

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE INFORMÁTICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM COMPUTAÇÃO

LUAN FONSECA GARCIA

**Um Framework Conceitual para Inserção
de Dados de Rochas em Modelos de
Reservatório**

Dissertação apresentada como requisito parcial para
a obtenção do grau de Mestre em Ciência da
Computação

Orientador: Profa. Dra. Mara Abel
Co-orientador: Prof. Dr. Luiz Fernando De Ros

Porto Alegre
2016

CIP — CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO

Garcia, Luan Fonseca

Um Framework Conceitual para Inserção de Dados de Rochas em Modelos de Reservatório / Luan Fonseca Garcia. – Porto Alegre: PPGC da UFRGS, 2016.

76 f.: il.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Programa de Pós-Graduação em Computação, Porto Alegre, BR–RS, 2016. Orientador: Mara Abel; Co-orientador: Luiz Fernando De Ros.

1. Ontologia. 2. Dados de Rocha. 3. Modelagem de Reservatório. 4. Geologia do Petróleo. 5. Interoperabilidade de Dados. I. Abel, Mara. II. De Ros, Luiz Fernando. III. Título.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Reitor: Prof. Carlos Alexandre Netto

Vice-Reitor: Prof. Rui Vicente Oppermann

Pró-Reitor de Pós-Graduação: Prof. Vladimir Pinheiro do Nascimento

Diretor do Instituto de Informática: Prof. Luis da Cunha Lamb

Coordenador do PPGC: Prof. Luigi Carro

Bibliotecária-chefe do Instituto de Informática: Beatriz Regina Bastos Haro

*“ Navegadores antigos tinham uma frase gloriosa:
"Navegar é preciso; viver não é preciso."*

*Quero para mim o espírito desta frase,
transformada a forma para a casar com o que eu sou:
Viver não é necessário; o que é necessário é criar. ”*

FERNANDO PESSOA

AGRADECIMENTOS

Agradeço à todos colegas e funcionários do Instituto de Informática da UFRGS, por tornarem este um lugar especial de se trabalhar.

Agradeço aos colegas que tive em minha curta passagem na empresa Endeeper, onde aprendi que pode sim existir uma empresa onde seus funcionários são mais do que colegas, são amigos.

Agradeço meus colegas do grupo BDI, Alexandre Lorenzatti, Ana Júlia Assis, Cauã Antunes, Eduardo Chandelier, Bruno Zanette, Sandro Fiorini. Um agradecimento especial aos colegas Joel Luis Carbonera e Vínicius Graciolli, pelas várias discussões que certamente agregaram muito ao meu trabalho.

Não posso esquecer de agradecer minha família, minha mãe Laura, minha irmã Júlia e minha esposa Rosi, por compreender a importância deste trabalho em minha vida e por sempre fazerem todo o possível para me auxiliar.

Agradeço a professora Karin Goldberg, do Instituto de Geociências da UFRGS, por me permitir acompanhar sua disciplina como ouvinte. Seus ensinamentos foram muito importantes para que eu pudesse realizar este trabalho.

Agradeço também meu co-orientador, Luis Fernando De Ros, por estar sempre de prontidão e disposto a discutir e ensinar esta Ciência tão apaixonante que é a Geologia.

Por último, mas não menos importante, agradeço à minha orientadora Mara Abel, que esteve sempre ao meu lado nesta caminhada, me auxiliando tanto profissionalmente quanto pessoalmente.

RESUMO

A contribuição deste trabalho é um *framework* conceitual para a inserção de dados diretos de rocha em modelos de *grid* de reservatório, através da calibragem de *logs* de poço. Este tipo de dado é frequentemente ignorado ou processado manualmente nas modelagens atuais, seja por custos elevados para sua obtenção, seja pelo alto grau de complexidade para a modelagem, interpretação e extrapolação dos dados. O *framework* busca definir os requisitos para um projeto de software que inclua os componentes necessários para o processamento automático ou supervisionado dos dados de rocha desde sua geração até sua utilização final, em modelos de simulação de fluxo, suportando a interoperabilidade dos dados e o rastreamento da informação de rochas. A proposta é embasada na combinação de ontologias de domínio para a petrografia, o conceito geológico de petrofácies de reservatório, um algoritmo de reconhecimento de padrões em logs de poço que podem corresponder a camadas homogêneas na rocha e um algoritmo para extrapolação de padrões baseado em algoritmos de alinhamento de sequências de DNA. A combinação das abordagens utilizadas neste trabalho é inédita e fornece suporte para o uso de petrofácies de reservatório durante a modelagem de reservatório. O levantamento de informações foi realizado em forma de aquisição de conhecimento, através de entrevistas com cinco profissionais de Geologia, Geofísica e Geoquímica, com diferentes formações na indústria do petróleo, além de extensa revisão da literatura. Esta aquisição nos possibilitou mapear as grandes atividades durante o processo de exploração, bem como os dados resultantes de cada etapa. Um modelo conceitual ontologicamente bem fundamentado permite mapear e integrar os dados de rocha nas diferentes etapas de processamento desde sua aquisição, como descrições de amostras de poços, descrições microscópicas e *logs* geofísicos até a identificação e inserção das propriedades relevantes em *grids* 3D utilizando padrões de trocas de dados da indústria.

Palavras-chave: Ontologia. Dados de Rocha. Modelagem de Reservatório. Geologia do Petróleo. Interoperabilidade de Dados.

A Conceptual Framework for Rock Data Insertion in Reservoir Models

ABSTRACT

A Conceptual Framework to insert direct rock data into reservoir models through well logs calibration is the contribution of this work. This kind of data is often ignored or manually processed in the current modeling process, due to its high costs or due to the complexity for the modeling, interpretation and extrapolation of the data. The framework aims to define a software project requirements that includes the necessary components for automated or supervised process of the rock data from its generation until its final use in the flow simulation models, supporting the interoperability of the data and the tracking of the rock information.

The proposal is based in the combination of domain ontology for petrography, the geological concept of reservoir petrofacies, a pattern recognition algorithm on well logs that can correspond to homogeneous rock layers and an algorithm to extrapolate patterns based on algorithms for the alignment of DNA sequences. The combination of the approaches used in this work is novel and provides support for the use of reservoir petrofacies during reservoir modeling. Five different professionals from the Geology, Geophysics and Geochemistry fields, with different backgrounds in the oil industry, were interviewed in order to acquire the necessary knowledge, and an extensive review of the literature. This acquisition enabled us to map the major activities during the process of exploration, as well as the data resulting from each step. A ontological well-grounded conceptual model allows mapping and integrating rock data in the different processing steps from its acquisition, such as descriptions of sample wells, microscopic descriptions and geophysical logs, to the identification and insertion of the relevant properties on 3D grids using standards of industry data exchange.

Keywords: Ontology, Rock Data, Reservoir Modeling, Petroleum Geology, Data Interoperability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Etapas sedimentares do ciclo da rocha.	20
Figura 2.2	Exemplo de reservatório de óleo na subsuperfície.	21
Figura 2.3	Visão 2D de um <i>grid</i> de reservatório e uma célula em destaque com uma disposição geométrica bloco-centrada.	24
Figura 2.4	Mapa de contorno.	25
Figura 2.5	Mapa geológico.	25
Figura 2.6	Princípio da aquisição sísmica.	26
Figura 2.7	Esquema de captura de <i>logs</i>	27
Figura 2.8	Exemplo de Arquivo LAS.	28
Figura 2.9	<i>Workflow</i> da modelagem de reservatório.	30
Figura 3.1	Hierarquia de classificação de ontologias.	34
Figura 3.2	O Quadrado de Aristóteles.	36
Figura 4.1	Exemplo de três colunas estratigráficas correlacionadas.	41
Figura 4.2	<i>Workflow</i> de nossa abordagem.	42
Figura 5.1	Rocha, Mineral e suas relações.	44
Figura 5.2	Ocorrência de rocha em Porção de Rocha e de Mineral em Cristal.	46
Figura 5.3	Constituintes primários de uma <i>porção de rocha</i> sedimentar.	46
Figura 5.4	Qualificadores de uma Porção de Rocha.	47
Figura 5.5	Qualificadores de Rochas Carbonáticas e Evaporíticas.	48
Figura 5.6	Qualificadores de Rochas Siliciclásticas.	49
Figura 6.1	Petrofácies dispostas em um gráfico de volume intergranular pelo volume de cimentos de sílica.	52
Figura 6.2	Framework conceitual para a inserção de dados de rocha em modelos de re- servatório.	53

