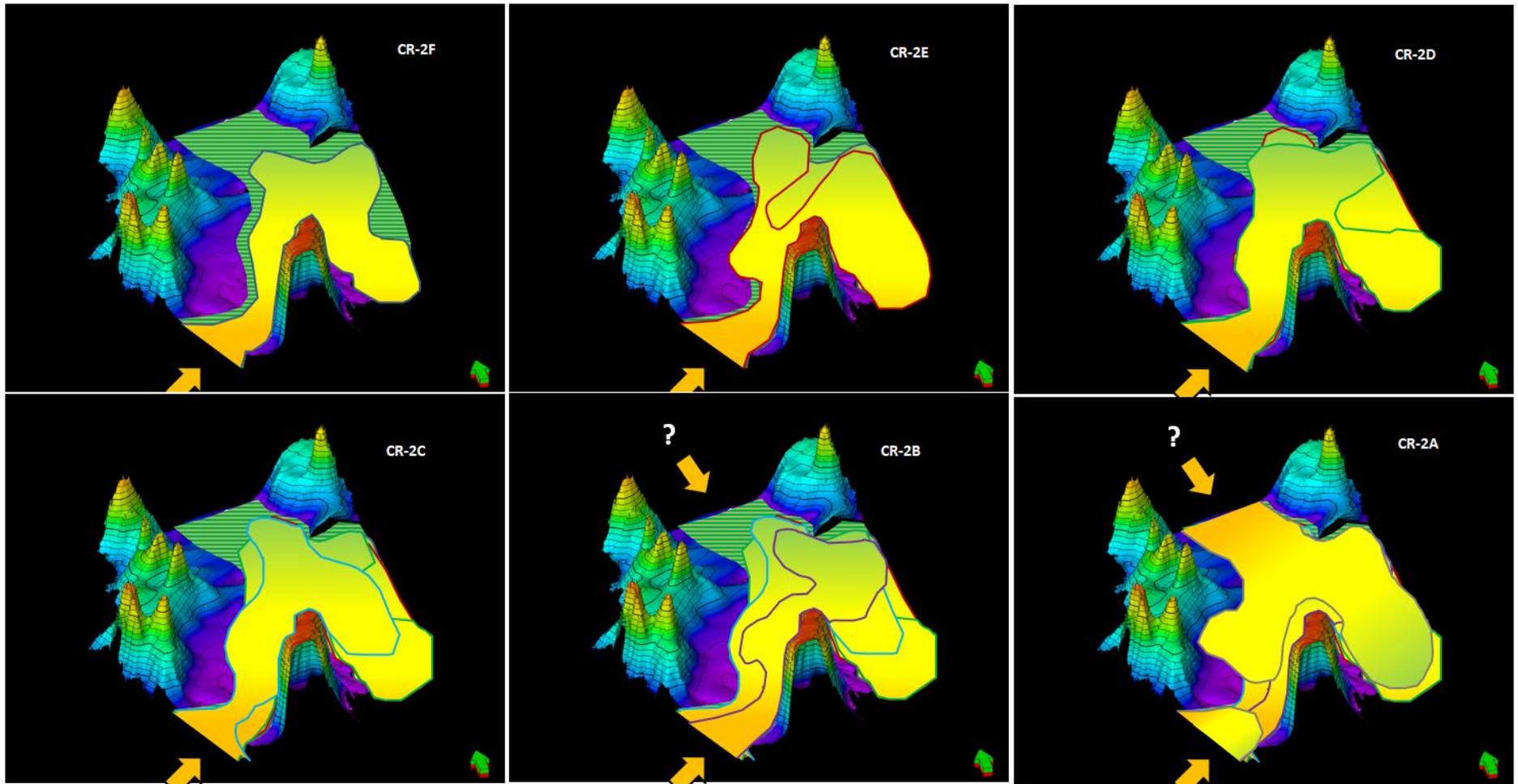


Figura 42: Modelo esquemático representando os fluxos de turbiditos que preencheram a calha para o sistema CR-2, onde cada mapa representa um estágio turbidítico, da base para o topo. Modelo digital dos diápiros modificado de Neves *et al.* (2019).

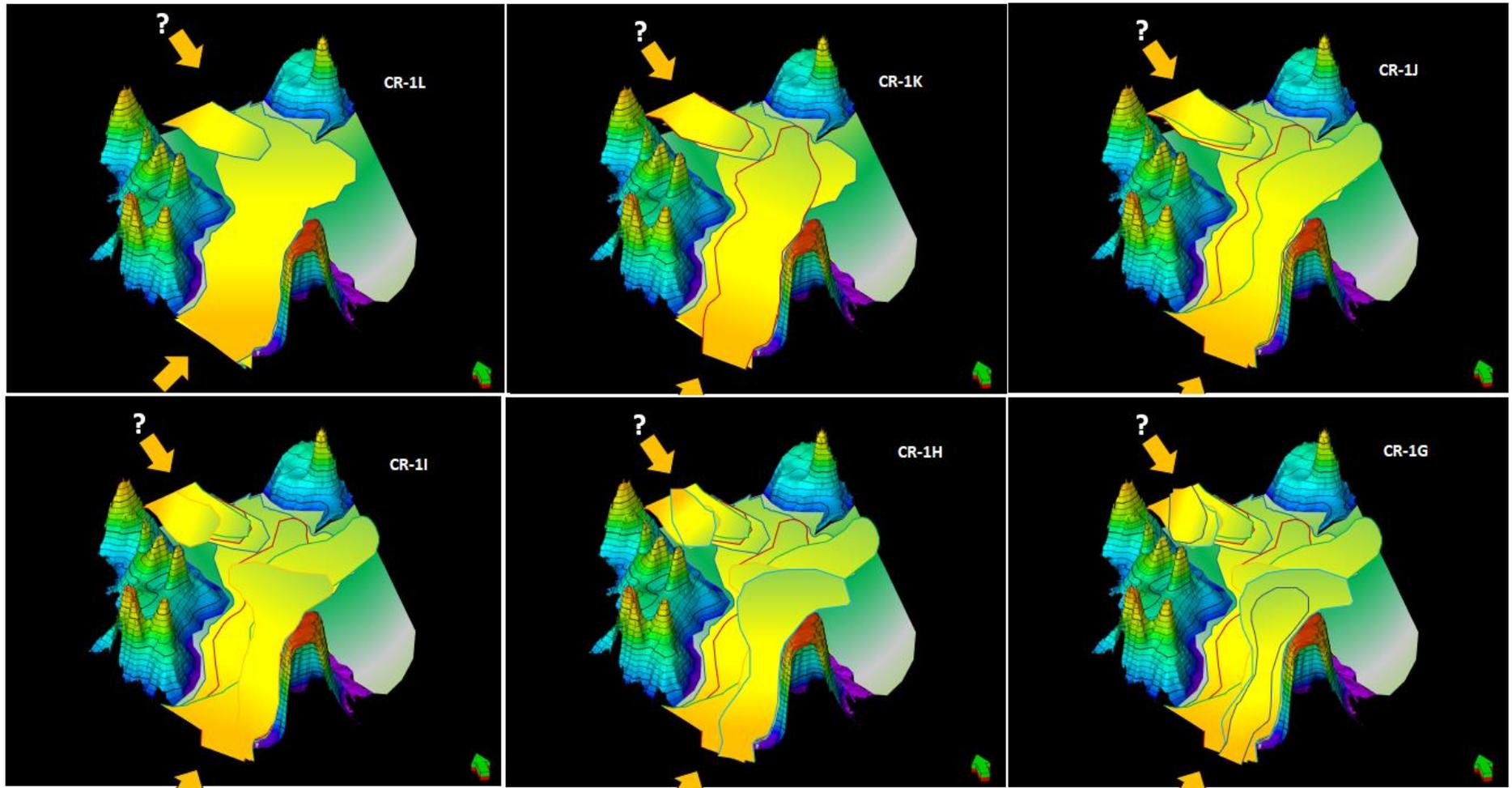


Figura 43: Modelo esquemático representando os fluxos de turbiditos que preencheram a calha para o sistema CR-1, onde cada mapa representa um estágio turbidítico (CR-1L até CR-1G), da base para o topo. Modelo digital dos diápiros modificado de Neves *et al.* (2019).

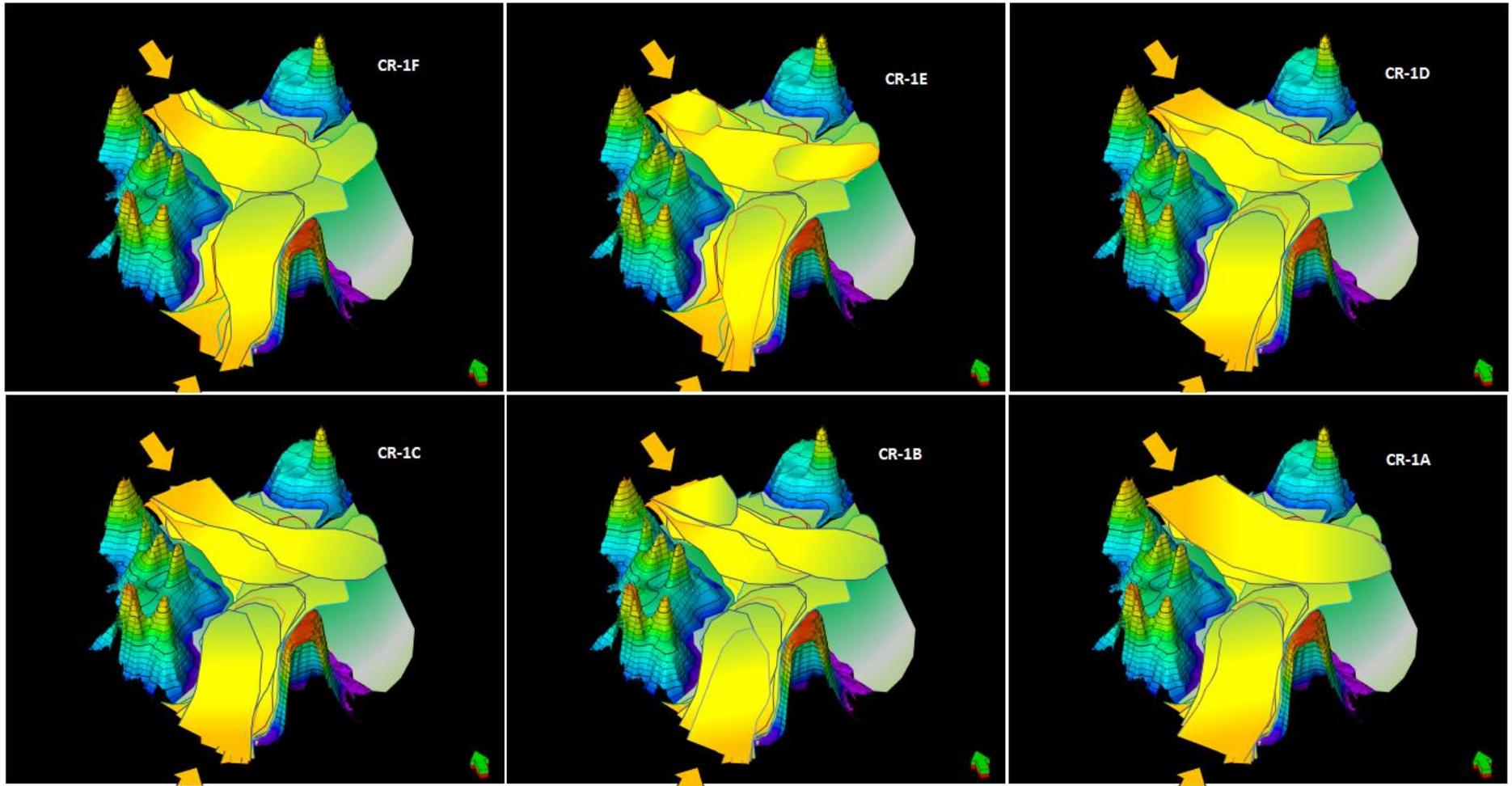


Figura 44: Modelo esquemático representando os fluxos de turbiditos que preencheram a calha para o sistema CR-1, onde cada mapa representa um estágio turbidítico (CR-1F até CR-1A), da base para o topo. Modelo digital dos diápiros modificado de Neves *et al.* (2019).

6 CONCLUSÃO

A partir dos dados de perfis de poços do Campo de Massapê da Bacia do Recôncavo, foi possível calcular parâmetros petrofísicos como argilosidade, porosidade efetiva, saturação de água e cálculo de *netpay*, que resultaram nos valores de espessuras porosas com óleo (hPhiSo), onde, em conjunto com a classificação das eletrofácies e a obtenção das razões de reservatório e não reservatório, foi possível identificar as características petrofísicas de cada sistema turbidítico. Os valores obtidos serviram de base para a elaboração de mapas de distribuição espacial dessas propriedades petrofísicas. A interpolação dos dados de poços por krigagem se mostrou eficaz e foi corroborada por estudos sísmicos realizados por outros autores.

Tanto os resultados obtidos dos perfis de poços, quanto os mapas gerados, indicaram que, apesar dos valores de argilosidade para o CR-1 terem sido menores quando comparado aos sistemas CR-2 e CR-3, ao verificar as razões reservatório/não reservatório e também os valores de hPhiSo, este foi o sistema menos importante, do ponto de vista potencialmente econômico. Muito provavelmente por ter sido o último sistema a ser depositado, quando já não havia mais espaço de acomodação para acumular todos os seus respectivos estágios turbidíticos, como também as melhores fácies. O sistema CR-2 foi o que apresentou as melhores razões reservatório/não reservatório e também as melhores espessuras efetivas de hidrocarboneto, seguido do CR-3.

Os mapas possibilitaram inferir um sentido do fluxo turbidítico preferencial SW-NE ou SSW-NNE para os sistemas turbidíticos CR-3 e CR-2. Já para o sistema turbidítico CR-1, a partir do topo do Sistema CR-2, foi possível inferir que ocorreu uma inversão do sentido de fluxo de noroeste para sul e/ou sudeste, o qual preencheu este último sistema.

Embora este trabalho seja restrito em área, é possível estender essa metodologia de estudo para outras áreas de mesmo contexto geológico. Além disso, é possível ampliar para campos vizinhos, o que certamente daria maior robustez para o entendimento sobre o preenchimento e formação da calha e dos diápiros de folhelho que se encontram na região, podendo ajudar em novas descobertas, ou na otimização dos processos de desenvolvimento da produção desses respectivos campos.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP, 2015. **Massapê**. Plano de Desenvolvimento Aprovado na Reunião de Diretoria nº 828 de 16/12/2015, Resolução nº 1052/2015.

ANP, 2017. **Bacia do Recôncavo**. 14º Rodada, Licitações de Petróleo e Gás. Sumário Geológico e Setores em Oferta. Superintendência de definição de blocos.

AZEVEDO, L.; SOARES, A. 2017. **Geostatistical Methods for Reservoir Geophysics**. Leuven, Heverlee, Belgium, 159p.

BOUMA, A. H. 1962. **In Sedimentology of some flysch deposits: a graphic approach of facies interpretation** (pp. 168). Amsterdam: Elsevier.

CAIXETA, J. M.; BUENO, G. V.; MAGNAVITA, L. V.; FEIJÓ, F. J., 1994 **Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 163-172.

CLAVIER, C.; HOYLE, W. R.; MEUNIER, D., 1971. **Quantitative interpretation of TDT logs**. Partes 1 e 2: Journal of Petroleum Technology, vol. 23, p.743–763.

D'ÁVILA, R. S. F.; PAIM, P. S. G., 2003. **Mecanismos de transporte e deposição de turbiditos**. Geometria, Arquitetura e Heterogeneidades de Corpos Sedimentares, cap. 02, pg. 65.

D'ÁVILA, R. S. F. *et al*, 2008. **Ambientes Marinhos Profundos: Sistemas Turbidíticos**. Ambientes de Sedimentação Siliciclástica do Brasil, edição 1, capítulo 10, editora Beca BALL, pg 244-303.

EVENICK, J., 2008. **Introduction to well logs and subsurface maps**, Editora: Pennwell, Oklahoma, EUA.

FERREIRA DA SILVA, C., 2020. **Distribuição Espacial de Sistemas e Estágios Turbidíticos Do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha, No Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo**; Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro.

FREIRE, A.F.M.; SANTOS, G. F. R., SILVA, C. F., LUPINACCI, W. M., 2020. **Recognition of turbidite stages in the Massapê oil field, Recôncavo Basin – Brazil, using well logs**;

Journal of Petroleum Science and Engineering.

FREIRE, A. F. M.; LUPINACCI, W. M.; PEQUENO, H.; SANTOS, G. F. R.; LEONE, Y.; SILVA, C. F.; RAMOS, M. M., 2018. **Estratigrafia de Alta Resolução em Estágios Turbidíticos de 3ª e 4ª Ordens do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha, No Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo**. Anais de Congresso: 49º Congresso Brasileiro de Geologia, Rio de Janeiro, RJ.

FREIRE, A. F. M, SANTOS, G. F. R., SILVA, C.F., PEQUENO, H.C., LEAL, I.P.M., LUPINACCI, W. M., D'ÀVILA, R.S.F., 2019. **High Resolution Stratigraphy Using Well Logs to Identify Turbidite Stages in the Massapê Oil Field, Recôncavo Basin, Brazil**. 16th Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Resumo Expandido.

GAYMARD, R., AND POUPON A., 1968. **Response of neutron and formation density logs in hydrocarbon bearing formations: The Log Analyst**, 9, 3–12.

GUERRA, P. A. G., 1988; **Geoestatística Operacional**. Brasília, Ministério das Minas e Energia – Departamento Nacional da Produção Mineral, 145p.

GUIMARÃES, M.S.B; DENICOL, P.S.; GOMES, R.M.R. 2008. **Avaliação e caracterização de reservatórios laminados: comparação entre as ferramentas convencionais e o perfil de indução multicomponente**. Revista Brasileira de Geociências, vol. 38, 188-206p.