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
2 GEOLOGIA DO PETRÓLEO	19
2.1 Modelos Geológicos.....	21
2.2 Principais Dados Utilizados para Modelagem de Reservatórios.....	24
2.2.1 Mapas.....	25
2.2.2 Sísmica.....	26
2.2.3 Perfis de Poço.....	27
2.2.4 Amostras de Rocha	28
2.3 Aquisição de Conhecimento Geológico	29
3 ONTOLOGIAS	33
3.1 Unified Foundational Ontology	35
4 TRABALHOS RELACIONADOS	39
4.1 Detecção de planos de acamamento: Uma abordagem com médias móveis	39
4.2 Sistema para Correlação Litológica Baseado em Ontologias	40
5 ONTOLOGIA PARA REPRESENTAÇÃO DE PETROFÁCIES DE RESERVA- TÓRIO	43
5.1 Apresentação da Ontologia de Domínio.....	44
6 ENRIQUECENDO MODELOS DE GRID DE RESERVATÓRIO COM DADOS DE ROCHA	51
7 CONCLUSÃO	59
REFERÊNCIAS.....	61
APÊNDICE A — ENTREVISTA COM GEOFÍSICO ESPECIALISTA EM MODE- LOS 3D.....	63
APÊNDICE B — ENTREVISTA COM GEÓLOGO ESPECIALISTA EM PETRO- GRAFIA.....	67
APÊNDICE C — ENTREVISTA COM GEÓLOGO DE RESERVATÓRIO.....	69

1 INTRODUÇÃO

Pessoas, organizações e sistemas devem comunicar-se entre si, entretanto, devido a diferentes experiências, conhecimentos, necessidades e contextos, existe uma grande variação entre pontos de vistas. Segundo (USCHOLD; GRUNINGER, 1996), a consequência desta falta de entendimento compartilhado é a má comunicação entre estas pessoas e suas organizações. Em especial, no contexto do desenvolvimento de sistemas de informação, Uschold e Gruninger argumentam que esta falta de entendimento compartilhado dificulta a identificação dos seus requisitos e assim, a especificação do sistema também é prejudicada. Além disso, diferentes métodos de modelagem, paradigmas, linguagens e ferramentas prejudicam severamente a interoperabilidade, potencial de reuso e compartilhamento dos sistemas construídos.

Um exemplo simples dos problemas causados por esta heterogeneidade é apresentado em (BITTNER; DONNELLY; WINTER, 2005). Consideremos o termo *tanque*. Em um sistema de informação utilizado em um contexto militar, o termo usualmente refere-se a uma espécie de veículo blindado de guerra. Já em um sistema de informação inserido em um contexto de equipamentos para zoológicos, o termo *tanque* refere-se a um tipo de recipiente que pode armazenar água e servir de moradia para peixes. Agora suponha que ambos sistemas devam ser utilizados em uma base militar, em um contexto de guerra. Certamente haverá um problema para interpretar uma afirmativa do tipo *três tanques*.

Como forma de superar este problema de interoperabilidade, em (USCHOLD; GRUNINGER, 2004) é defendido o uso de ontologias. Uma ontologia é *uma especificação formal e explícita de uma conceitualização compartilhada* (STUDER; BENJAMINS; FENSEL, 1998).

Ontologias são importantes porque esclarecem a estrutura do conhecimento, explicitando um conhecimento que por hora foi implícito (WACHE et al., 2001). Sendo assim, a ontologia de certo domínio forma o coração de um sistema de representação de conhecimento para tal domínio (CHANDRASEKARAN; JOSEPHSON; BENJAMINS, 1999).

Um exemplo de área que pode se beneficiar do uso de ontologias para a integração de seus dados é a Geologia do Petróleo. Geologia do Petróleo é a aplicação da Geologia, o estudo da Terra, na exploração e produção de óleo e gás (SELLEY, 1998) Em (MA, 2011), *Interoperabilidade de Dados Geológicos* é definida como *a habilidade de dados geológicos fornecidos por uma fonte de dados serem acessados, decodificados, compreendidos e apropriados pelos usuários*. Na exploração de petróleo, uma enorme quantidade de dados é gerada todos os dias a partir de variadas fontes. Notadamente podem ser citados dados sísmicos, dados de poços e dados de perfuração. A indústria petrolífera depende do uso eficiente destes dados para a cons-

trução de modelos computacionais que facilitem a redução da incerteza e risco nas tomadas de decisões (WERLANG et al., 2014).

Uma pesquisa realizada pela Associação Norueguesa da Indústria do Óleo (NOIA) em 2005, mostra que existia necessidade de mais colaboração e integração entre as etapas, disciplinas e companhias desta indústria. Mesmo cinco anos após isto, segundo (EDISON; BRANTLEY; EDWARDS, 2011), em 2010, pesquisadores externalizaram o seu entendimento do que esperam dos próximos 20 anos para a indústria energética. Foram entrevistados mais de 100 executivos de alto escalão, de várias partes da cadeia do óleo e gás, principalmente focando no seguimento de exploração e produção. O resultado é que os executivos veem a integração dos dados tornando-se ainda mais crítica para conectar as variadas tecnologias e inovações com as pessoas e os processos. Para eles, a integração é essencial para entregar a informação correta à pessoa certa ao momento certo para uma melhor tomada de decisão.

A modelagem de reservatório é o conjunto de atividades de modelagem de dados como o intuito de realizar a simulação de um reservatório de óleo. Um problema bastante atual na Modelagem de Reservatórios é a carência de dados diretos de rocha em modelos de *grid* de reservatório, modelos utilizados para representar reservatórios de petróleo. Dados diretos de rocha são aqueles obtidos por Geólogos através da observação por contato direto com as rochas, seja em acesso a afloramentos, testemunhos de poços, amostras de mão ou de calha. Já os dados indiretos são obtidos através de medições de propriedades das rochas através de diversos tipos de sensores, especialmente os sísmicos e de perfilagem de poço. Dados diretos são importantes porque permitem calibrar os métodos indiretos de interpretação das rochas, detectar erros nestas avaliações e também acessar propriedades da rocha que não têm expressão nas medidas feitas por sensores.

As razões para a subutilização dos dados diretos de rocha são diversas. A dificuldade de sua obtenção, o que torna o seu custo elevado, resultando na retiradas de amostras com testemunhos de uma parcela muito reduzida do total de poços em exploração. O número escasso de amostras torna a interpretação dos processos sedimentares (ocorrentes durante a deposição da rocha) e diagenéticos (ocorrentes após a deposição da rocha) extremamente difícil. A dificuldade existente quando da extrapolação das propriedades da rocha para diferentes escalas, que iniciam em milímetros, para lâminas delgadas, passando por metros, com testemunhos, centenas de metros, com poços, dezenas quilômetros, com os reservatórios, e até mesmo centenas de quilômetros, para bacias sedimentares inteiras. Outro fator impactante muitas vezes é a limitação durante a formação de engenheiros de reservatório, que carecem de maior compreensão da interação das propriedades petrográficas da rocha e o comportamento de fluxo da rocha.

De modo a fornecer uma alternativa para a utilização de dados de rocha para aperfeiçoar os modelos de reservatório e de fluxo, é proposto neste trabalho um *framework* conceitual para a calibragem de *logs* de poço, dados frequentemente utilizados por geólogos para preencher os modelos de *grid* de reservatório. O *framework* consiste em uma combinação de ontologias de domínio para a petrografia, o conceito geológico de petrofácies de reservatório, um algoritmo de reconhecimento de padrões litológicos em *logs* de poço e a adaptação de um *framework* já existente baseado em algoritmos de alinhamento de sequências de DNA para extrapolação destes padrões para interpretar *logs* de poços não amostrados.

Cada uma das abordagens tem por objetivo migrar as propriedades da rocha da escala microscópica para a escala de poço e desta para a escala de reservatório. A combinação das abordagens utilizadas neste trabalho é inédita e fornece suporte para o uso de petrofácies de reservatório durante a modelagem de reservatório. O objetivo deste trabalho é enriquecer a interpretação de dados de *log* de poço, que são utilizados por geólogos e engenheiros para a construção de modelos de *grid* de reservatório, através do uso de dados diretos de rocha, realizando a integração de dados geológicos de diferentes escalas. Entretanto, é importante salientar que não é objetivo deste trabalho fornecer uma metodologia para extrapolação dos dados de *log* para modelos de *grid* de reservatório.

O *framework* tem como característica um alto grau de modularização. É possível aperfeiçoar etapas, aperfeiçoando ou substituindo algum dos algoritmos utilizados, sem que o *framework* como um todo seja afetado. A validação deste *framework* proposto foi realizada através de entrevistas com profissionais da área.