KEAREY, P., BROOKS, M., HILL, I., 2009. **Geofísica de Exploração**. Oficina de textos, ISBN:978-85-86238-91-8, Edição 1, 438p.

LANDIM, P. M. B., 2000; **Introdução aos métodos de estimação espacial para confecção de mapas**; UNESP/campus de Rio Claro, Departamento de Geologia Aplicada – IGCE, Labortório de Geomatématica; Texto Didático 02.

LARIONOV, W. W., 1969. **Radiometry of boreholes** (em russo), NEDRA, Moscou.

LEONE, Y. A. F., 2020; **Utilização da inversão acústica para identificação dos sistemas turbidíticos do Membro Caruaçu – Formação Maracangalha, Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo**. Universidade Federal Fluminense, Niterói, 96 pg.

LOWE, D.R., GUY, M., 2000. **Slurry-flow deposits in the Britannia Formation (Lower Cretaceous), North Sea: a new perspective on the turbidity current and debris flow problem**. Sedimentology 47, 31_70.

- MALLET, T.C., 2016. **Uma nova abordagem para estimativa de argilosidade usando perfis de porosidade**. Universidade Federal Fluminense, Niterói, 83 pg.
- MAGNAVITA, L.P., SILVA, R.R., SANCHES, C.P. 2005. **Roteiro Geológico: Guia de Campo da Bacia do Recôncavo, NE do Brasil**. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 13, n. 2, p. 301-334.
- MEDEIROS, R.A.; PONTE, F.C. 1981. **Roteiro Geológico da Bacia do Recôncavo, Bahia**. PETROBRÁS/SEPES/DIVEN/ Setor de Ensino na Bahia. 63p.
- MILHOMEM, P.S.; DE MAMAN, E.J.; OLIVEIRA, F.M.; CARVALHO, M.S.S. & SOUZA-LIMA, W., 2003. **Bacias sedimentares brasileiras – Bacia do Recôncavo**. Phoenix, n51, p.1-6.
- MUTTI, E., NORMACK, W.R., 1991. **An integrated approach to the study of turbidite systems**. In: Weimer, P., Link, M.H. (Eds.), *Seismic Facies and Sedimentary Processes of Submarine Fans and Turbidite Systems*. *Frontiers in Sedimentary Geology*, Springer, pp. 75–106 ch.4.
- MUTTI, E., 1992; **Turbidite Sandstones**; Istituto di Geologia, Università di Parma, 256p.
- MUTTI E., TINTERRI R., REMACHA E., MAVILLA N., 1999; **An introduction to the Analysis of Ancient Turbidite**. AAPG, Cont, Educ. Course Note 39.
- NERY, G. G., 2004. **Perfilagem Geofísica**. Hydrolog Serviços de Perfilagens Ltda.
- NERY, G. G., 2013 **Perfilagem Geofísica em Poço Aberto –Fundamentos Básicos com Ênfase em Petróleo**. Rio de Janeiro: SBGF. ISBN: 978-85-88690-19-6, 222p.
- NEVES, I. A.; FREIRE, A.F.M.; LUPINACCI, W.M., 2019. **The influence of shale diapirs on turbidite stages distribution in the Cexis, Cantagalo and Massapê Fields, Recôncavo Basin, Bahia**. Expanded Abstract. 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society.
- OLEA, R. A., 1999. **Geostatistics for Engineers and Earth Scientists**. Norwell, Kluwer Academic Publishers, 303p.
- PRATES, I.; FERNANDEZ, R., 2015; **Bacia do Recôncavo, Sumário Geológico e Setores em Oferta**; Superintendência de Definição de Blocos (SDB), 24p.

PETRI, S., 1972. **Foraminíferos e o Ambiente de Deposição Dos Sedimentos do Mioceno do Recôncavo Baiano**. Revista Brasileira de Geociências, volume 2.

RIDER, M., 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs* (pg. 290). Rider-French Consulting Ltd, 2. Ed, Sutherland, Scotland, 290p.

SANTOS, G., 2019; **Avaliação Petrofísica em Sistemas Turbidíticos do poço 7-MP-22-BA, Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo, Bahia**; Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro.

SAPUTRA, I., JAKARTA, HRS, 2008. **Shale Volume Calculation**. CGGVeritas Company.

SILVA, O. B.; CAIXETA, J. M.; MILHOMEM, P. S.; KOSIN, M. D, 2007. Bacia do Recôncavo. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 15, n. 2, p. 423–431.

SIMANDOUX, P., 1963. **Dielectric Measurements in Porous Media and Application to Shaly Formation**, *Revue del’Institut Francais du Petrole, Supplementary Issue*. pp.193-215. (Translated text in SPWLA Reprint Volume Shaly Sand, July 1982).

STIEBER, S. J., 1970. **Pulse Neutron capture log evaluation in the Louisiana Gulf Coast**. Encontro Anual da SPE, Houston, p. 4-7.

TINTERRI, R; TAGLIAFERRI, A., 2015. **The syntectonic evolution of foredeep turbidites related to basin segmentation: Facies response to the increase in tectonic confinement (Marnoso-arenacea Formation, Miocene, Northern Apennines, Italy)**. *Marine and Petroleum Geology* 67, pgs 81 – 110.

TINTERRI, R.; CIVA, A.; LAPORTA, M.; PIAZZA, A., 2020. **Turbidites and turbidity currents**. Chapter 17, pgs 441 – 474.

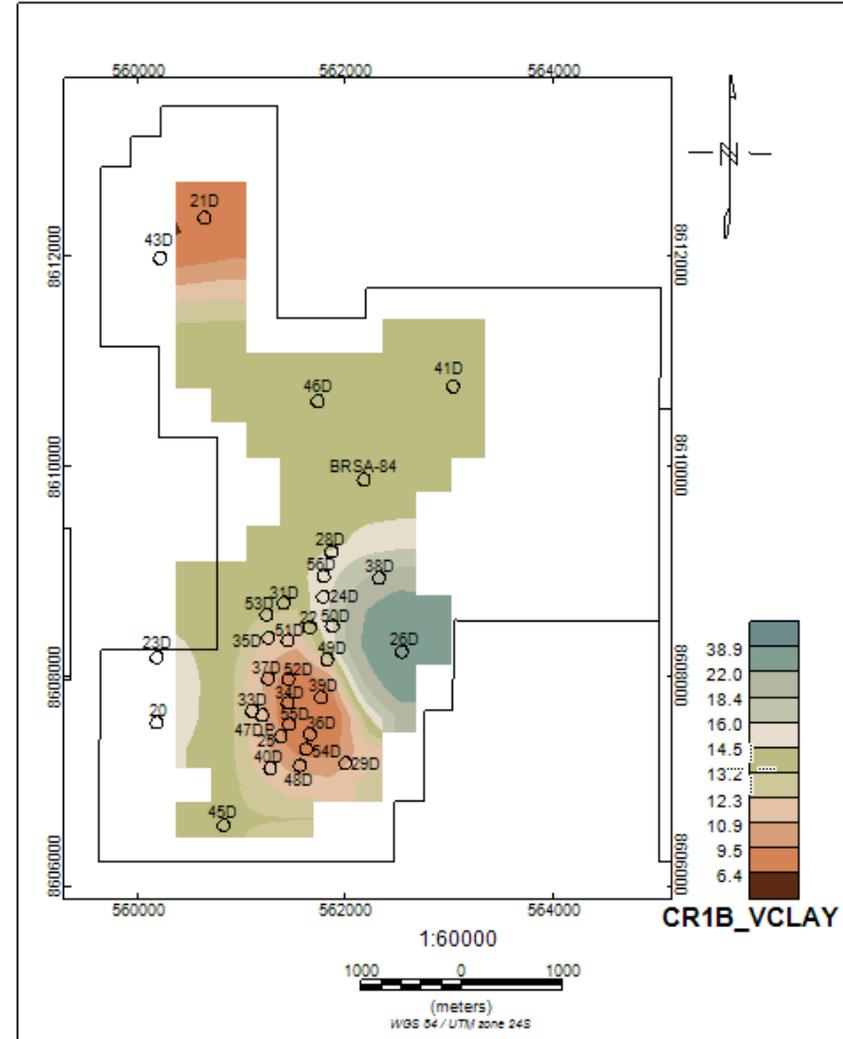
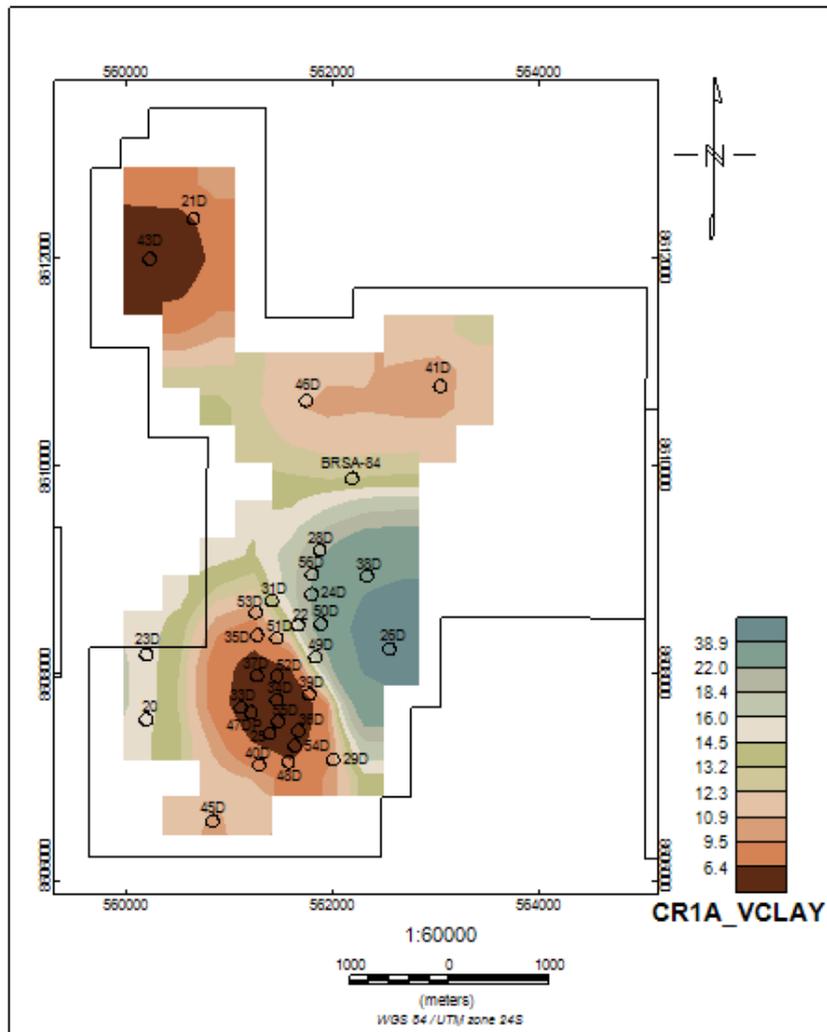
VIANA, C. F.; GAMA JUNIOR, E. G.; SIMÕES, I. A.; MOURA, J. A.; FONSECA, J. R.; ALVES, R. J., 1971. **Revisão estratigráfica da Bacia do Recôncavo**. *Boletim Técnico da PETROBRAS*, 14 (3/4):157-192.

WYLLIE, M.R.J., GREGORY, A.R., GARDNER, L.W., 1956. **Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media**. *Geophysics*, 21, 41-70.
<http://dx.doi.org/10.1190/1.1438217>.

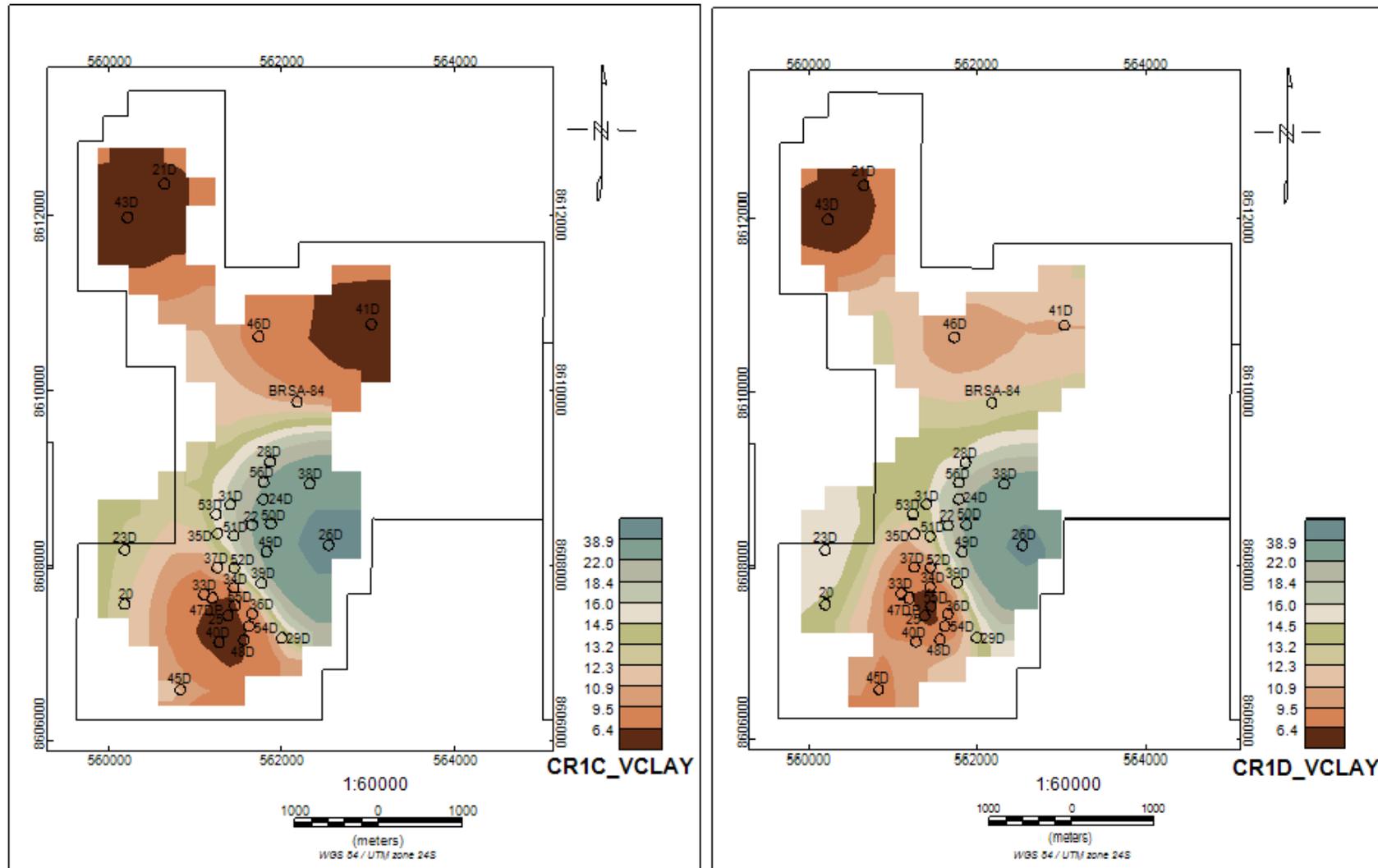
YAMAMOTO, J.K., 2001. **Avaliação e classificação de Reservas Minerais**. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 226p.

YAMAMOTO, J. K.; LANDIM, P. M. B., 2013. **Geoestatística: Conceitos e Aplicações**. 1 Ed. São Paulo: Oficina de Textos, 215p.