Uma ontologia de domínio com o intuito de suportar a descrição de lâminas delgadas, principal fonte de dados durante definição de Petrofácies, também é apresentada. Esta ontologia foi inicialmente descrita em (ABEL, 2001), e foi parcialmente reprojetaada utilizando a ontologia de fundamentação UFO - *Unified Foundational Ontology* como ferramenta para a fundamentação ontológica.

O texto encontra-se organizado da seguinte maneira. O capítulo 2 trata dos principais conceitos geológicos necessários para o entendimento deste trabalho. O capítulo 3 contém uma revisão sobre o conceito de ontologias bem como um resumo sobre a ontologia de fundamentação utilizada para a construção da ontologia proposta, a UFO. No capítulo 4, os trabalhos utilizados para construção do *framework* proposto são detalhados. O capítulo 5 apresenta a ontologia de domínio construída, enquanto o capítulo 6 possui o detalhamento do funcionamento de nossa proposta. Os trabalhos futuros e conclusões são discutidos no capítulo 7. Algumas das entrevistas realizadas estão parcialmente transcritas em forma de apêndice deste texto.

2 GEOLOGIA DO PETRÓLEO

Geologia do Petróleo é a aplicação da Geologia, o estudo das rochas e da Terra, à exploração e produção de óleo e gás (SELLEY, 1998). Neste capítulo, definiremos os conceitos comuns que são necessários para compreender o domínio de aplicação deste trabalho.

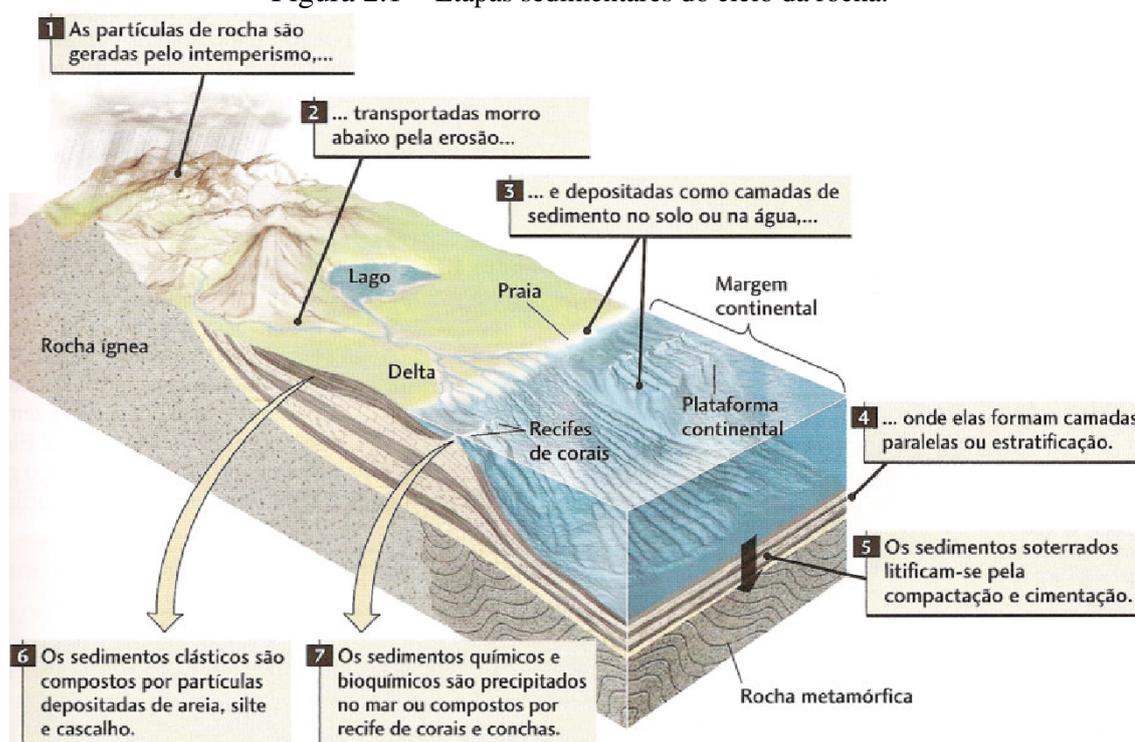
Uma *rocha* é um agregado sólido de minerais que ocorre na natureza (PRESS et al., 2004). Rochas podem ser de três tipos: ígneas; metamórficas; ou sedimentares. *Rochas ígneas* são formadas pela cristalização de magma. *Rochas sedimentares* são formadas pela litificação (processo que converte sedimentos em uma rocha sólida) de sedimentos depois do soterramento. *Rochas metamórficas* são formadas pela transformação de outras rochas - ígneas, sedimentares ou mesmo metamórficas -, quando submetidas a altas temperaturas e pressões no interior da Terra.

A superfície da Terra é coberta por aproximadamente três quartos de rochas sedimentares. A sua importância reside na significância genética de suas texturas, estruturas, composição e conteúdo fóssil, os quais revelam a formação histórica dos ambientes de superfície e formas de vida passadas na Terra.

A formação de rochas sedimentares inicia pelo processo de *intemperismo*, que é o processo pelo qual rochas são quebradas na superfície terrestre para produzir partículas de sedimentos. Pode ser um intemperismo físico ou químico. O *intemperismo físico* ocorre quando uma rocha sólida é fragmentada por um processo mecânico. O *intemperismo químico* ocorre quando os minerais em uma rocha são quimicamente alterados ou dissolvidos (PRESS et al., 2004).

Óleo bruto e gás natural ocorrem naturalmente em depósitos de subsuperfície. Eles são formados a partir de matéria orgânica originada essencialmente de fitoplâncton, algas microscópicas acumuladas no fundo de mares e lagos. Para que exista um depósito que seja economicamente viável, devem ocorrer três condições geológicas importantes, que constroem um sistema petrolífero: deve existir uma *rocha geradora* com alto conteúdo de matéria orgânica, que tenha gerado hidrocarbonetos durante seu soterramento na bacia sedimentar em algum tempo no passado geológico; deve existir uma *rocha reservatório* porosa e permeável capaz de armazenar os hidrocarbonetos; e deve existir uma estrutura da rocha reservatório, ou uma *armadilha*, tipicamente limitada por rochas impermeáveis, ou rochas selo, permitindo a acumulação em quantidades comerciais (HYNE, 2012). A figura 2.2 apresenta um exemplo de um reservatório de subsuperfície.

Figura 2.1 – Etapas sedimentares do ciclo da rocha.



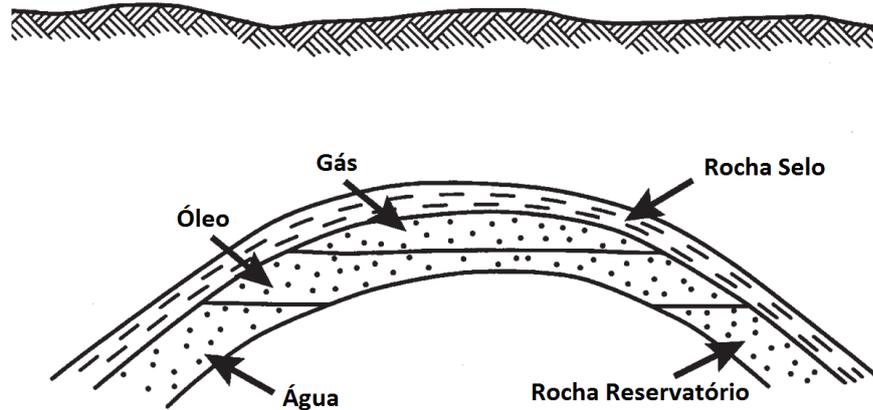
Fonte: (PRESS et al., 2004).

A *rocha geradora* é uma rocha sedimentar que contém matéria orgânica suficiente, de forma que quando ela for soterrada e aquecida, produzirá gás e óleo (GLUYAS; SWARBRICK, 2009). *Rocha reservatório* é uma rocha capaz de armazenar e transmitir fluidos como gás e óleo. *Armadilhas* consistem em rochas reservatórios porosas envolvidas por rochas de baixa permeabilidade, também chamadas de rocha selo, as quais não permitem o fluxo de gás ou óleo (BJORLYKKE, 2010).

Durante a exploração e produção de petróleo, o mais importante é poder prever a quantidade de óleo e gás que fluirão a partir dos reservatórios pelos poços perfurados. É importante porque sabendo-se a quantidade de óleo e gás que um poço irá produzir, calcula-se sua viabilidade econômica. Além disto, também é importante evitar a depleção do poço. Isto ocorre quando a pressão do poço diminui, ou seja, é retirado mais fluido do que o reservatório pode repor para manter a pressão.

Simulações de fluxo são utilizadas para calcular o comportamento dos fluidos dentro de um reservatório. Esta simulação é geralmente realizada por Engenheiros de Reservatório, que para isto apenas está interessado nos atributos de porosidade e permeabilidade das rochas, bem como sua geometria. *Porosidade* é a percentagem da rocha que corresponde a espaço não-sólido (poros), ocupado por fluidos como água, óleo ou gás. *Permeabilidade* refere-se à conectividade destes poros dentro de uma rocha. Para que uma rocha contenha petróleo é necessário que ela

Figura 2.2 – Exemplo de reservatório de óleo na subsuperfície.



Fonte: traduzido de (HYNE, 2012).

possua poros e, para que este petróleo seja extraído, é necessário que existe conectividade entre estes poros.

A seguir, serão abordados alguns dos modelos existentes na modelagem de reservatório, apresentada uma síntese de um *workflow* para a modelagem de reservatórios e também serão apresentados em maior detalhe os principais tipos de dados existentes durante a modelagem de reservatório.

2.1 Modelos Geológicos

De acordo com (PERRIN; RAINAUD, 2013), modelos geológicos são classificados como *modelos físicos* ou *modelos descritivos*. *Modelos físicos* são construído para estudar e visualizar os processos físicos, físico-químicos e mecânicos em Geologia. Podem ser *analógicos*, quando resultantes de processos de simulação física, ou *numéricos*, quando resultantes exclusivamente de computação. *Modelos descritivos*, também chamados de *Modelos da Terra*, ou ainda, em inglês *Earth Models*, são construídos para fornecer descrições de características geológicas. Além disso, modelos descritivos são chamados de *Modelos Estáticos*, quando descrevem características geológicas em um dado momento geológico, ou *Modelos Dinâmicos*, quando descrevem a evolução durante o tempo destas características. Ao longo deste trabalho usaremos o termo *Earth Model* para nos referirmos a modelos descritivos da Terra.

Earth models são bastante complexos, o que torna difícil de apresentá-los com um única representação. Por isto, *earth models* são normalmente uma soma de representações parciais. Por exemplo, modelos de reservatório de petróleo na subsuperfície são descritos por modelos estruturais, estratigráficos, petrográficos, de reservatório e de bacias. Cada um destes modelos

possui uma representação distinta, mas todos compartilham da mesma intenção: representar um reservatório de petróleo.

Representações da subsuperfície em 2D (duas dimensões), como mapas geológicos ou seções, são largamente utilizadas por geólogos, são muitas vezes inadequadas para descrever e quantificar volumes. Por esta razão, modelos em 3D, que descrevem a distribuição espacial das propriedades do reservatório, e 4D, que descrevem a evolução das propriedades em 3D no tempo, surgiram nas últimas décadas como um meio de representar reservatórios de petróleo. O principal objetivo durante a prospecção de óleo e gás é identificar potenciais reservatórios e estimar o volume que possa ser extraído dele. Segundo (PERRIN; RAINAUD, 2013), para isto, diversos estudos são necessários.

Na escala regional, que varia de dezenas até centenas de quilômetros de área, o principal objetivo é identificar sucessões sedimentares que possivelmente incluam rochas geradoras e rochas reservatório, e estruturas geológicas que possam corresponder a armadilhas para estas rochas reservatório. Dados regionais como paleográficos - rochas e superfícies que existiram na Terra nos diferentes períodos geológicos -, sedimentológicos - dados sobre os sedimentos existentes na área-, diagenéticos - dados sobre as mudanças químicas e físicas ocorrentes após a deposição dos sedimentos-, e evolução tectônica, devem ser utilizados (PERRIN; RAINAUD, 2013). Com todos estes dados o geólogo pode construir um *Modelo de Bacia* para descrever bacias sedimentares que podem conter óleo ou gás. Estes modelos são geralmente em quatro dimensões, incluindo a evolução no tempo e permitindo que seja possível simular os variados estágios da formação de hidrocarbonetos.

Já na escala de reservatório, que varia de centenas de metros até alguns poucos quilômetros, o objetivo é estimar a produção potencial de um reservatório. Para isto, estuda-se sua geometria, o que permite quantificar o volume de rocha reservatório, e estuda-se a natureza litológica das rochas reservatório, assim como também os tipos de fluidos e suas características, como densidade, viscosidade, e quantificam-se propriedades como porosidade e permeabilidade, o que subsidia uma avaliação de qualidade do reservatório. São necessários diversos modelos 3D para representar todo este conhecimento. Inicialmente, temos o *modelo estrutural*, construído através de interpretações de dados sísmicos, e que serve como suporte geométrico para todos os outros modelos. Após isto, são construídos *modelos estratigráficos* para especificar as diversas litologias e para representar a distribuição de eletrofácies e as propriedades petrofísicas associadas aos volumes. Os modelos dividem os volumes descritos em malhas estratigráficas construídas de acordo com estratificações locais, com a superposição de diferentes tipos de rochas e fácies (PERRIN; RAINAUD, 2013).

As próximas etapas consistem em avaliar a quantidade de óleo e gás no reservatório com maior precisão. Com a geometria definida pelo modelo estrutural, o volume potencial de óleo e gás confinados no reservatório é calculado. Multiplicando o volume bruto por uma média de porosidade estimada com base em dados de logs de poço e análise de testemunhos uma estimativa financeira é definida. Esta estimativa tem uma precisão aproximada de 10%. Novas estimativas com melhor precisão são calculadas com base nos modelos estratigráficos e de reservatório (PERRIN; RAINAUD, 2013).

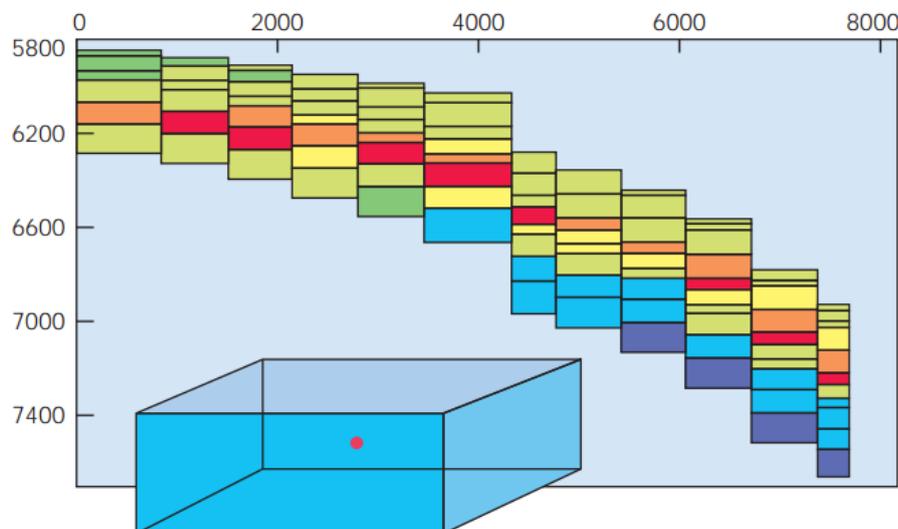
Existe uma grande ambiguidade quando se fala em *modelo de reservatório*, pois costuma-se colapsar diversos modelos como sendo um único modelo. Entre os principais, destacamos três modelos, o modelo de reservatório conceitual, o modelo de *grid* de reservatório e o modelo de simulação de fluxo.

O *modelo de reservatório conceitual* é um modelo geológico e abstrato, existente na mente do geólogo de reservatório, onde um modelo do reservatório que está na subsuperfície e das características do seu entorno é construído. Este modelo é abstrato, sem representação formal e pode incluir também uma dimensão temporal da Geologia do local.

Após o modelo de reservatório conceitual, o geólogo de reservatório constrói um *modelo de grid de reservatório*, que é um modelo matemático-geométrico, dividido espacialmente por células. Segundo (ADAMSON et al., 1996), geralmente as células deste *grid* são retilíneas, com um topo horizontal achatado em uma disposição de geometria chamada de bloco-centrada (figura 2.3). Para construí-lo, o geólogo leva em consideração o seu *modelo de reservatório conceitual*, bem como os outros modelos já criados ao longo da prospecção, como o modelo estrutural, o modelo estratigráfico, e então modela a geometria do reservatório, além de inserir algumas propriedades químicas e físicas das rochas que o compõe. Outro tipo de geometria utilizada é a geometria *corner-point*, onde os cantos das células não necessariamente precisam ser ortogonais, o que facilita a modelagem da estrutura dos volumes das rochas do reservatório. Entretanto, este tipo de abordagem torna a simulação de fluxo mais custosa computacionalmente.