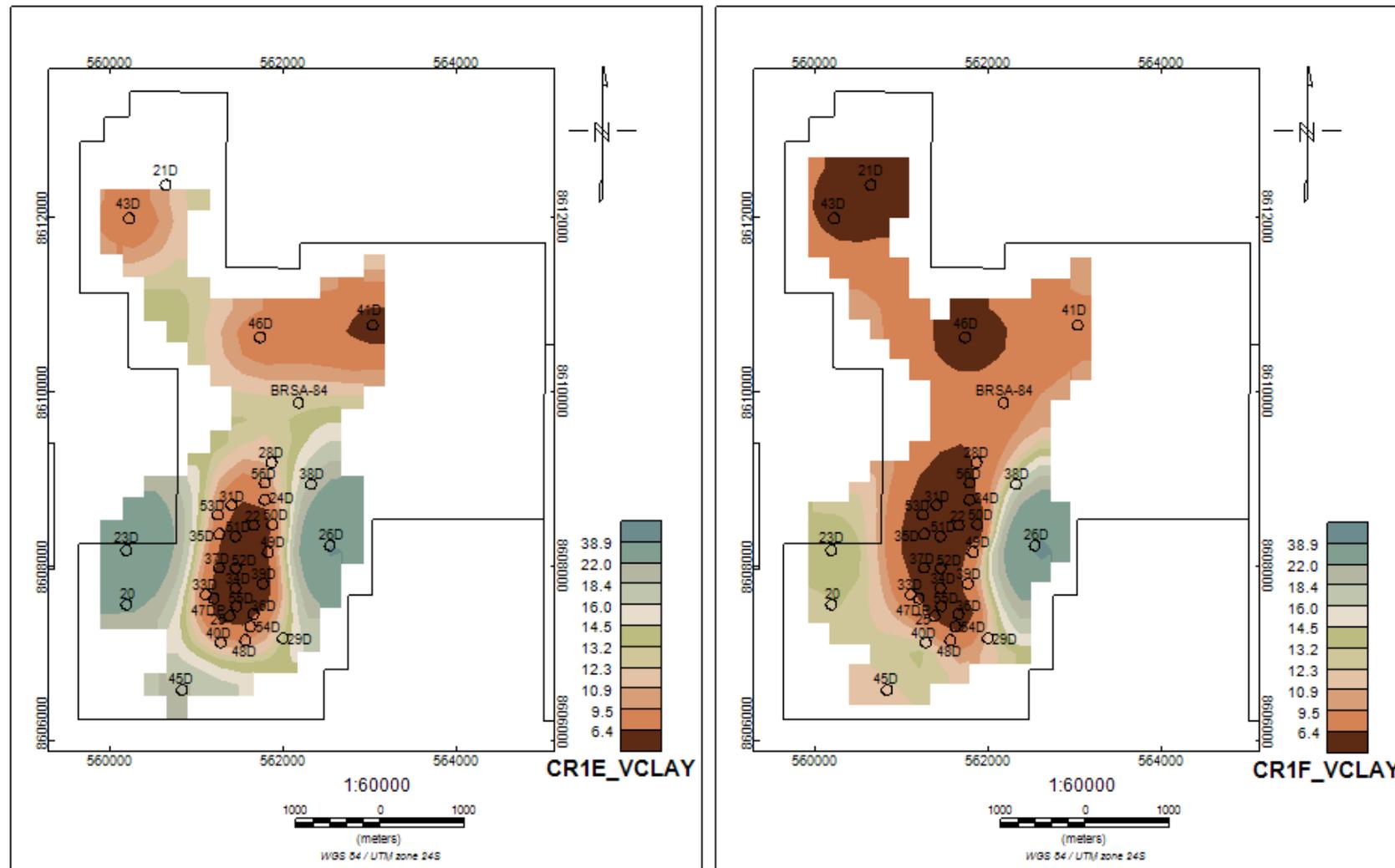
Apêndice 1 – Mapas de Argilosidade



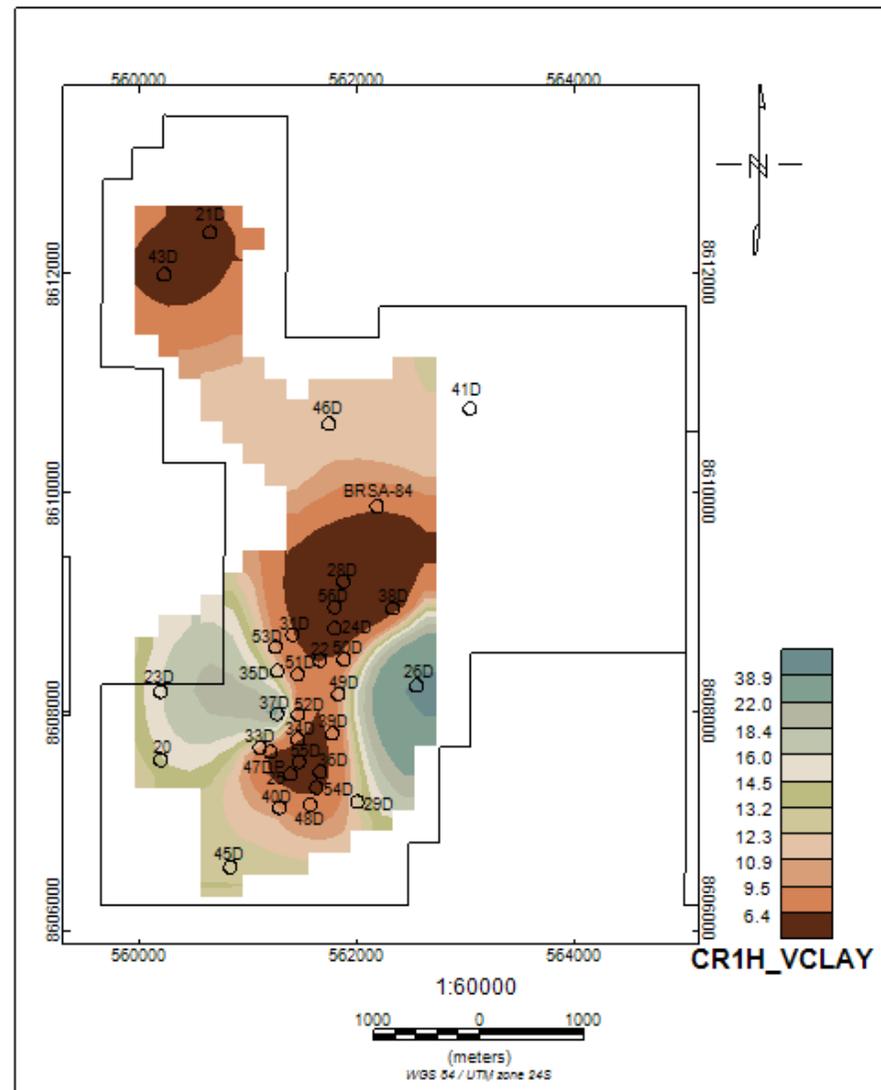
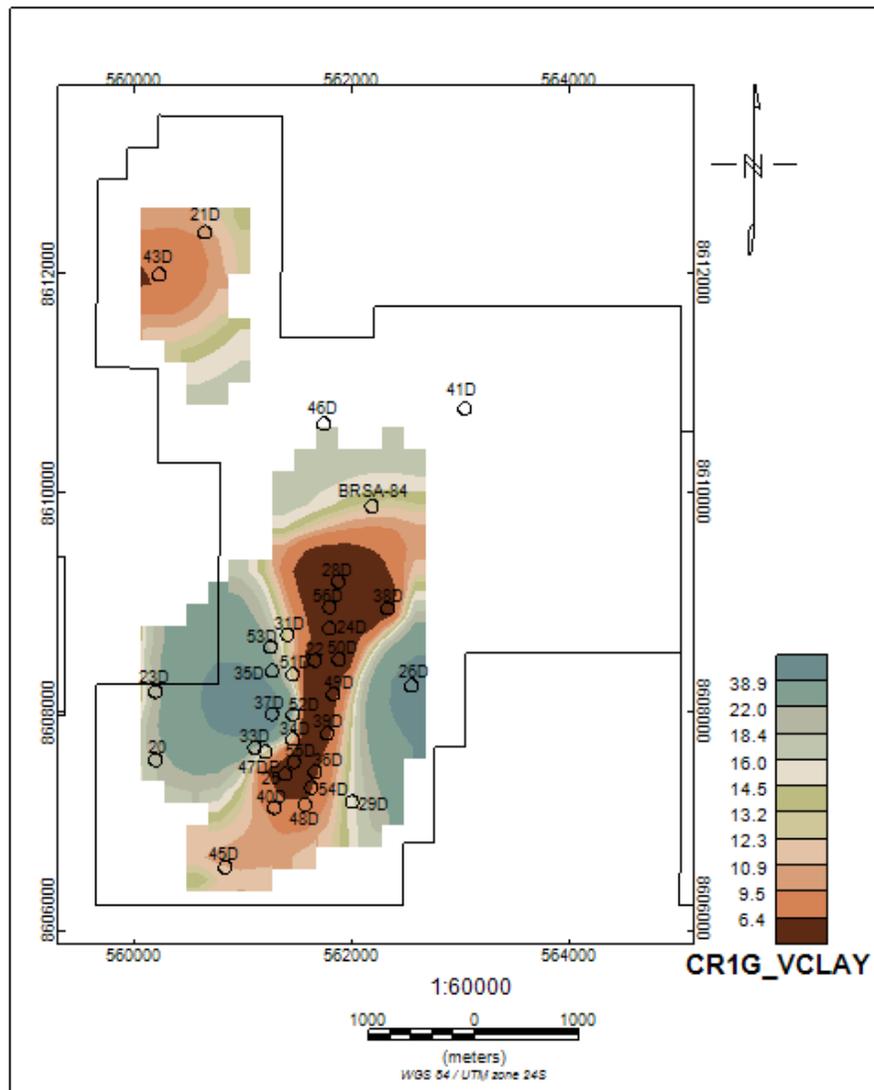
Mapas de argilosidade para os estágios turbidíticos CR-1A e CR-1B.



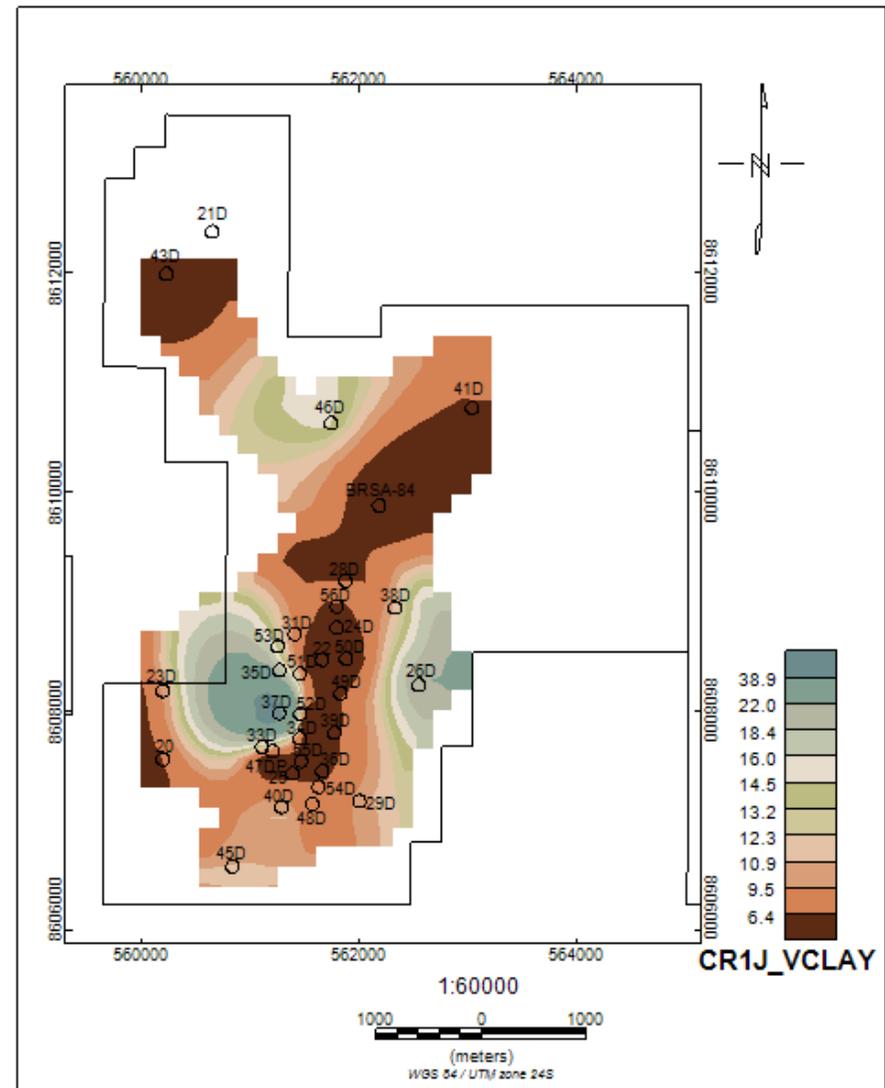
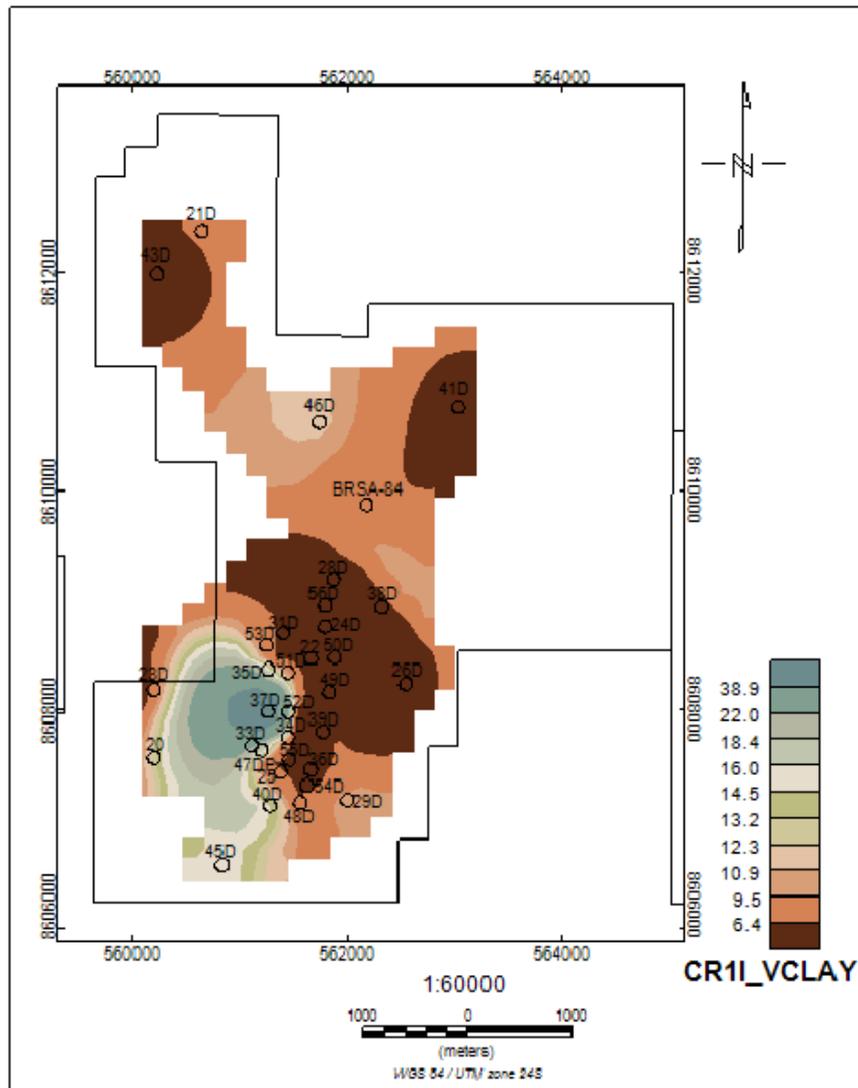
Mapas de argilidade para os estágios turbidíticos CR-1C e CR-1D.



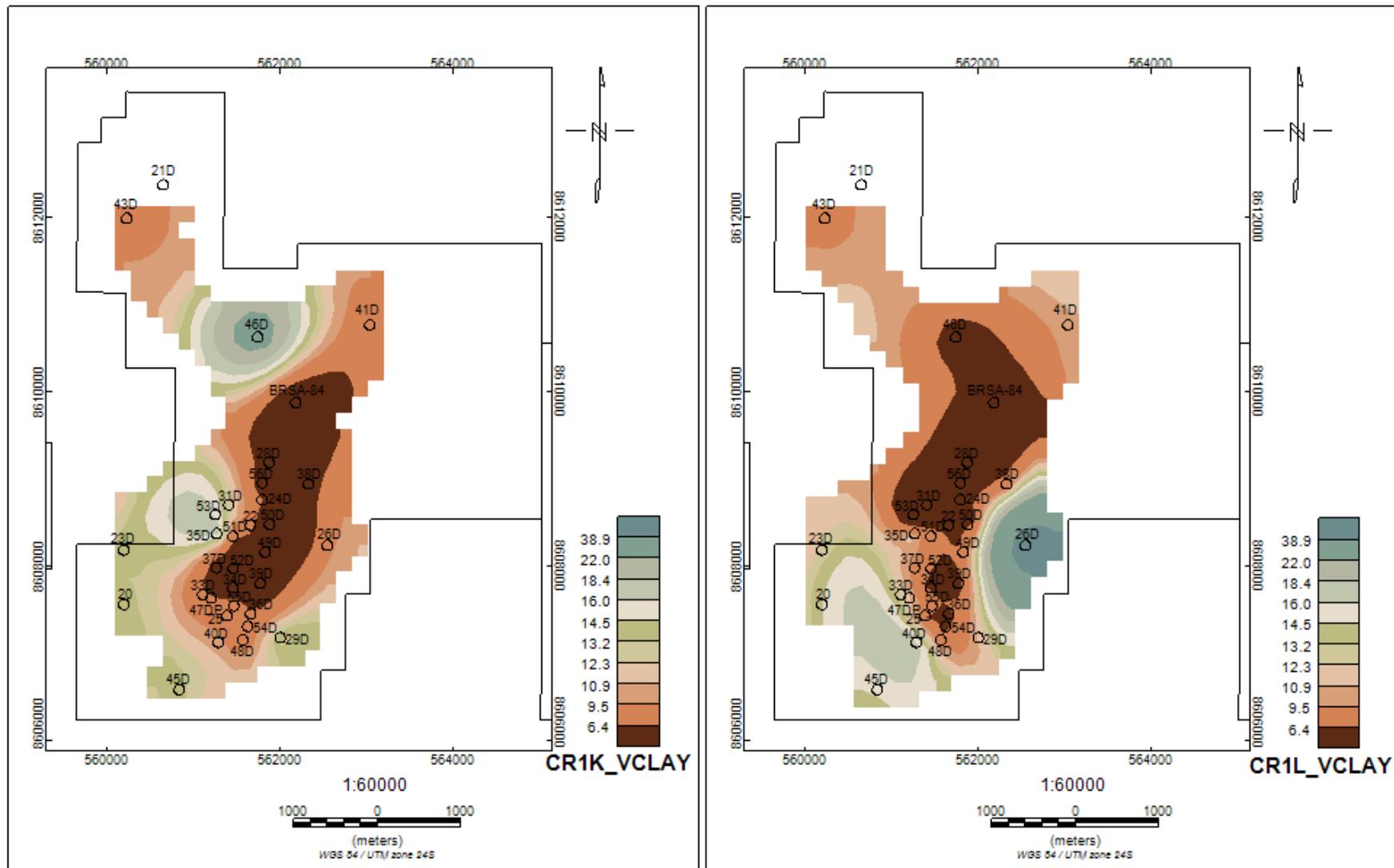
Mapas de argilosidade para os estágios turbidíticos CR-1E e CR-1F.



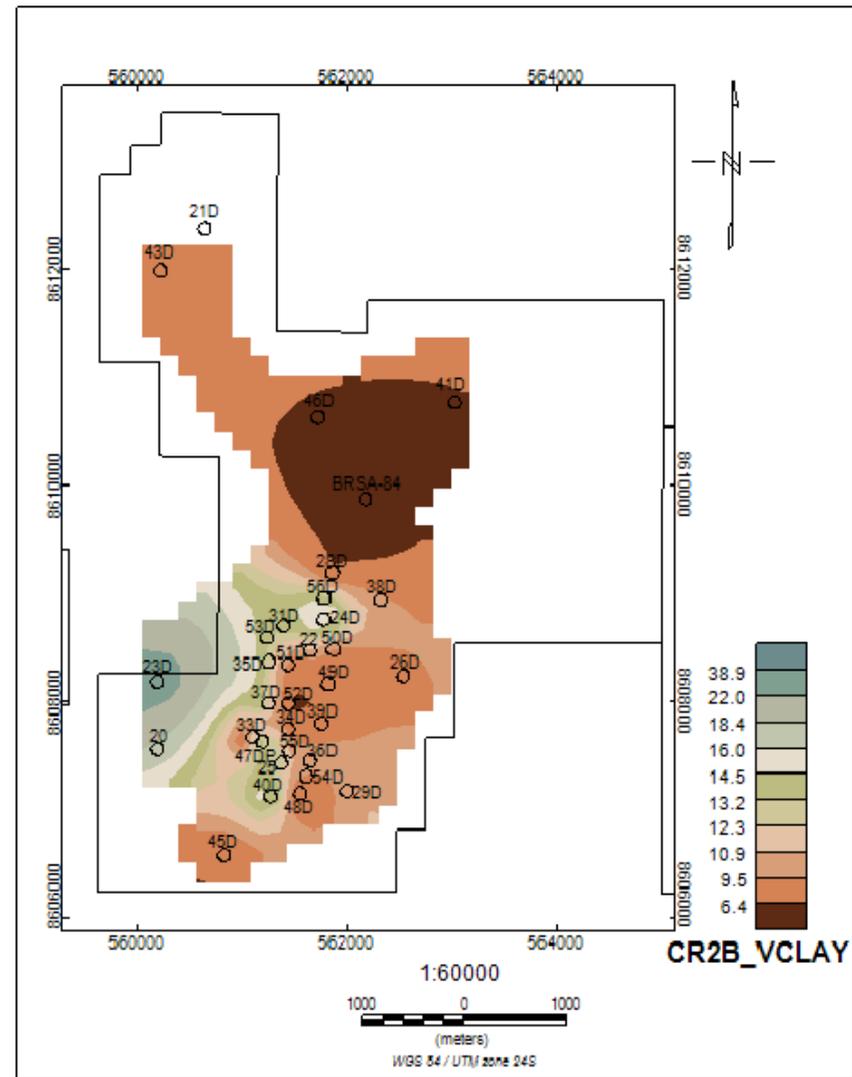
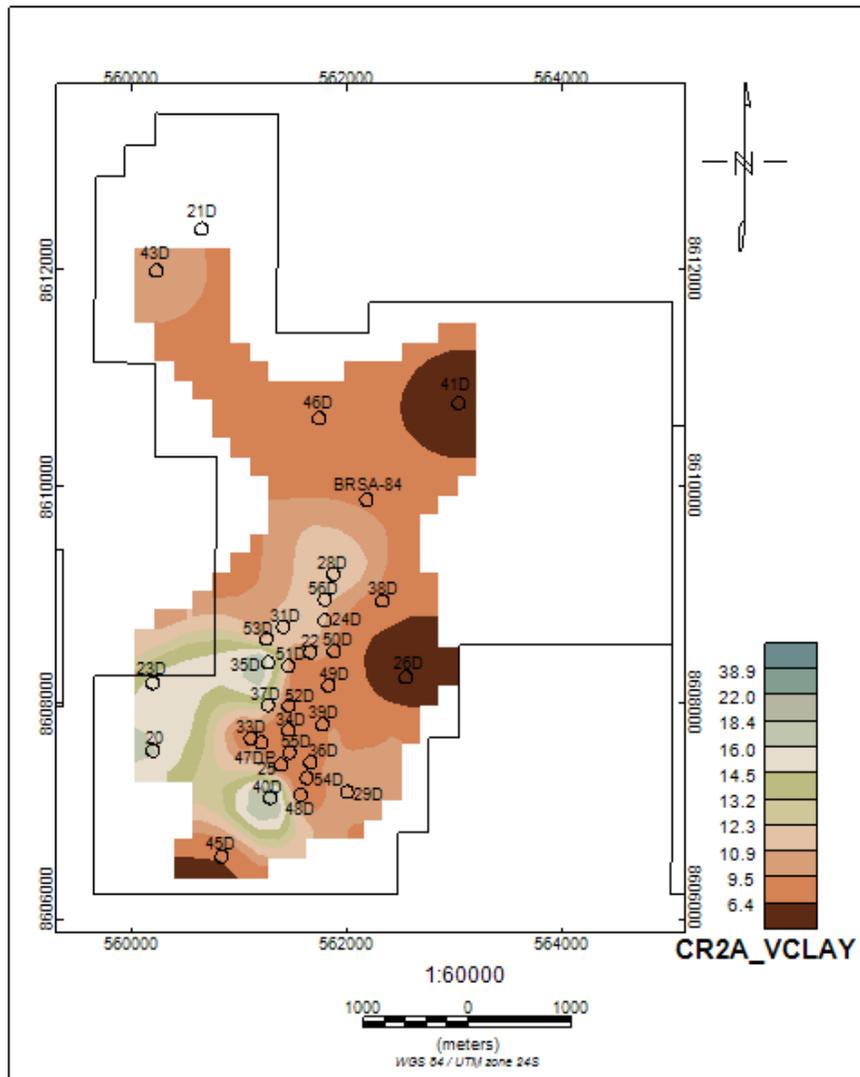
Mapas de argilosidade para os estágios turbidíticos CR-1G e CR-1H.



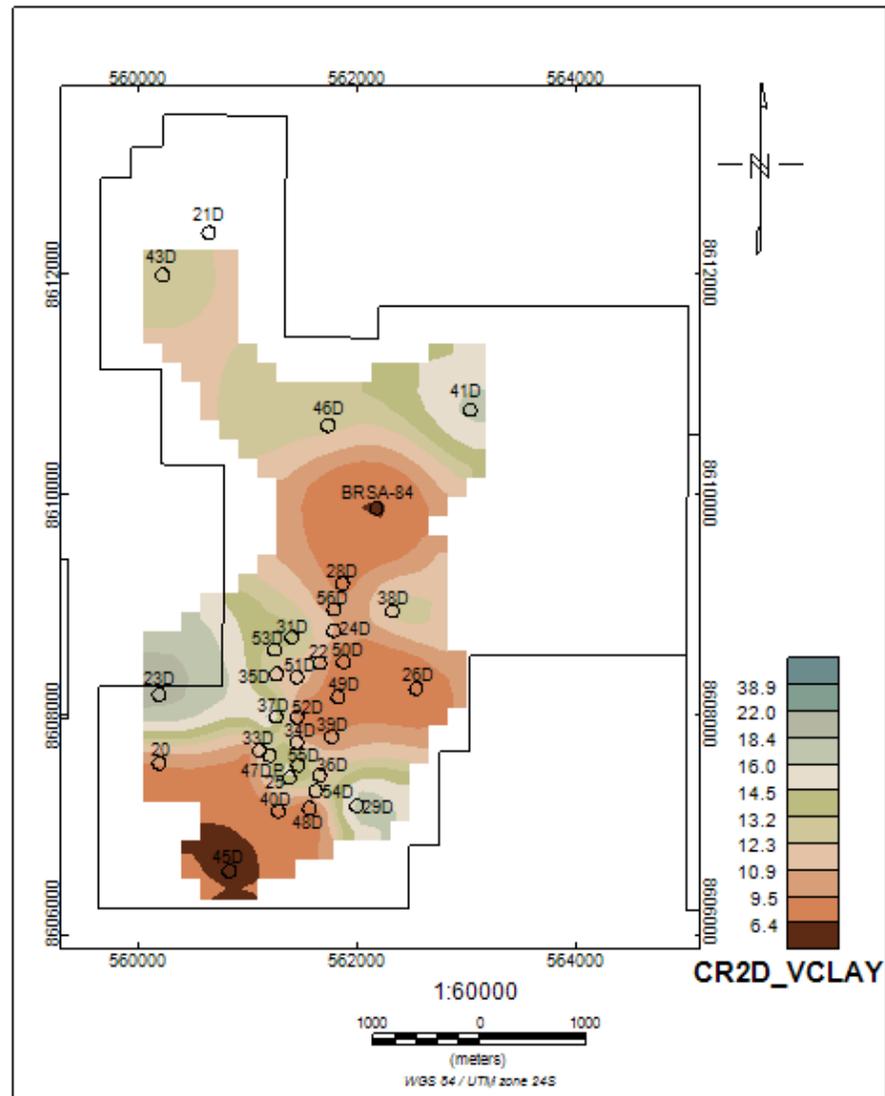
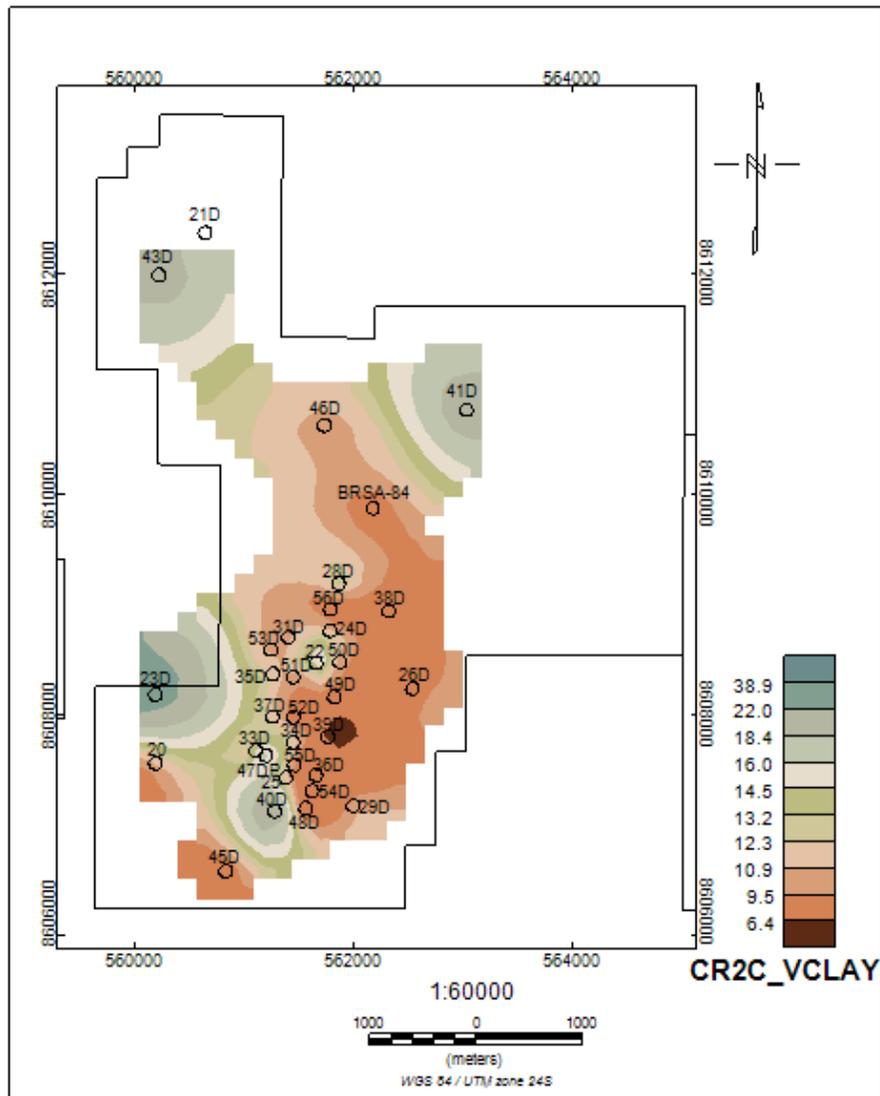
Mapas de argilosidade para os estágios turbidíticos CR-II e CR-1J.



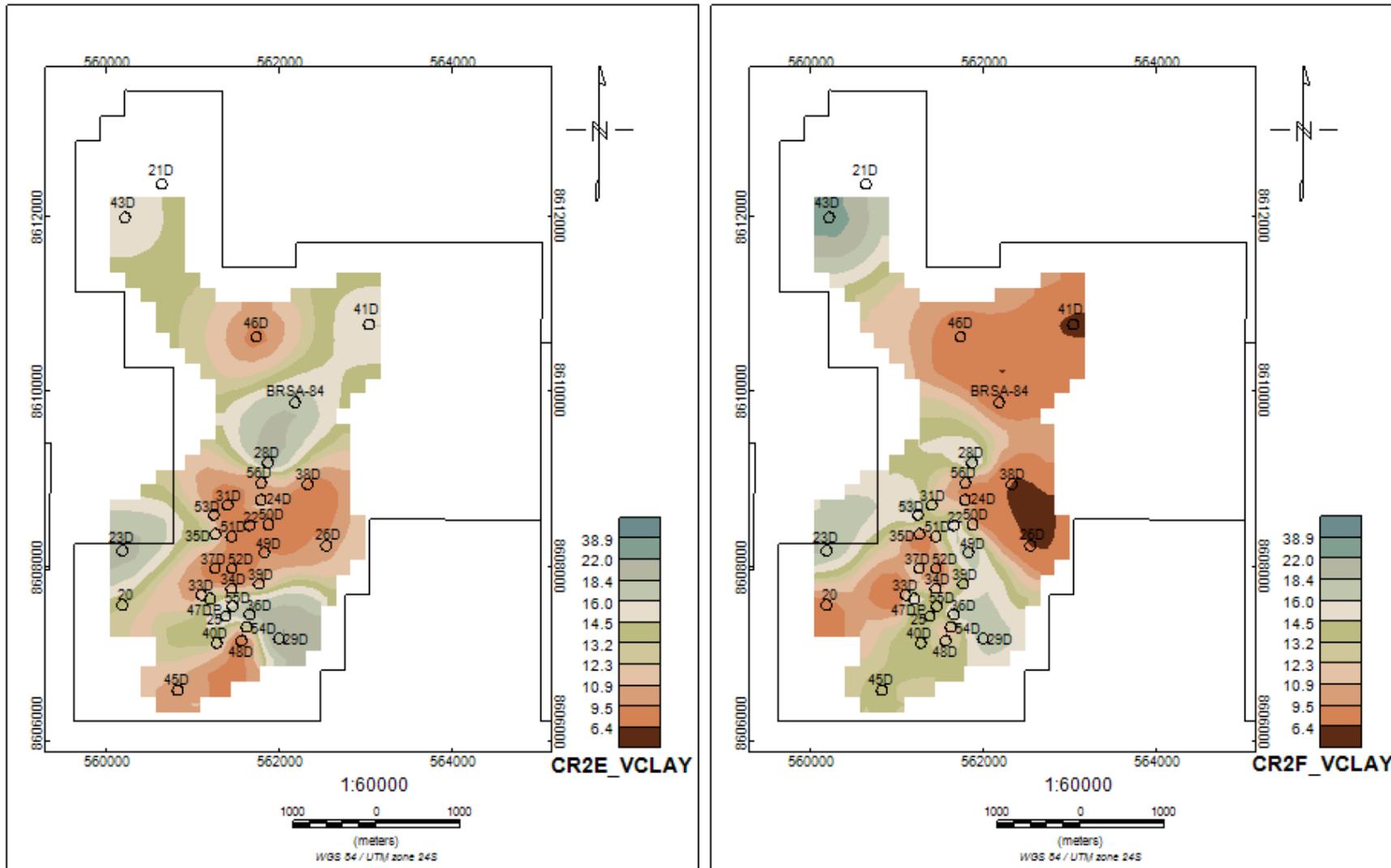
Mapas de argilosidade para os estágios turbidíticos CR-1K e CR-1L.