O terceiro e último modelo é o chamado *modelo de simulação de fluxo*. Ele é construído geralmente por um Engenheiro de Reservatório, que se baseia no *modelo de grid* que lhe foi entregue pelo geólogo de reservatório. O objetivo deste modelo é servir de base para uma simulação do fluxo dos fluidos existentes no reservatório. É muito comum que este modelo possua um refinamento muito menor do que o *modelo de grid de reservatório* por razões computacionais. Como estes modelos costumam ter uma grande quantidade de células e muitas propriedades atreladas a cada uma delas, o custo computacional para realizar uma simulação completa torna-se impraticável.

Figura 2.3 – Visão 2D de um *grid* de reservatório e uma célula em destaque com uma disposição geométrica bloco-centrada.



Fonte: (ADAMSON et al., 1996)

Devido à complexidade dos *earth models*, que contém grande quantidade de conhecimentos de diferentes tipos e com diversos profissionais de áreas diferentes trabalhando, ontologias surgiram como solução para a formalização de conhecimento geológico. Existem dados que são adquiridos através de descrições e interpretações de geólogos, dados gerados por simulações computacionais, dados de medidas de ferramentas e diversas outras fontes. Um problema é que geralmente estes dados não são integráveis, e é assim que ontologias ganham espaço, pois suportam o desenvolvimento de sistemas que podem ser utilizados para capturar e organizar informações geológicas. Seu uso é essencial para possibilitar geólogos a reduzir a complexidade deste tipo de conhecimento, e fornecer base conceitual para permitir a integração de informação, mantendo a correlação entre os mesmos objetos geológicos em modelos diferentes.

2.2 Principais Dados Utilizados para Modelagem de Reservatórios

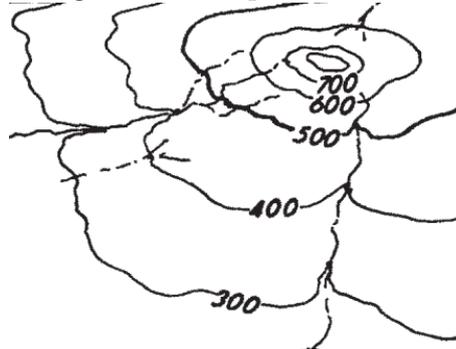
Os reservatórios são estudados e modelados a partir dos dados obtidos diretamente ou indiretamente das rochas que o compõe. Nesta seção, serão apresentados alguns dos principais tipos de dados que profissionais utilizam durante a modelagem de um reservatório de petróleo.

2.2.1 Mapas

Mapas de superfície e subsuperfície são representações de duas dimensões em planta da superfície da terra ou de superfícies de interesse no substrato. Dentre os principais, podemos destacar mapas topográficos, mapas geológicos, mapas de base e mapas de subsuperfície.

O *mapa topográfico* é utilizado para representar a elevação da superfície da Terra. Para representar a terceira dimensão em um mapa plano, de duas dimensões, linhas de contorno são utilizadas. Uma linha de contorno sempre possui uma elevação atrelada a si que é acima ou abaixo do nível do mar. Ao longo de todo contorno da linha a elevação é a mesma. A figura 2.4 apresenta um exemplo de mapa de contorno.

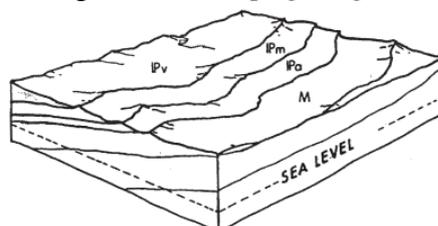
Figura 2.4 – Mapa de contorno.



Fonte: (HYNE, 2012).

Mapas geológicos mostram onde cada camada de rocha corta na superfície representada no mapa. A cada camada são designados diferentes padrões, cores e símbolos no mapa. A unidade básica de rochas sedimentares utilizada no mapeamento geológico é chamada de formação. Uma formação é uma camada de rocha mapeável com topo e base definidos, associada a uma mesma idade estratigráfica. Formações podem ser subdividas em unidades menores chamadas de membros. Um membro é uma camada distintiva, porém local, em uma formação.

Figura 2.5 – Mapa geológico.

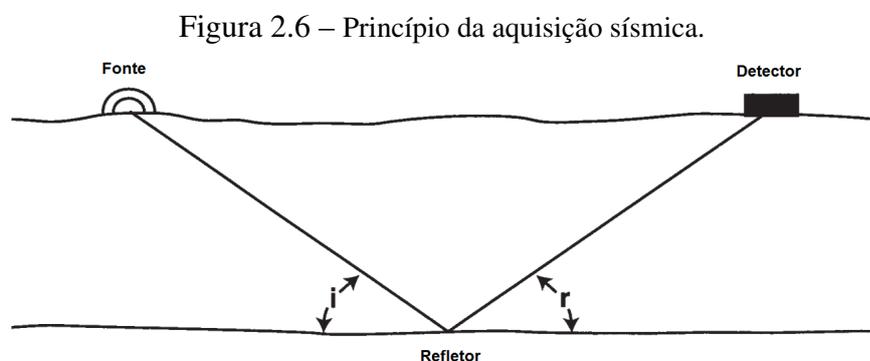


Fonte: (HYNE, 2012).

Mapas de base são mapas geográficos que mostram a localização de todos os poços que foram perfurados na área. *Mapas de subsuperfície* são aqueles que representam camadas abaixo da superfície terrestre. São três os principais mapas de subsuperfície: estrutural, isópaca e percentagem. *Mapas estruturais* utilizam linhas de contorno para mostrar a elevação do topo de uma camada de rocha sedimentar. *Mapas de isópacas* usam linhas de contorno para mostrar a espessura de uma camada de subsuperfície. *Mapas de percentagem* plotam a percentagem de um tipo específico de rocha em uma formação.

2.2.2 Sísmica

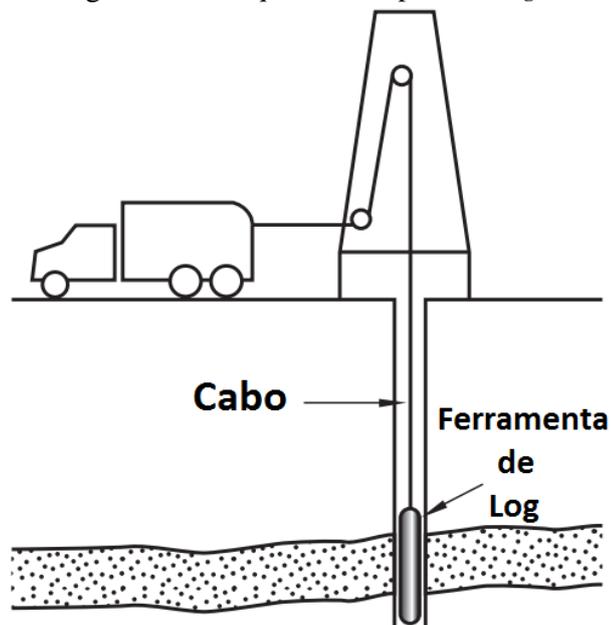
A *sísmica* é uma fonte de dados extremamente importante na exploração de óleo e gás. O método sísmico utiliza a emissão de energia sonora na subsuperfície da Terra, para que ondas sonoras sejam refletidas nas superfícies camadas de rochas e então capturadas. Para isto, são utilizados uma fonte emissora e um detector. A fonte emite um impulso de energia sonora na superfície do continente ou do oceano. A energia sonora é refletida pelas superfícies das camadas de rocha. Aproximadamente 2% à 4% das ondas sonoras são refletidas em cada camada, enquanto as ondas restantes continuam até camadas mais profundas. As ondas refletidas voltam para a superfície, onde um detector as grava (HYNE, 2012). A figura 2.6 contém um esquema de funcionamento básico do método sísmico.



2.2.3 Perfis de Poço

Segundo (HYNE, 2012), perfis de poço, também chamados de *logs* de poço, são aqueles construídos através do uso de uma ferramenta inserida dentro de um poço suspensa por um cabo. Foram inventados na França, em meados de 1920 e foram inicialmente aplicados a campos de óleo na Califórnia e Oklahoma em 1930. Para criar um *log* de poço, após a perfuração do mesmo, o buraco é inicialmente condicionado pela lama de perfuração em circulação, e o equipamento de perfuração é retirado do poço. Um caminhão com equipamentos para realizar os *logs* é levado até o campo de perfuração. Uma ferramenta de *log* ou sonda é percorrida dentro do poço em um cabo de *log*. É um cabo blindado, que possui cabos de aço que cercam cabos condutores. Este cabo é desenrolado a partir de um tambor instalado na traseira do caminhão. A figura 2.7 apresenta um esquema de captura de *logs*.

Figura 2.7 – Esquema de captura de *logs*.



Fonte: (HYNE, 2012).

A ferramenta de *log* ou sonda, é um cilindro preenchido com diversos pacotes de instrumentos, como densidade de formação, porosidade neutrônica, e raios gama podem ser combinados para formar esta ferramenta. À medida que a ferramenta desce ao longo do poço, ela pode captar estímulos elétricos, acústicos e propriedades radioativas das rochas e seus fluidos e também a geometria do poço. Os dados produzidos são transmitidos digitalmente através dos cabos condutores para instrumentos existentes no caminhão, onde um *Engenheiro de Logs* pode monitorar as respostas da ferramenta de *log*. Estes dados são armazenados em arquivos

que contém um cabeçalho e trilhas de gravação, onde a cada profundidade são registrados os valores da amostra captada. A figura 2.8 apresenta um exemplo de arquivo LAS - *Log ASCII Standard*, um padrão para o armazenamento de dados *log*.

Figura 2.8 – Exemplo de Arquivo LAS.

```

~VERSION INFORMATION
VERS.          2.0 :      CWLS LOG ASCII STANDARD -VERSION 2.0
WRAP.          NO :      ONE LINE PER DEPTH STEP
~WELL INFORMATION
#MNMN.UNIT      DATA              DESCRIPTION
#-----
STRT           .M          1670.0000      :START DEPTH
STOP           .M          1669.7500      :STOP DEPTH
STEP           .M          -0.1250       :STEP
NULL           .          -999.25        :NULL VALUE
COMP           .          ANY OIL COMPANY INC. :COMPANY
WELL           .          ANY ET AL 12-34-12-34   :WELL
FLD            .          WILDCAT          :FIELD
LOC            .          12-34-12-34W5M     :LOCATION
PROV           .          ALBERTA           :PROVINCE
SRVC           .          ANY LOGGING COMPANY INC. :SERVICE COMPANY
DATE           .          13-DEC-86          :LOG DATE
UWI            .          100123401234W500    :UNIQUE WELL ID
LIC            .          23412           :ERCB LICENCE NUMB
~CURVE INFORMATION
#MNMN.UNIT      API CODES          CURVE DESCRIPTION
#-----
DEPT           .M          : 1 DEPTH
DT             .US/M       60 520 32 00      : 2 SONIC TRANSIT TIME
RHOB           .K/M3       45 350 01 00      : 3 BULK DENSITY
NPHI           .V/V        42 890 00 00      : 4 NEUTRON POROSITY
SFLU           .OHMM       07 220 04 00      : 5 SHALLOW RESISTIVITY
SFLA           .OHMM       07 222 01 00      : 6 SHALLOW RESISTIVITY
ILM            .OHMM       07 120 44 00      : 7 MEDIUM RESISTIVITY
ILD            .OHMM       07 120 46 00      : 8 DEEP RESISTIVITY
~PARAMETER INFORMATION
#MNMN.UNIT      VALUE              DESCRIPTION
#-----
MUD            .          GEL CHEM          : MUD TYPE
BHT            .DEGC       35.5000          : BOTTOM HOLE TEMPERATURE
CSGL           .M          124.6           : BASE OF CASING
MATR           .          SAND              : NEUTRON MATRIX
MDEN           .          2710.0000         : LOGGING MATRIX DENSITY
RMF            .OHMM       0.2160          : MUD FILTRATE RESISTIVITY
DFD            .K/M3       1525.0000        : DRILL FLUID DENSITY
~OTHER
Note: The logging tools became stuck at 625 metres causing the
data between 625 metres and 615 metres to be invalid.
#
~A DEPTH      DT      RHOB      NPHI      SFLU      SFLA      ILM      ILD
1670.000  123.450  2550.000  0.450  123.450  123.450  110.200  05.600
1669.875  123.450  2550.000  0.450  123.450  123.450  110.200  05.600
1669.750  123.450  2550.000  0.450  123.450  123.450  110.200  105.600

```

Fonte: do autor.

Logs são importantes porque possuem um bom custo benefício em termos de qualidade e quantidade de dados capturados. Embora sua qualidade seja muito inferior à de dados diretos de rocha, a possibilidade de obter o rastreamento de poços inteiros o torna um dos tipos de dado mais utilizados na indústria petrolífera. Os *logs* mais utilizados são o de raio gama, o de nêutron e o de resistividade.

2.2.4 Amostras de Rocha

Amostras de Rocha são porções de rochas retiradas diretamente do poço de petróleo ou de afloramentos. Entre as principais amostras retiradas de poços podemos destacar testemunho, amostra de calha e amostra lateral, além de lâminas delgadas, que são preparadas a partir das três amostras anteriores. (PERRIN; RAINAUD, 2013). O *testemunho* é uma seção cilíndrica de rocha, retirado durante a perfuração do poço. Testemunhos são de difícil obtenção e possuem

custo elevado. Diversos metros podem ser amostrados, mas ainda assim correspondem a uma pequena fração do intervalo total do poço, e nunca de todos os poços existentes. *Amostras de calha* são pequenas porções de rochas cortadas pela ferramenta de perfuração e que são trazidas à superfície pelo fluxo da lama utilizada na perfuração. Para uma amostra de calha ser considerada representativa é necessário que sua posição no poço seja corretamente determinada. *Amostras laterais* são pequenas porções de rochas que são retiradas da lateral do poço. Uma *lâmina delgada* é uma fatia de rocha de cerca de três centímetros de comprimento e meio milímetro de espessura, montada sobre uma lamínula de vidro que permite a passagem da luz, preparada para ser observada em um microscópio ótico de luz polarizada.

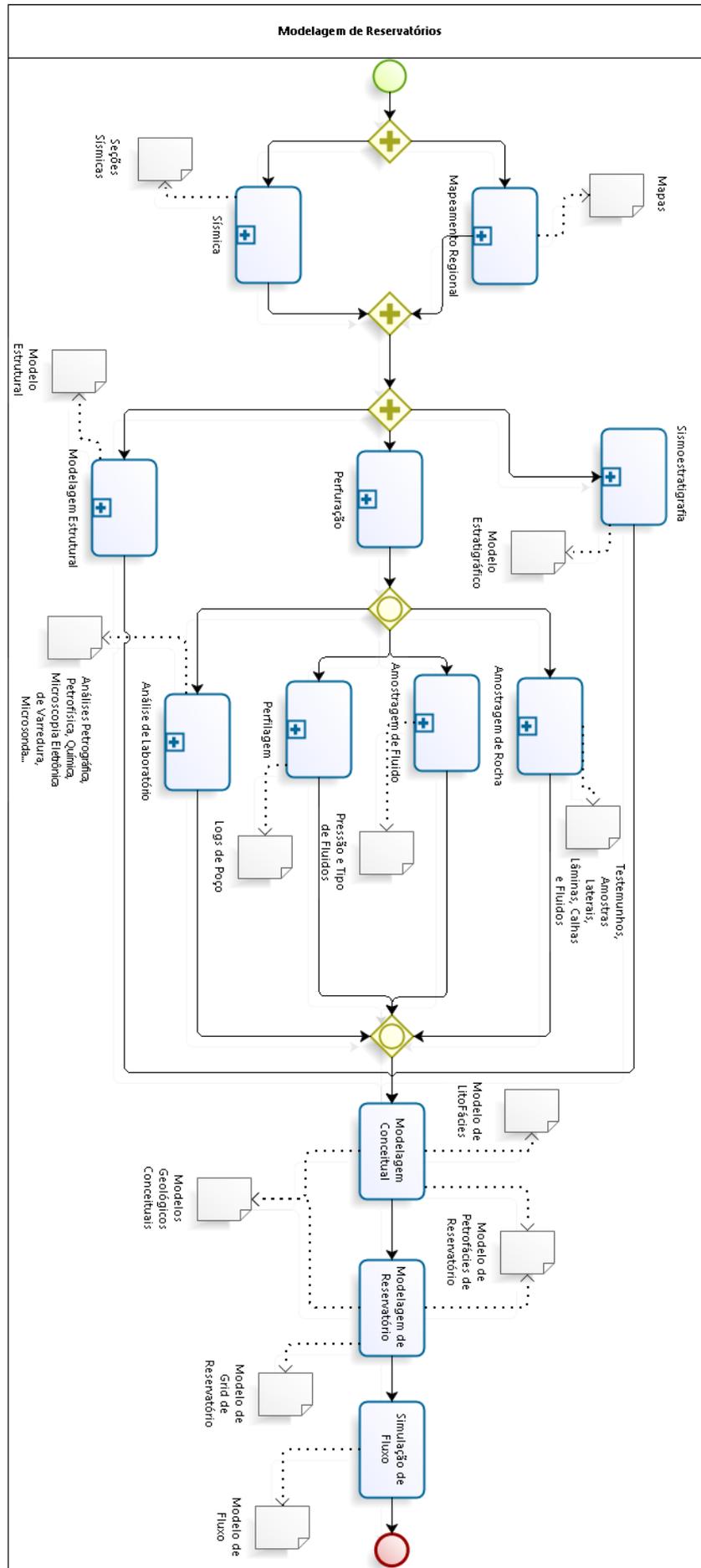
As amostras físicas de rocha permitem diferentes tipos de análises físicas e químicas que geram diversos relatórios e estudos. Entre os principais, pode-se destacar a composição química das rochas, a composição mineralógica do arcabouço (petrografia por microscópio de luz transmitida) ou dos cimentos (microscopia eletrônica), datação da rocha obtida por análise química do decaimento radioativo dos minerais, o estudo das inclusões fluidas em minerais, a descrição da litologia, estruturas deposicionais e contatos em testemunhos, testes químicos de presença de carbonatos e muitos outros. Além de amostras de rocha, também fluidos, como água e petróleo, são coletados do poço e permitem a realização de diversos testes. O petróleo sofre diversas análises químicas (composição dos elementos orgânicos e inclusões) e físicas (viscosidade). A água permite a compreensão da composição química da água original de formação das rochas reservatório e, portanto, a evolução química deste reservatório.