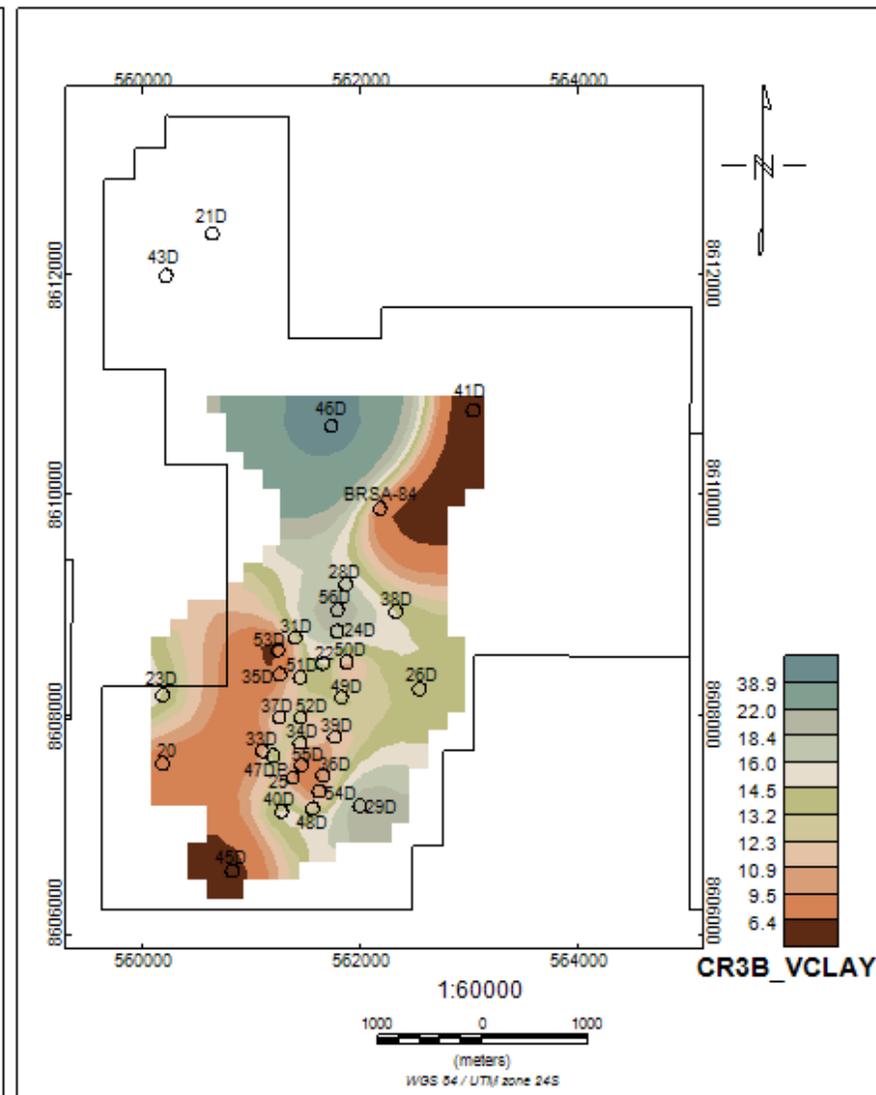
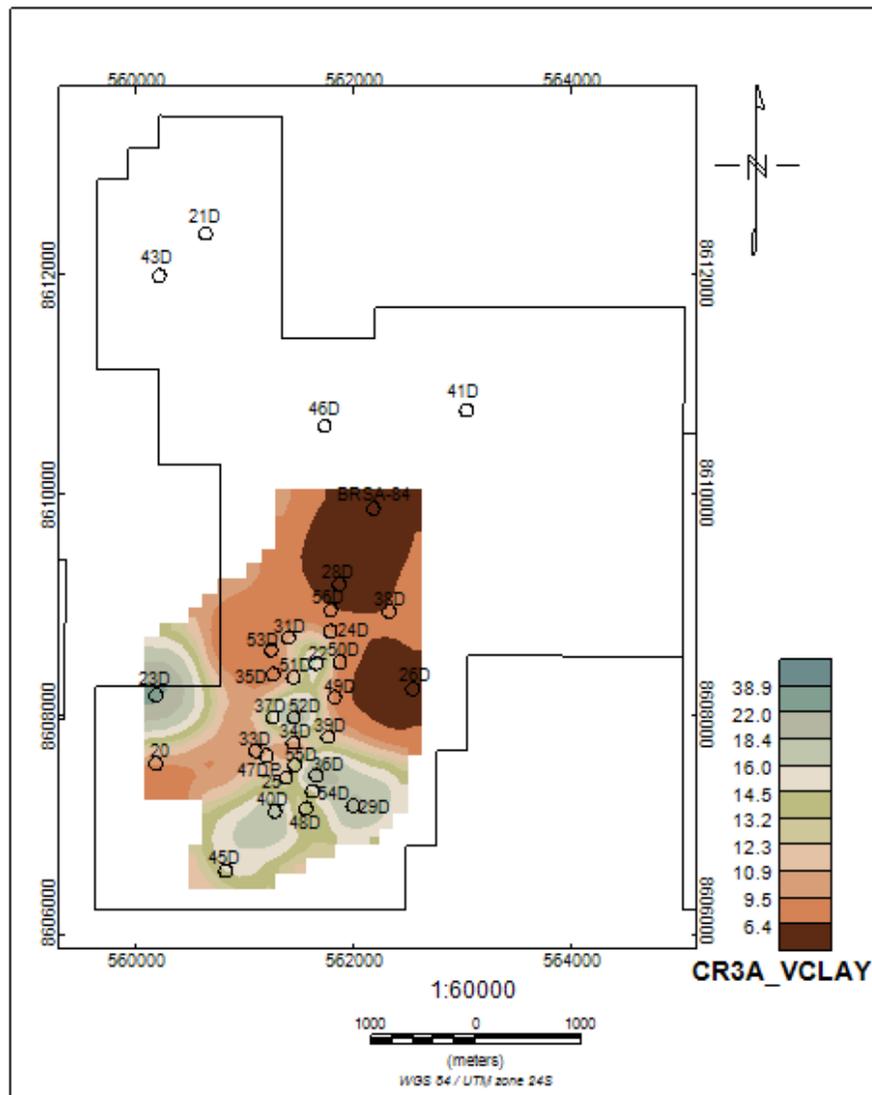
Mapas de argilicidade para os estgios turbidticos CR-2A e CR-2B.



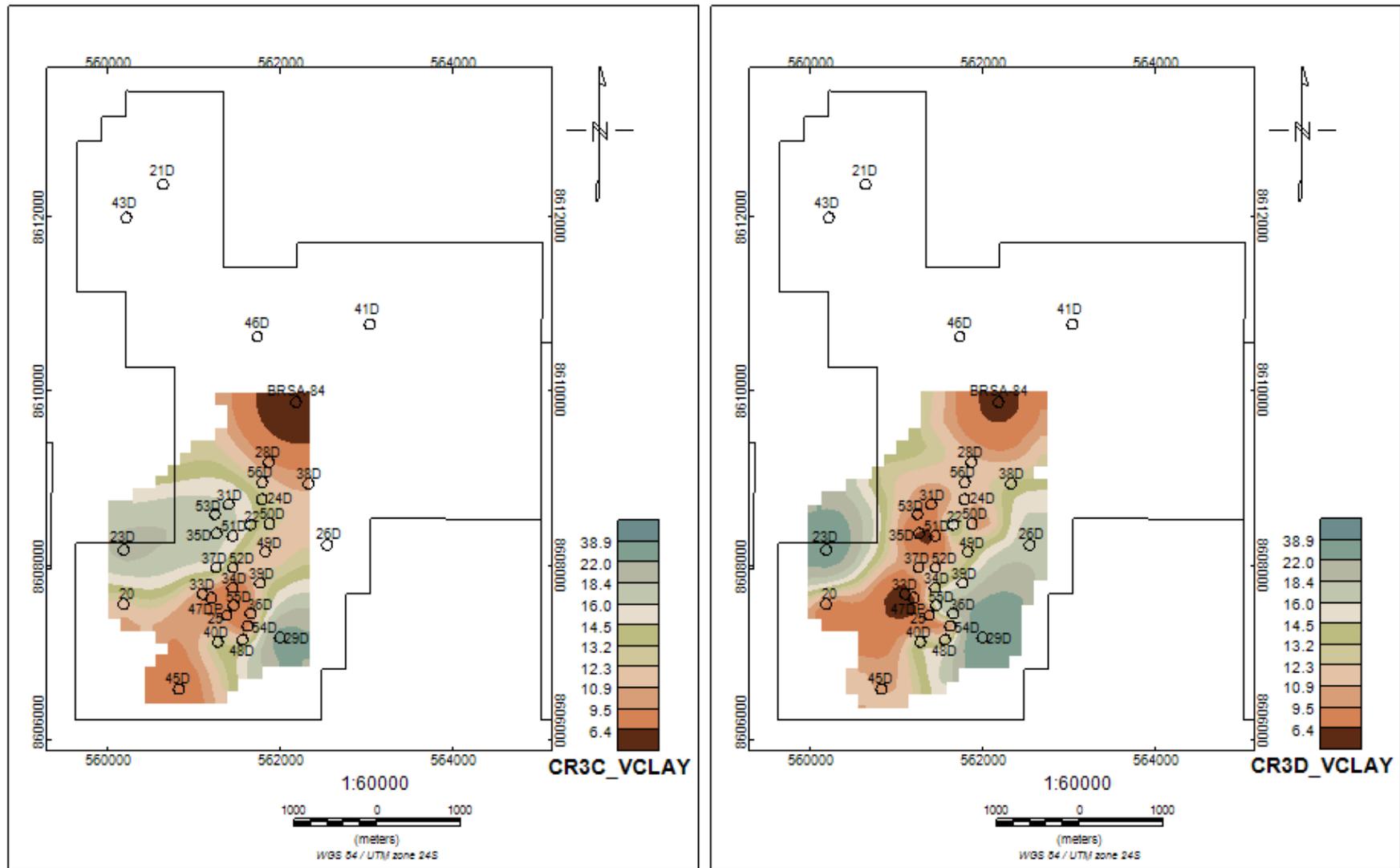
Mapas de argilosidade para os estgios turbidífcos CR-2C e CR-2D.



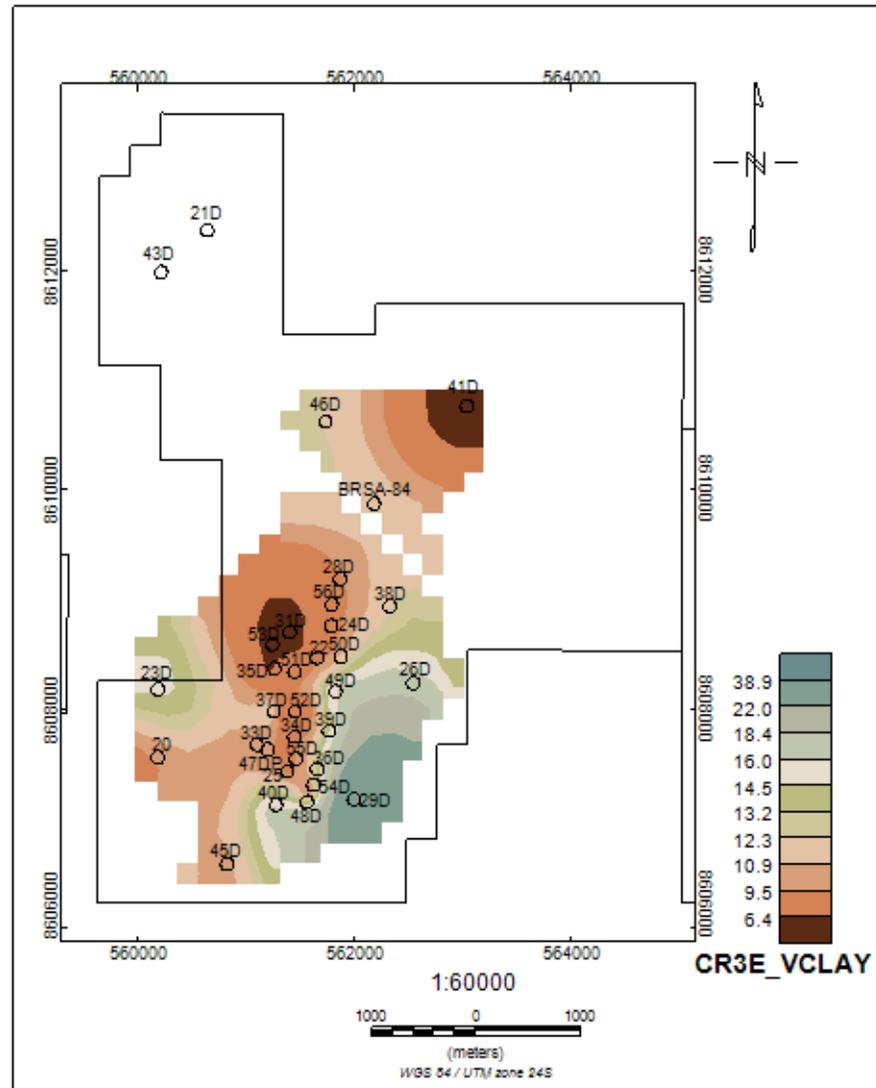
Mapas de argilosidade para os estágios turbidíticos CR-2E e CR-2F.



Mapas de argilosidade para os estgios turbidfticos CR-3A e CR-3B.

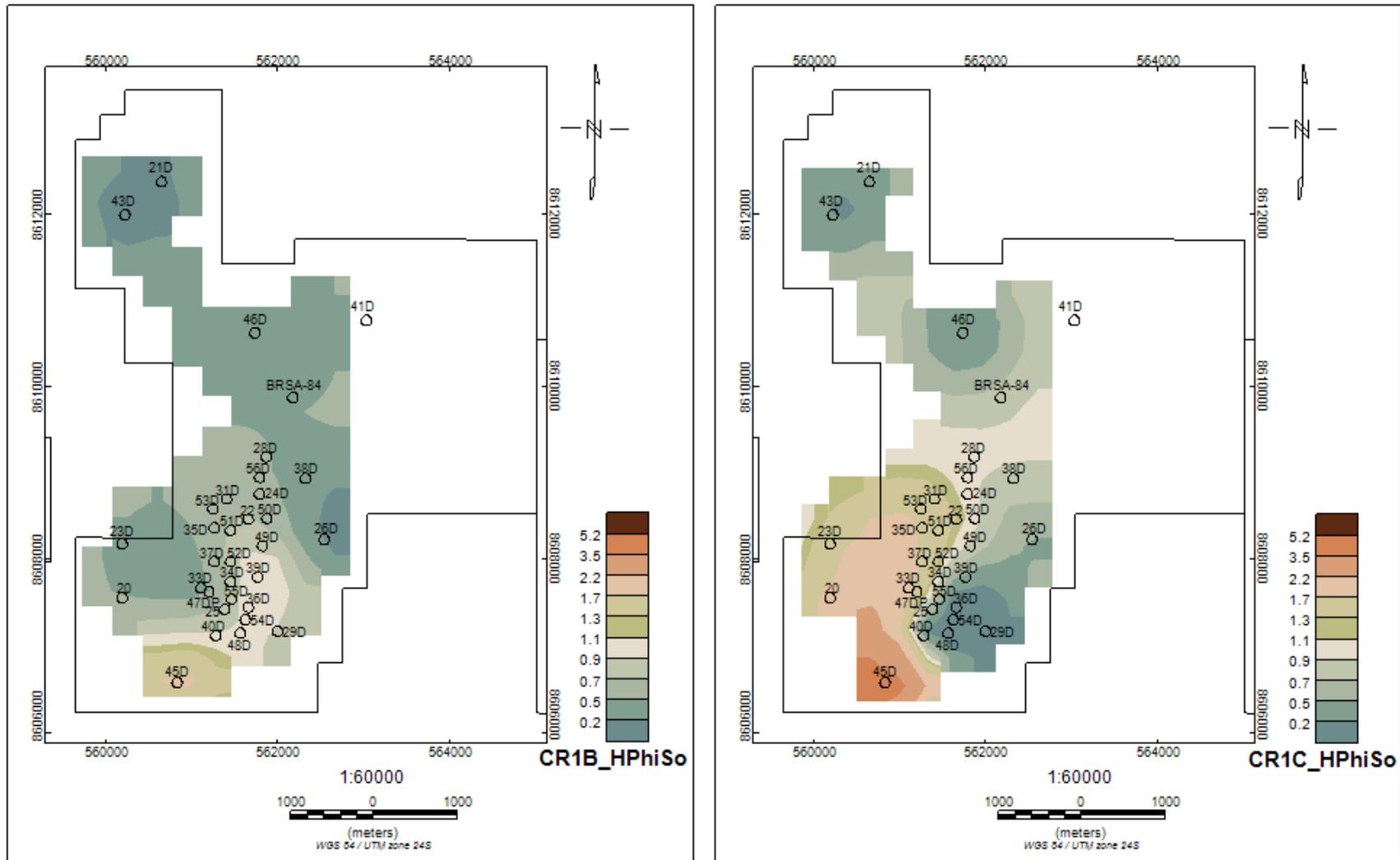


Mapas de argilicidade para os estágios turbidíticos CR-3C e CR-3D.

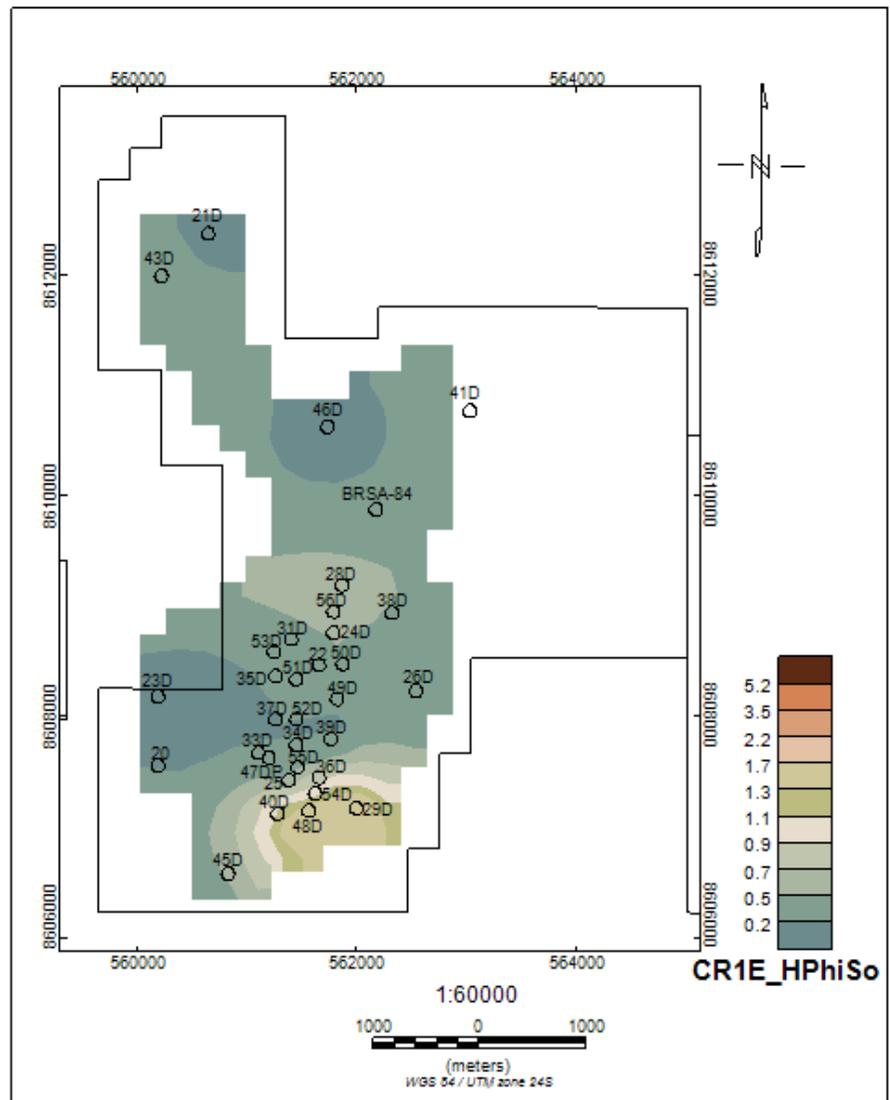
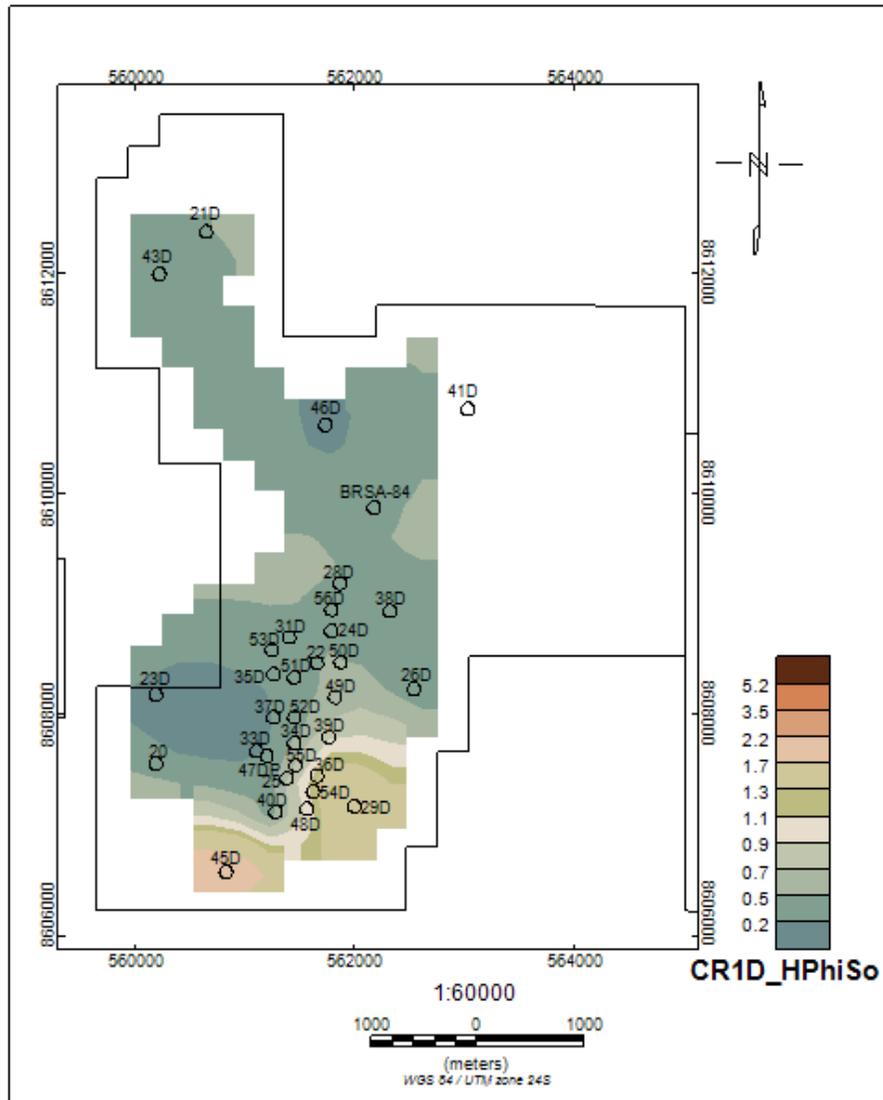


Mapa de argilosidade para o estágio turbidítico CR-3E.

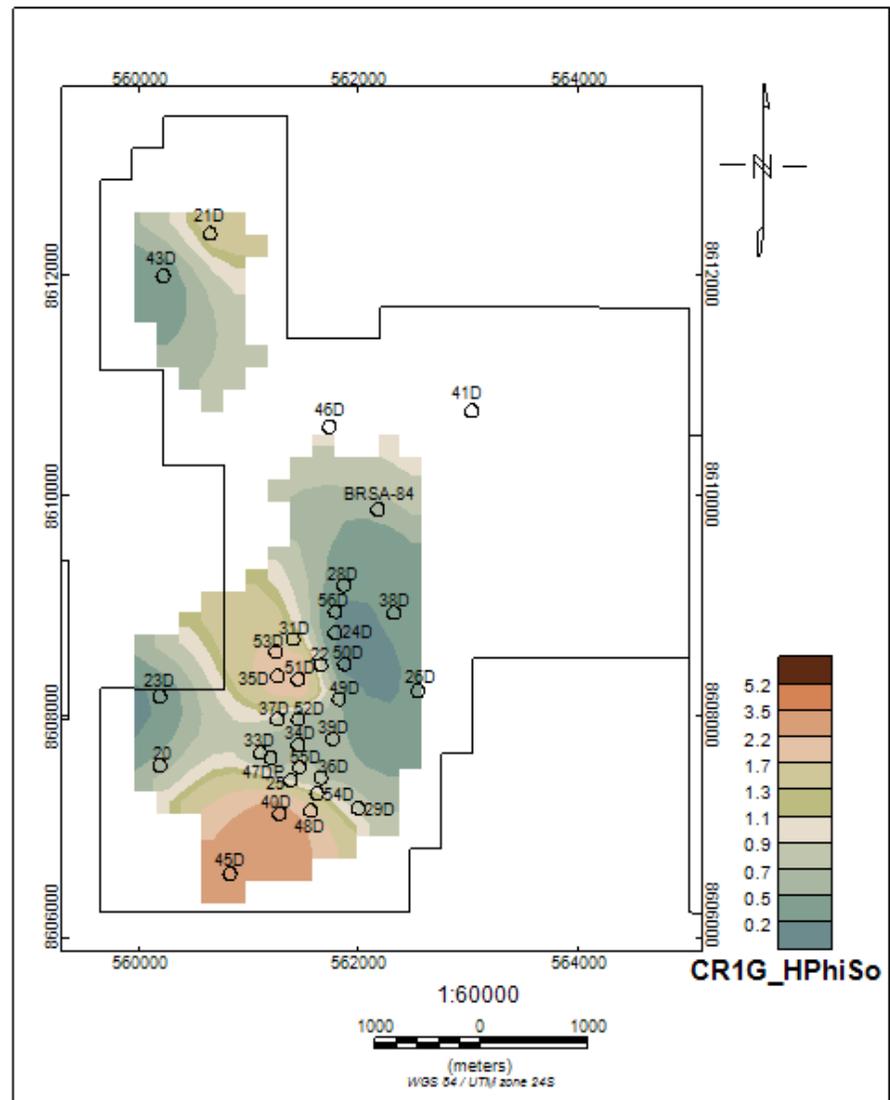
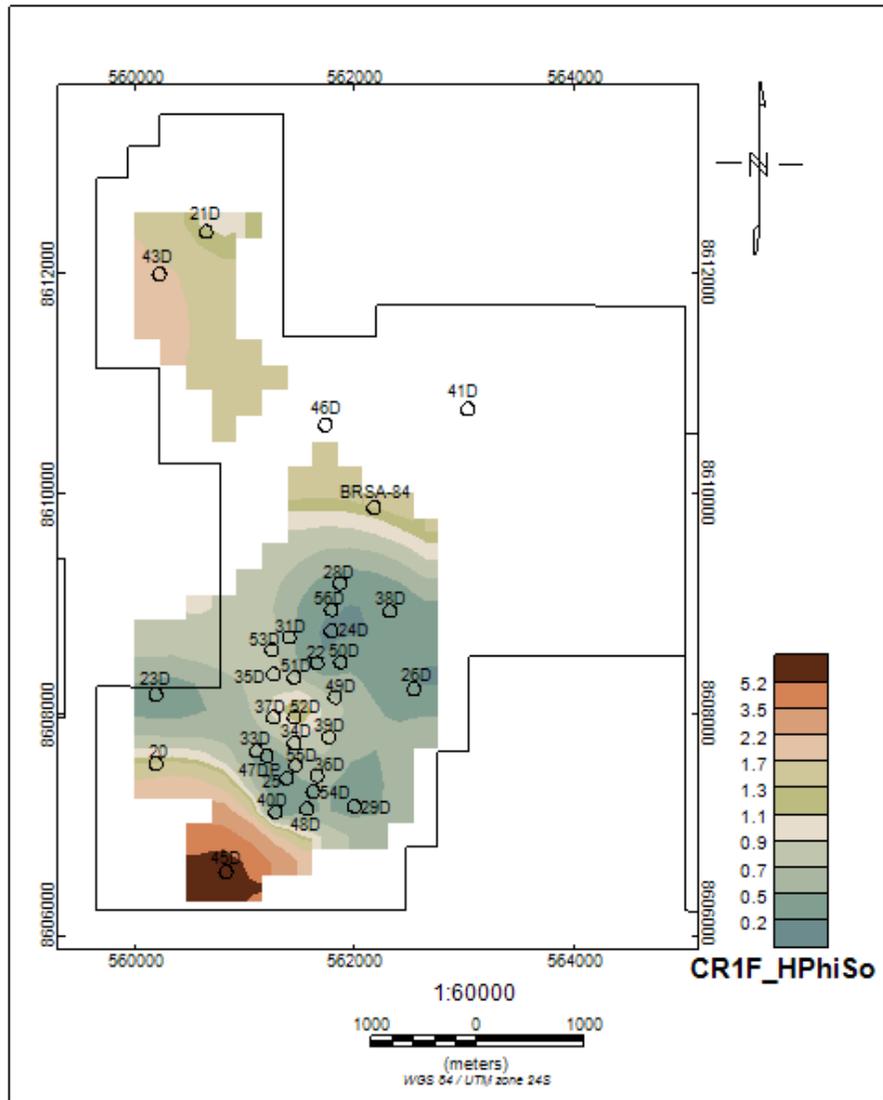
Apêndice 2 – Mapas de hPhiSo



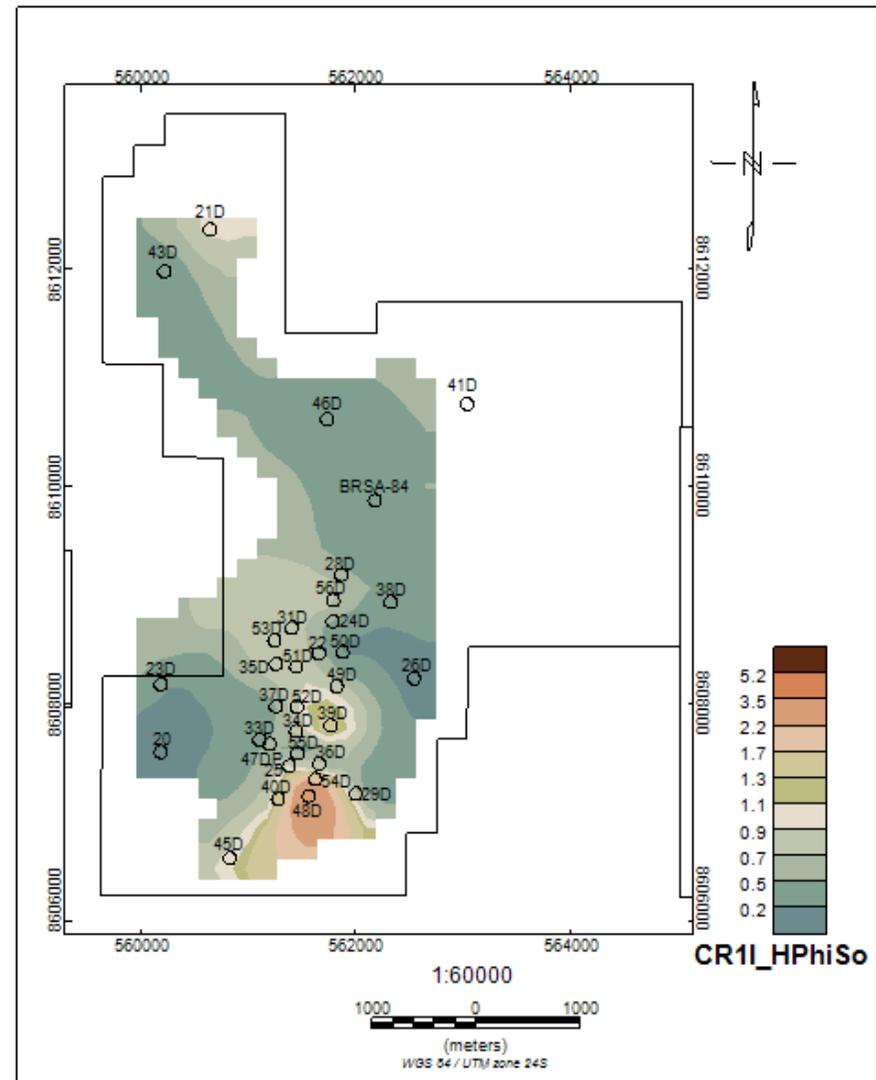
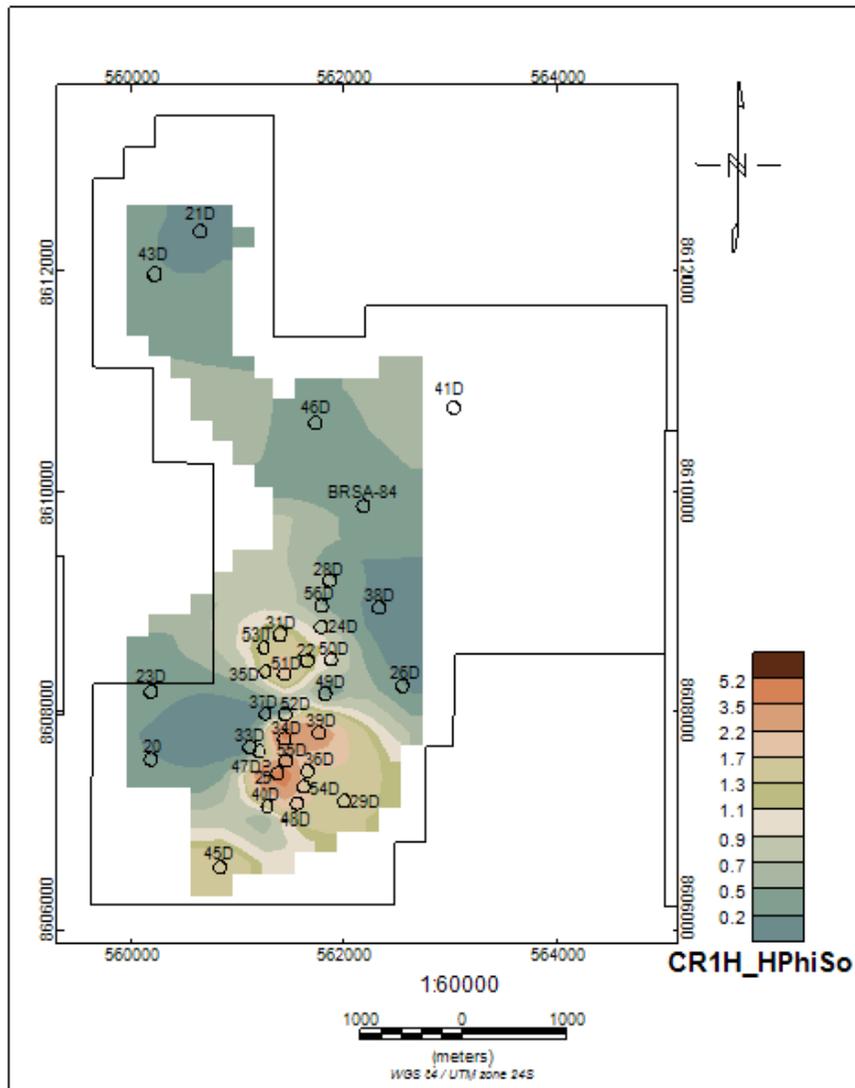
Mapas de hPhiSo para os estágios turbidíticos CR-1B e CR-1C.



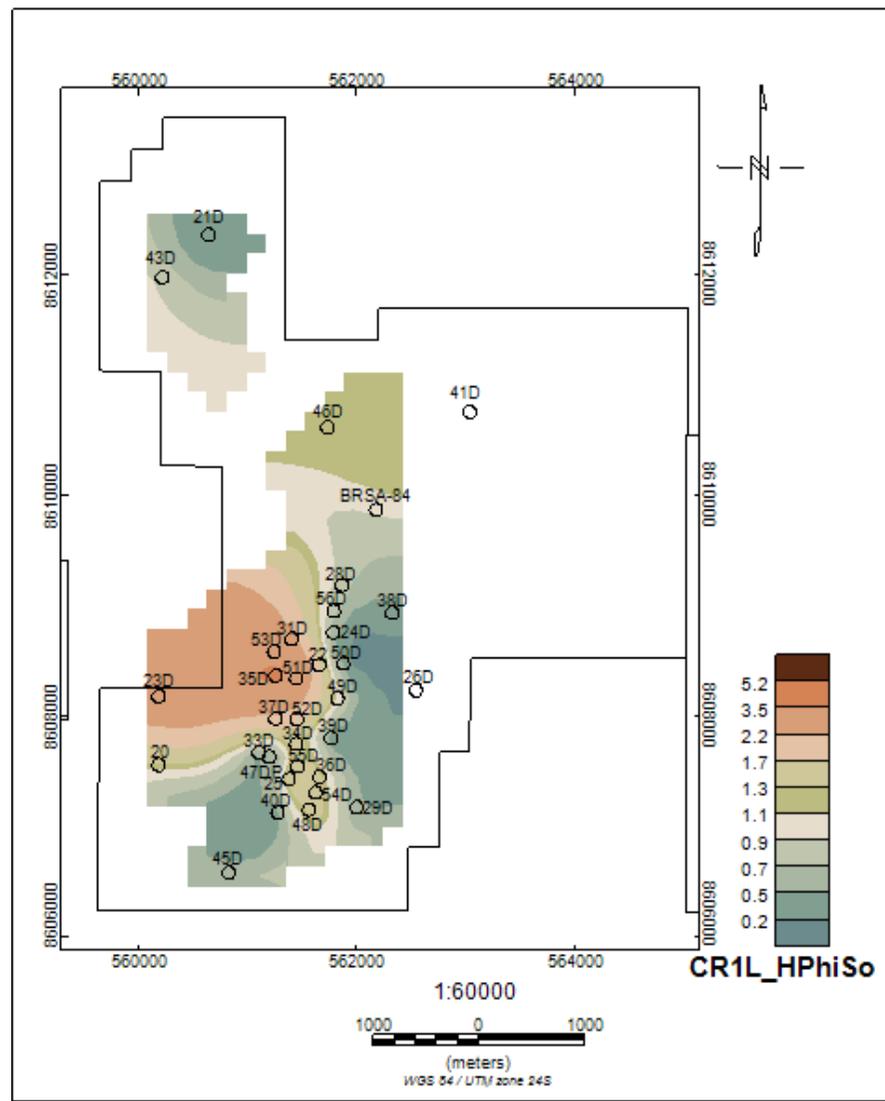
Mapas de hPhiSo para os estágios turbidíficos CR-1D e CR-1E.