Esse enorme conjunto de dados orienta engenheiros e geólogos na definição das melhores estratégias de desenvolvimento e exploração dos poços de petróleo.

2.3 Aquisição de Conhecimento Geológico

As principais atividades existentes durante a modelagem de reservatório, bem como os principais dados gerados em cada etapa, foram sintetizadas em um workflow de BPM. Este conhecimento foi adquirido através de revisão na literatura da área e entrevistas com cinco diferentes profissionais atuantes em alguma das etapas da modelagem de reservatório. As entrevistas ocorreram de forma não estruturada, em forma de perguntas e respostas livres com gravação de áudio. Este foi o método escolhido devido a dificuldade em agendar entrevistas com antecedência com estes profissionais, por possuírem agendas com poucos horários disponíveis. Os profissionais entrevistados são de cinco áreas diferentes: Petrografia; Estratigrafia;

Figura 2.9 – Workflow da modelagem de reservatório.



Fonte: do autor.

Geofísica; Geoquímica; e Geologia de Reservatório. Algumas destas entrevistas estão parcialmente descritas como apêndice deste trabalho.

Para a representação deste *workflow*, utilizamos BPMN - *Business Process Model and Notation*. O workflow encontra-se na figura 2.9. Esta notação possui como elementos objetos de fluxo, objetos de conexão, raias e artefatos. Retângulos simples representam atividades, retângulos que possuem no seu interior um quadrado com um sinal de adição são subprocessos. Subprocessos podem conter todos os outros elementos de BPMN. Os processos são sempre iniciados e terminados por eventos: um círculo verde indica um evento de início de processo, enquanto um círculo vermelho indica um evento de término de processo. Eventos, atividades e subprocessos são interligados através de linhas com uma seta em seu final. A semântica pretendida é de que a atividade da qual a linha sai ocorre antes da atividade em que a linha com a seta está conectada. Existem ainda *gateways*, os quais possuem a forma gráfica de um diamante, e permitem que sejam modeladas bifurcações e uniões de acordo com alguma condição.

É importante salientar que o modelo aqui proposto não tem por objetivo detalhar todos os subprocessos existentes na modelagem de reservatório, mas sim mapear os principais tipos de dados gerados ao longo da modelagem. Por esta razão, cada área modelada como um subprocesso compreende diversas outras atividades, as quais não foram aqui modeladas. O *workflow* inicia com duas atividades em paralelo: *mapeamento regional* e *sísmica*. No mapeamento regional, temos como resultado diversos mapas, os quais serão interpretados por geólogos e servirão de entrada para outros modelos. A sísmica gera como resultado seções sísmicas, as quais serão interpretadas por geofísicos, que criarão modelos sísmicos, e servirão de suporte para a criação de diversos outros modelos durante o *workflow*.

No próximo passo, três frentes são abertas em paralelo: a *sismoestratigrafia*, a *perfuração* e a *modelagem estrutural*. Na *sismoestratigrafia*, o geólogo se aproveita dos mapas e da sísmica para gerar modelos estratigráficos, que suportarão a construção de modelos conceituais pelo geólogo de reservatório. Já na modelagem estrutural, o resultado é um modelo estrutural, cuja geometria servirá como base para a criação dos futuros *grids*. A perfuração diz respeito ao ato de perfurar os poços de petróleo. Após a perfuração, quatro frentes são abertas com um *gateway* inclusivo. Isto significa que as atividades serão realizadas em paralelo, mas não há necessidade de que todas sejam finalizadas para que a próxima atividade seja iniciada, baste que uma delas finalize. Os quatro subprocessos são: *amostragem de rocha*, *amostragem de fluido*, *perfilagem*, *análise de laboratório*.

Na amostragem de rocha, amostras reais da rocha são retiradas, como testemunhos, amostras de calhas, lâminas delgadas e amostras laterais. Geólogos realizarão descrições deste

material, que servirá de base para a construção de modelos conceituais mais ricos no próximo passo. Na amostragem de fluido, são analisados os fluidos existentes no poço e temos como resultado os tipos de fluidos existentes bem como a pressão deles no poço. A perfilagem tem como resultado *logs* de poço, ou registros de sinais analógicos medidos ao longo do poço, que serão largamente utilizados como forma de análise da rocha ao longo de todo reservatório. As análises de laboratório são análises petrofísicas, petrográficas, químicas, microscopia eletrônica de varredura, microsonda, entre outros. Resultam em dados como porosidade e permeabilidade da rocha e composição química e mineralógica.

A atividade de *modelagem conceitual* compreende a construção de modelos geológicos, onde são interpretados os dados e modelos gerados nas atividades anteriores. Entre estes modelos geológicos estão o modelo de litofácies, modelo de petrofácies e modelos geológicos conceituais. Todas estes modelos servem de entrada para a próxima atividade, a modelagem de reservatório. Esta atividade se beneficia dos modelos construídos anteriormente para a criação do modelo de *grid* de reservatório, que servirá de entrada para a última atividade. A *simulação de fluxo* é responsável por simular os fluidos no reservatório com base em todos dados já coletados.

O próximo capítulo contém a definição do conceito de ontologia, além de uma revisão da ontologia de fundamentação Unified Foundational Ontology.

3 ONTOLOGIAS

Neste capítulo, será introduzido o conceito de ontologia e a importância de seu papel na interoperabilidade de dados. Dedicaremos uma seção para a introdução da *Unified Foundational Ontology - UFO*, a ontologia de fundamentação utilizada para a modelagem do conhecimento exposto neste trabalho.

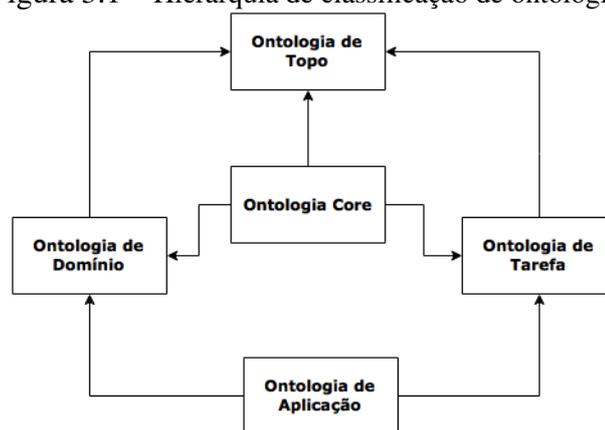
O termo *Ontologia* tem origem no campo da Filosofia, significando um sistema de categorias específico e que representa uma determinada visão do mundo. Sendo assim, uma ontologia não é dependente de uma linguagem. Ela pode ser representada em diferentes linguagens e continuará sendo a mesma ontologia. Entretanto, no campo da Inteligência Artificial, a palavra ontologia possui um significado distinto. Em (GUARINO, 1998), Guarino define uma ontologia como *um artefato de engenharia, constituído por um vocabulário específico e utilizado para descrever uma certa realidade, mais um conjunto de assertivas explícitas definindo o significado pretendido das palavras deste vocabulário*. Apesar das definições serem diferentes para cada área, elas são de fato relacionadas. Guarino mantém o termo ontologia para referenciar o artefato de engenharia, composto de conceitos e relacionamentos, enquanto renomeia a visão filosófica como *conceitualização*.