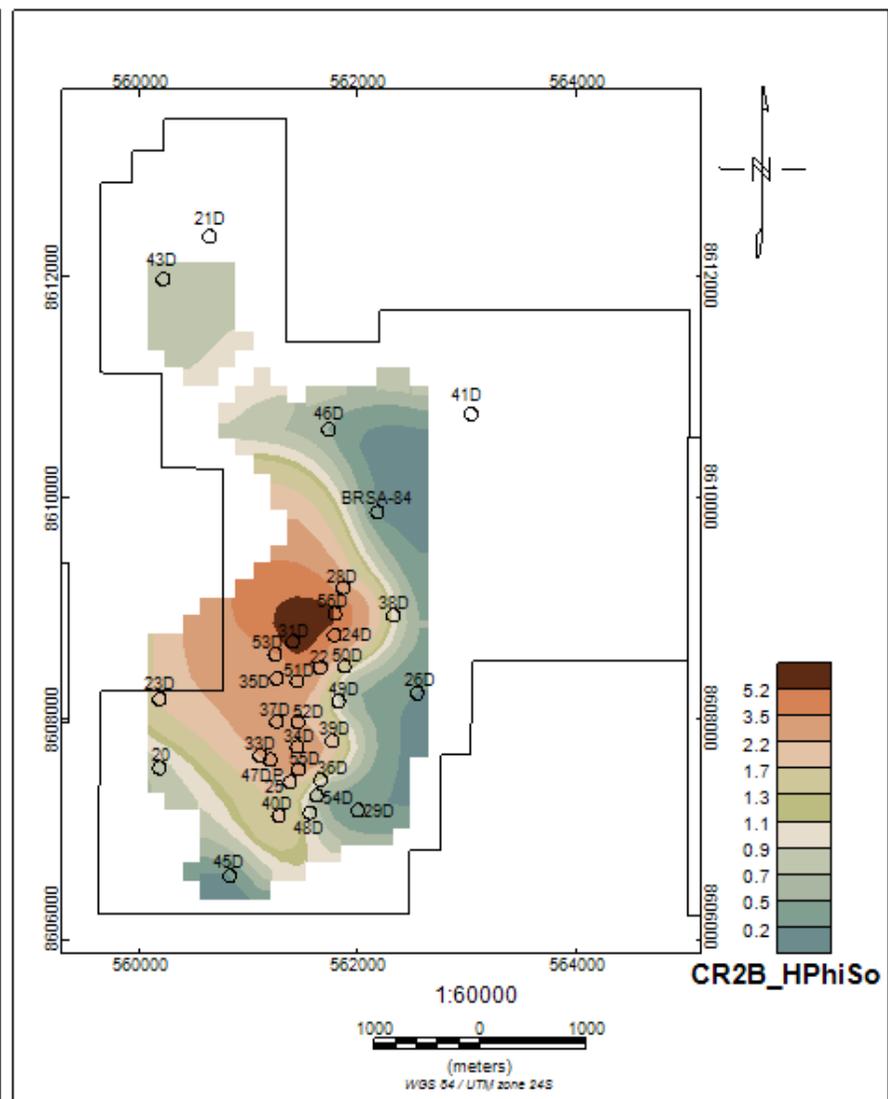
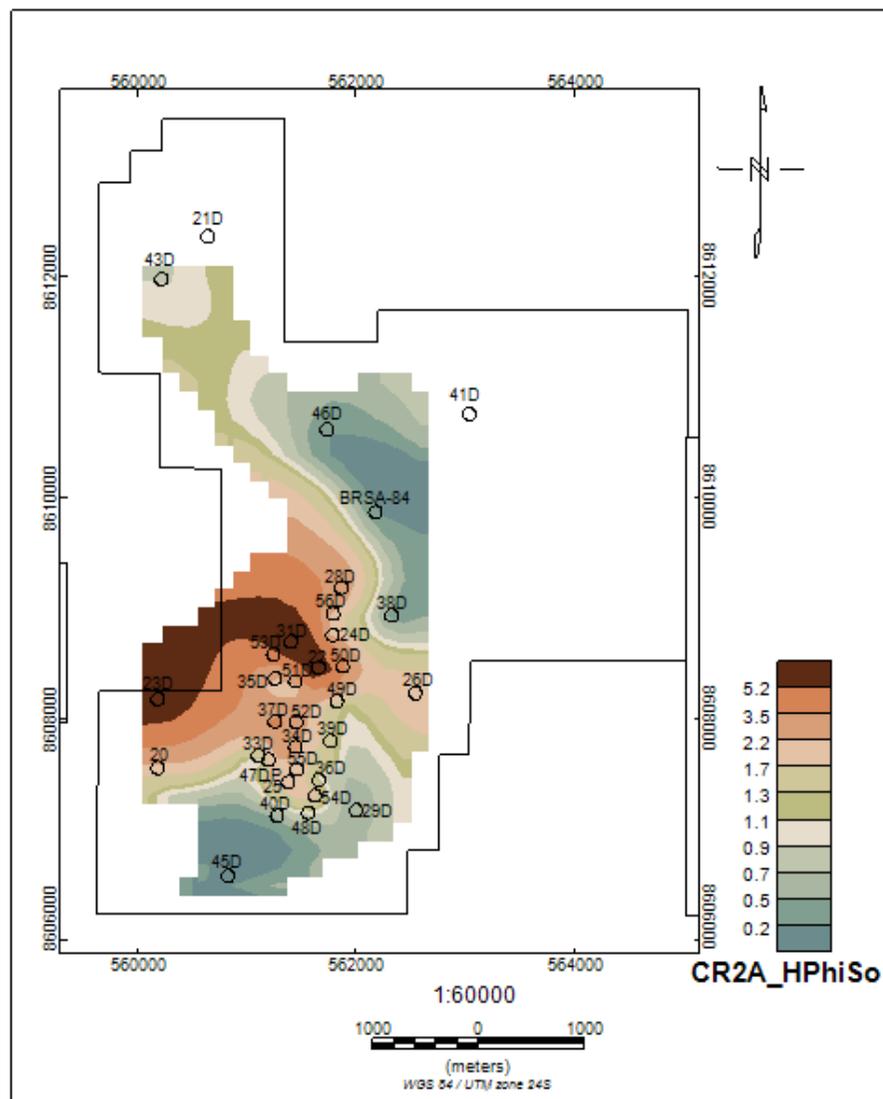
Mapas de hPhiSo para os estágios turbidíticos CR-1F e CR-1G.



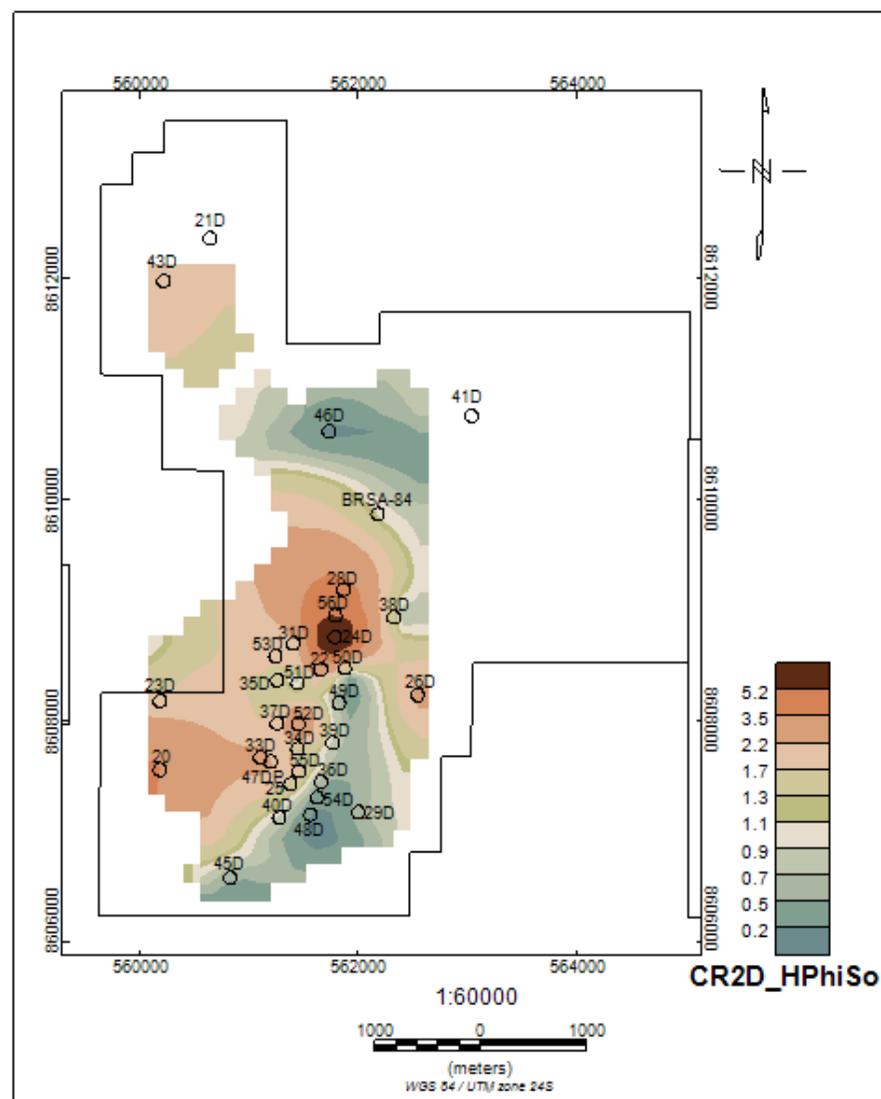
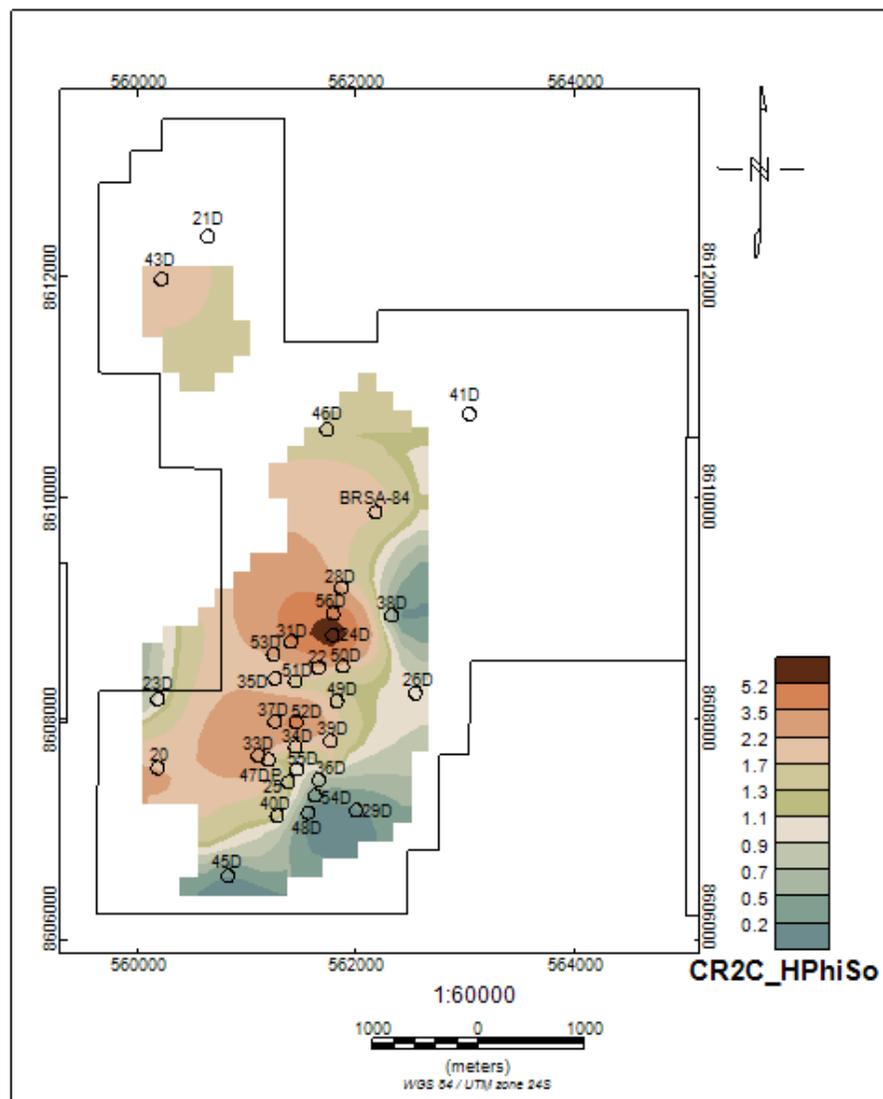
Mapas de hPhiSo para os estágios turbidíticos CR-1H e CR-1I.



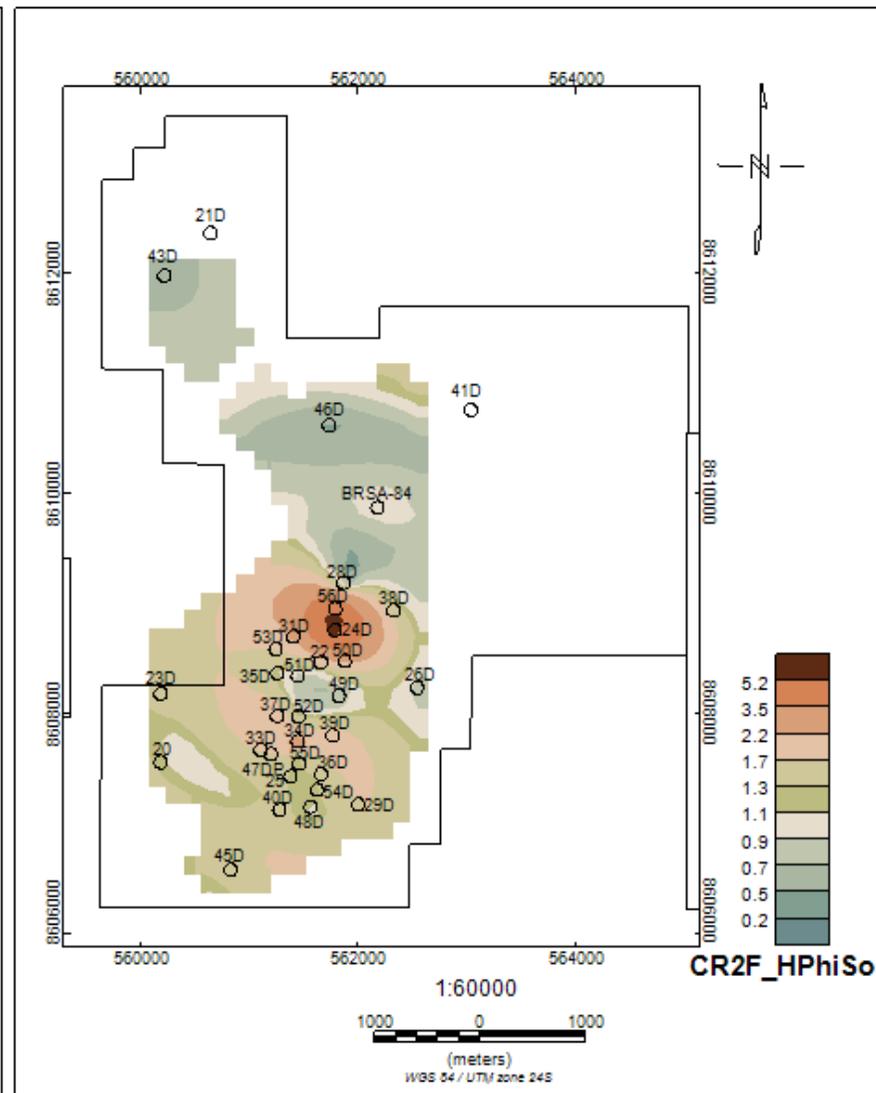
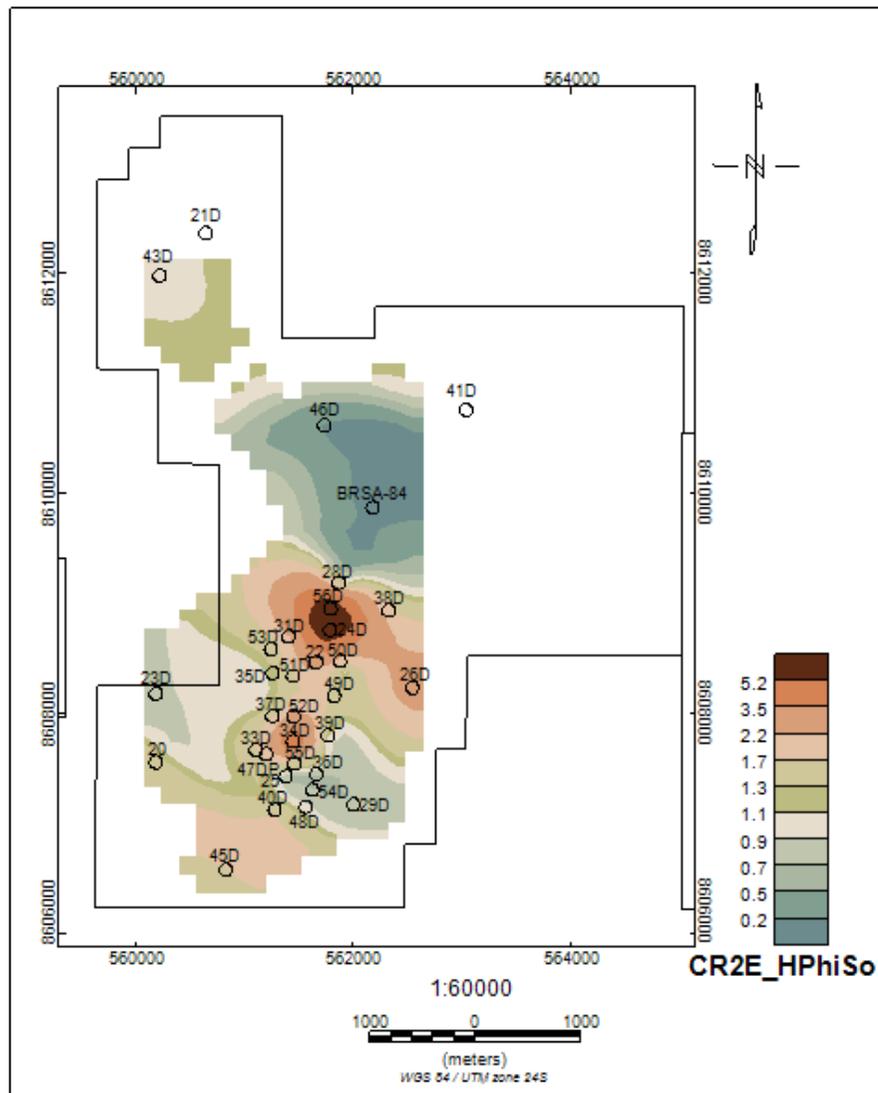
Mapa de hPhiSo para o estágio turbidítico CR-1L.



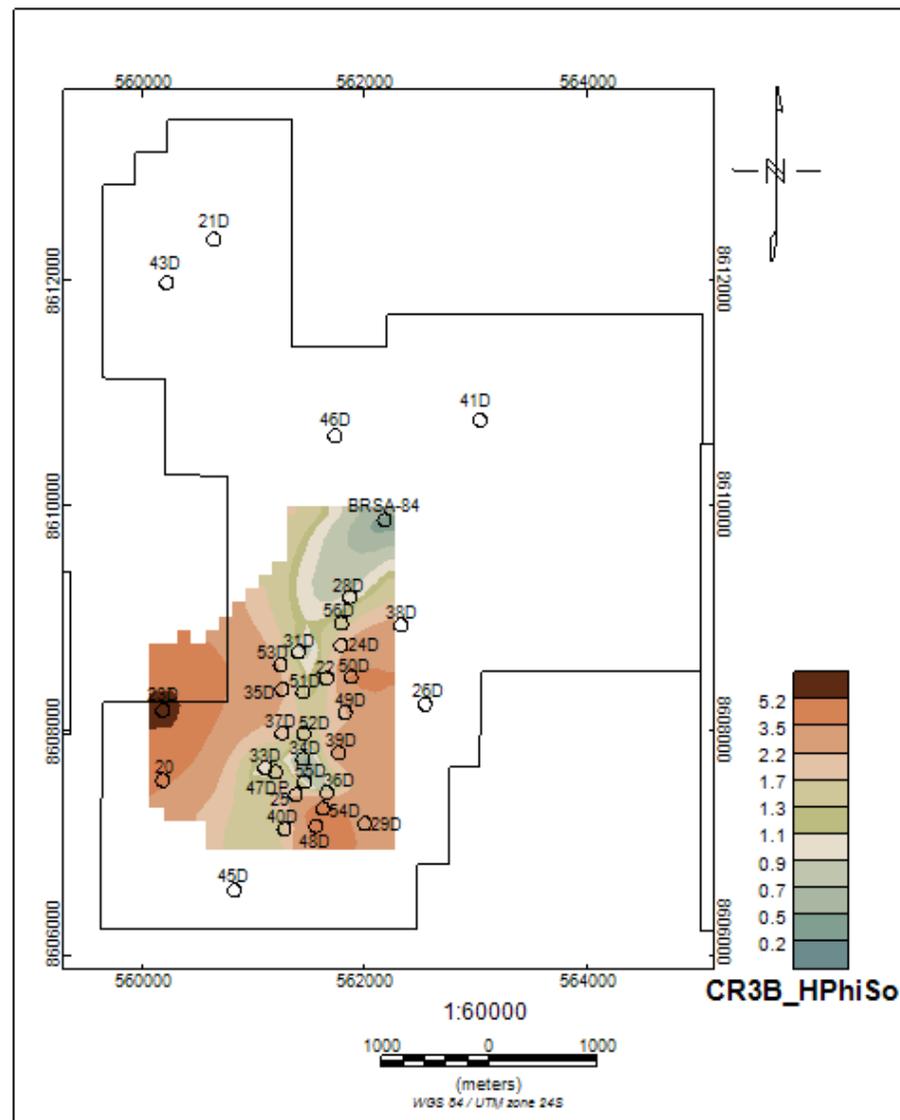
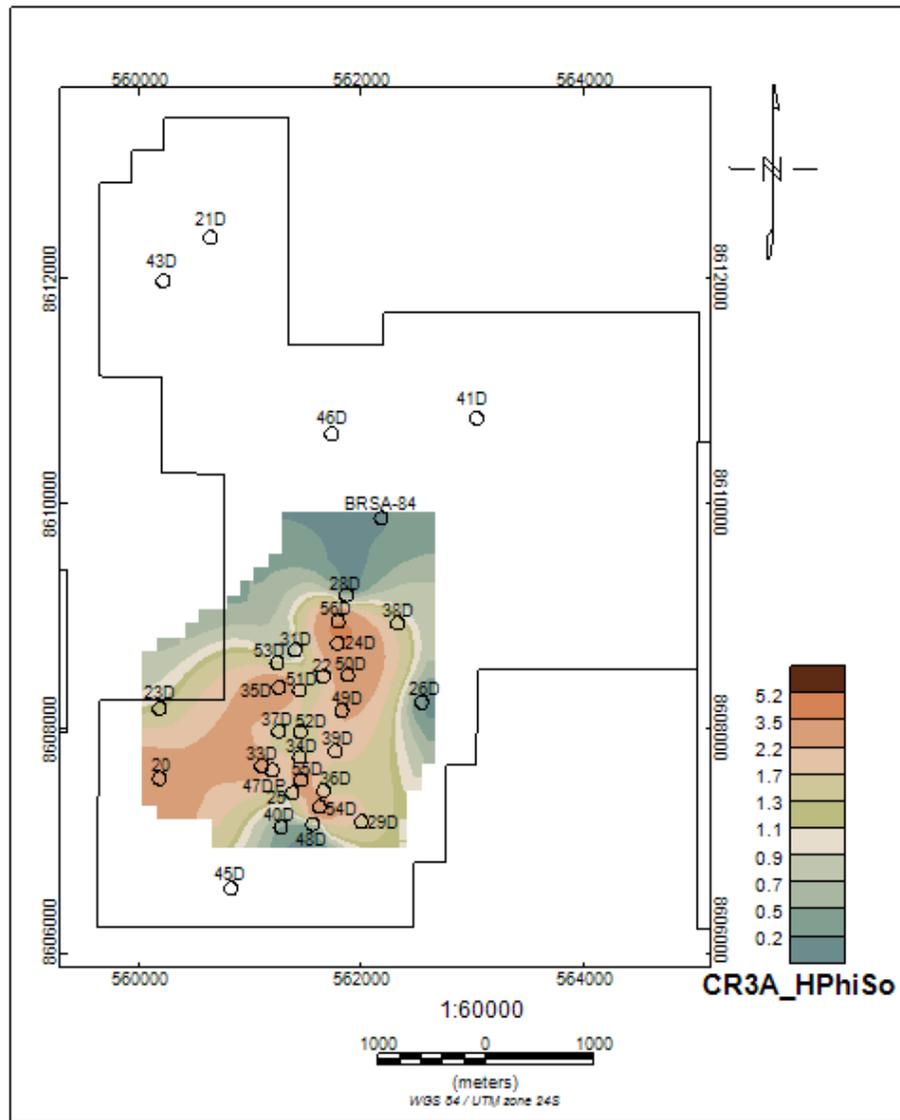
Mapas de hPhiSo para os estágios turbidíticos CR-2A e CR-2B.



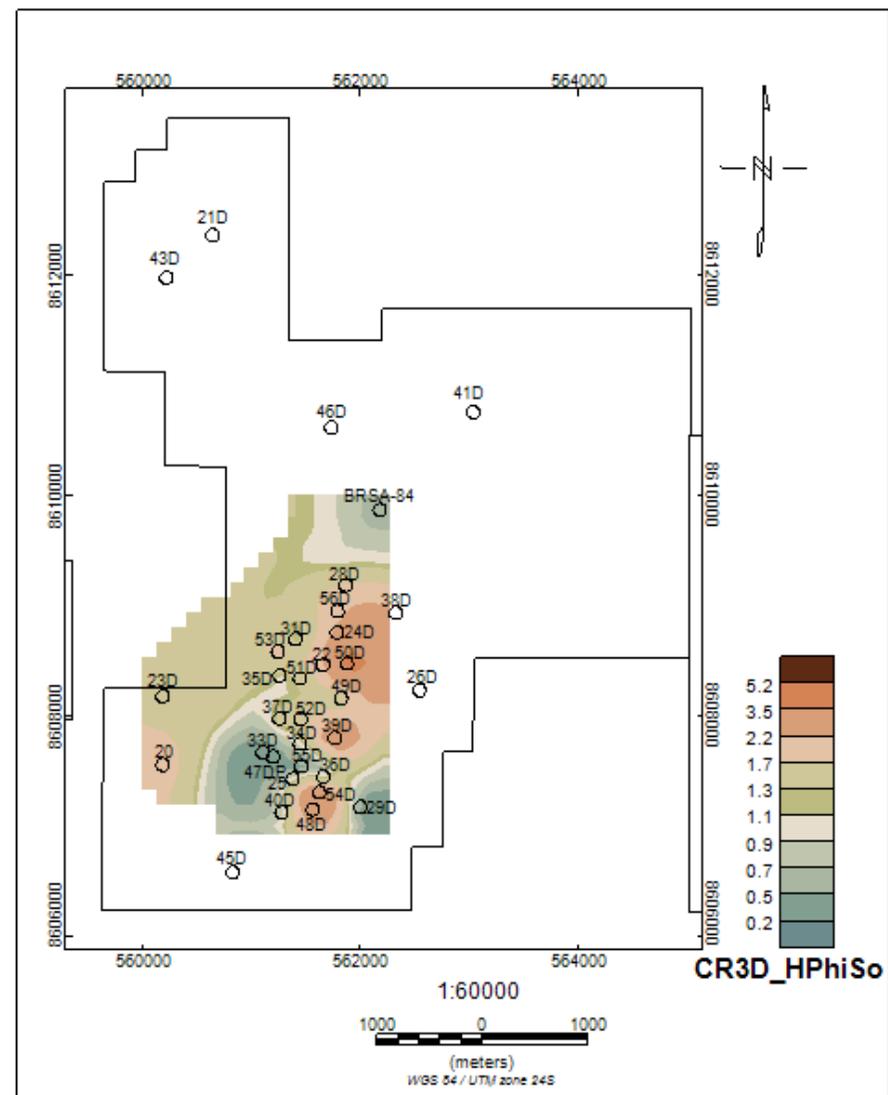
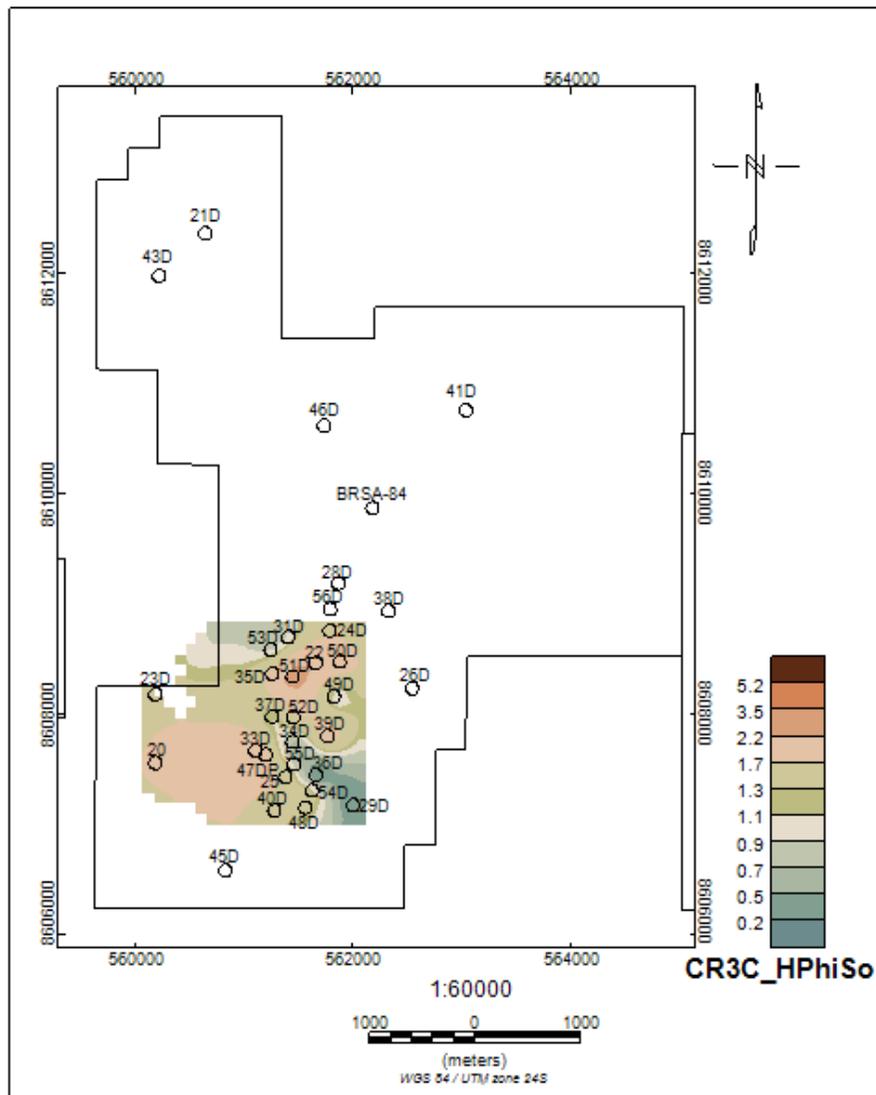
Mapas de hPhiSo para os estágios turbidíticos CR-2C e CR-2D.



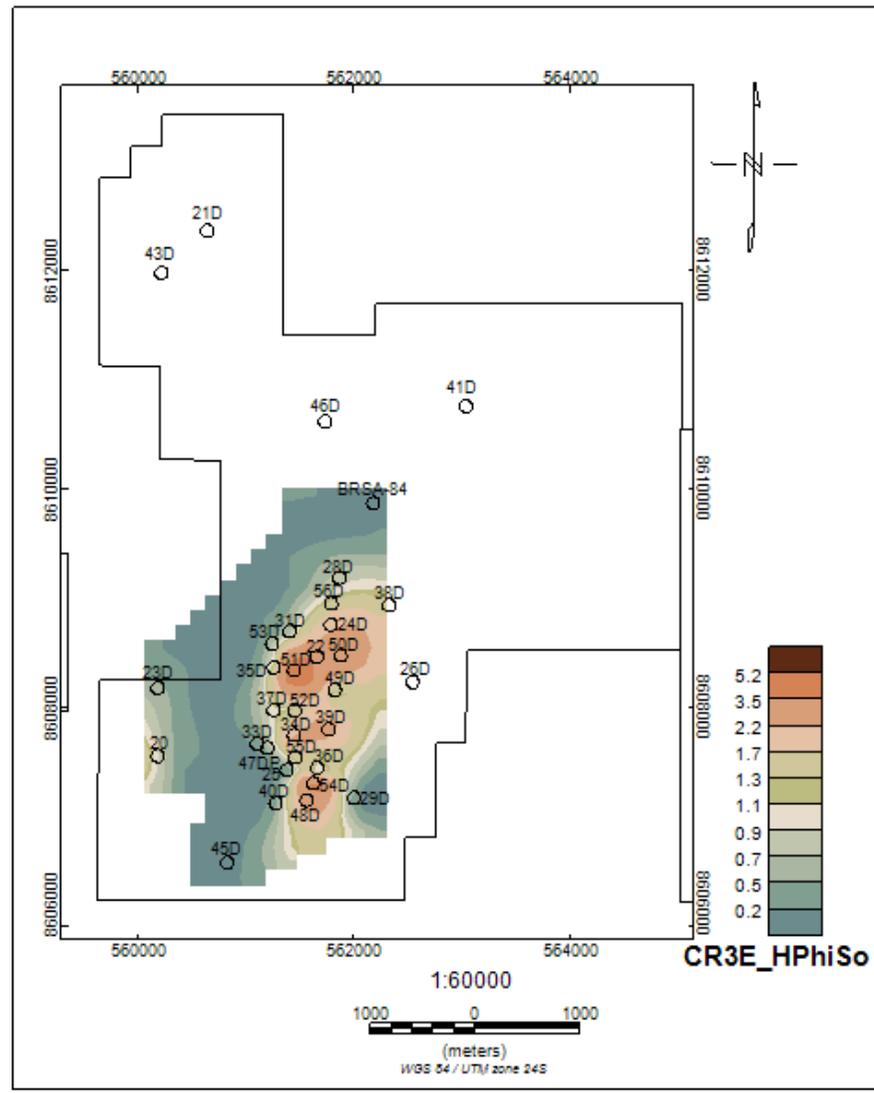
Mapas de hPhiSo para os estágios turbidíticos CR-2E e CR-2F.



Mapas de hPhiSo para os estgios turbidfticos CR-3A e CR-3B.



Mapas de hPhiSo para os estágios turbidíticos CR-3C e CR-3D.



Mapa de hPhiSo para o estágio turbidítico CR-3E.