Uma outra definição muito citada na literatura de Inteligência Artificial foi criada em (STUDER; BENJAMINS; FENSEL, 1998). Studer combinou as definições existentes em (GRUBER, 1993) e (BORST, 1997), definindo uma ontologia como *uma especificação explícita e formal de uma conceitualização compartilhada*. O conhecimento descrito em uma ontologia deve ser explícito e formal, pois é desejável que todo conhecimento existente no domínio possa ser computável. Além disso, este conhecimento deve refletir uma visão de mundo consensual de uma comunidade, e não apenas um conhecimento individual.

Em (GUARINO, 1998), Guarino classifica ontologias em quatro categorias: ontologias de topo; ontologias de domínio, ontologias de tarefas; e ontologias de aplicação. *Ontologias de topo*, também conhecidas como de fundamentação, descrevem conceitos gerais, como espaço, tempo, eventos, entre outros conceitos que são independentes de domínio. *Ontologias de domínio* e *ontologias de tarefas* descrevem um vocabulário relacionado ao domínio ou à tarefa através de uma especialização de uma ontologia de topo. *Ontologias de aplicação* descrevem conceitos que são uma união de uma tarefa e um domínio em específico, ambos descritos em ontologias de domínio e de tarefa, respectivamente. (PRESTES et al., 2013) inclui *ontologias core* como uma quinta categoria de ontologias. *Ontologias core* reusam conceitos especificados por ontologias de topo e especificam novos conceitos que podem ser usados em domínios e ta-

refas específicas. A figura 3.1 apresenta uma hierarquia desta classificação. (GÓMES-PÉREZ; FERNÁNDEZ-LÓPEZ; CORCHO, 2004) classifica ainda ontologias como *ontologias leves*, sendo simples taxonomias, e *ontologias pesadas*, sendo o resultado de uma análise profunda do domínio, fornecendo restrições na semântica do domínio.

Figura 3.1 – Hierarquia de classificação de ontologias.



Fonte: do autor.

Ontologias são importantes porque esclarecem a estrutura do conhecimento, explicitando um algo que por hora foi implícito (WACHE et al., 2001). Sendo assim, a ontologia de um certo domínio forma o coração de um sistema de representação de conhecimento para tal domínio (CHANDRASEKARAN; JOSEPHSON; BENJAMINS, 1999). Devido à sua característica de representar o conhecimento consensual de uma comunidade, Gruber (GRUBER, 1993) defende também o uso de ontologias para o compartilhamento do conhecimento.

Um exemplo de área que pode beneficiar-se do uso de ontologias para a integração de seus dados é a Geologia do Petróleo. Geologia do Petróleo é a aplicação da Geologia, o estudo da Terra, na exploração e produção de óleo e gás (SELLEY, 1998). Os esforços para o desenvolvimento de ontologias nesta área advém da necessidade de formalizar o conhecimento geológico. Usualmente, modelos geológicos possuem muita informação, originada de diversas fontes e com muitas pessoas trabalhando ao seu redor. Existem dados provenientes de interpretações e descrições de geólogos, dados gerados por simulações computacionais, dados de medidas adquiridas por ferramentas automáticas e diversas outras fontes.

Infelizmente, é muito comum que todos estes dados não sejam integrados, e é neste ponto que a ontologia têm o seu papel destacado, pois ajudam a desenvolver sistemas que podem ser usados para capturar e organizar informações geológicas. Segundo (PERRIN; RAINAUD, 2013), seu uso é essencial para permitir que geólogos e outros profissionais da área reduzam a complexidade deste tipo de conhecimento, e que forneça a base conceitual para suportar a

integração de informação, mantendo correlação entre objetos geológicos em um modelo com os mesmos objetos em outro modelo.

Na próxima seção, serão apresentaremos os principais conceitos relacionados à *Unified Foundational Ontology - UFO*.

3.1 Unified Foundational Ontology

Unified Foundational Ontology, a *UFO*, é uma ontologia de fundamentação construída com base em diversas teorias de áreas como Ontologia Formal, Lógica Filosófica, Filosofia da Linguagem e Psicologia Linguísticas e Cognitiva. A *UFO* foi concebida como uma unificação da ontologia de referência GFO (*Generalized Formalized Ontology*) e da ontologia de topo *DOLCE/OntoClean* (GUIZZARDI; WAGNER, 2010).

Inicialmente é necessário que seja feita a distinção entre *particular* e *universal*. *Particulares* são entidades existentes na realidade e que possuem identidade. *Identidade* é o critério que utilizamos para diferenciar dois particulares e decidirmos se é a mesma entidade ou não. *Univerais* são padrões de características que podem ocorrer em inúmeros particulares. O núcleo da *UFO* é fundamentado no *quadrado ontológico de Aristóteles*, também chamado de *ontologia de quatro categorias*, sendo elas *object / object universal* e *moment / moment universal* (GUIZZARDI; WAGNER, 2010).

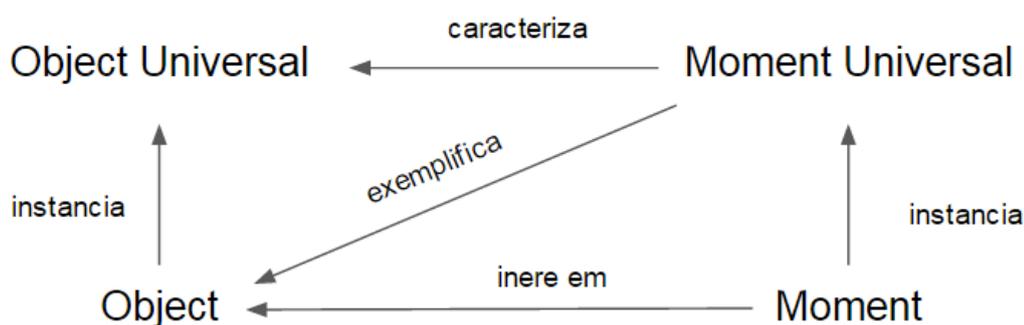
Segundo Guizzardi (GUIZZARDI, 2005), *moments* são existencialmente dependentes em outros particulares. Um particular x é *existencialmente dependente* em outro particular y se e somente se, necessariamente exista y para que x possa existir. Além disto, a relação de dependência existencial é modalmente constante, ou seja, se x depende de y , esta relação se mantém para todos os possíveis mundos em que x exista.

Objects são particulares que possuem qualidades espaço-temporal e que são baseados em matéria. Exemplos são pessoa, uma porção de rocha, o continente africano. *Objects* são existencialmente independentes, ou seja, um objeto x é independente de todos os outros objetos que não compartilham partes em comum com x . Entretanto, o fato de objetos serem independentes não exclui a dependência entre um objeto e suas partes essenciais e inseparáveis e a dependência entre um objeto e seus *moments* essenciais (GUIZZARDI; WAGNER, 2010).

Object universals e *moment universals* classificam *objects* e *moments*, respectivamente. Exemplos de *object universals* são pessoa, rocha, oceano, água enquanto exemplos de *moment universals* são cor, dor de cabeça, carga elétrica. A distinção entre ambos está presente na diferenciação entre o que é *dito sobre um sujeito*, denotando classificação, e o que é *exemplificado*

em um sujeito, denotando inerência. Quando coloquialmente se diz que "João é um homem", o *object* João está sendo *classificado* como o *object universal* pessoa. Já quando se diz que "João é gordo", significa que João *exemplifica* o *moment universal* peso. Existe ainda a relação de *caracterização* entre um *moment universal* e os particulares que o exemplificam. A figura 3.2 resume as relações existentes entre as quatro categorias do quadrado de Aristóteles.

Figura 3.2 – O Quadrado de Aristóteles.



Fonte: (GUIZZARDI; WAGNER, 2010)

Object Universals podem ser distinguidos ainda em *sortal universals* e *mixin universals*. Todos os universais carregam o princípio de aplicação, enquanto apenas os *sortais* possuem princípio de identidade. O *princípio de aplicação* é o que nos permite decidir se um particular é uma instância de um universal em específico. Dentro da categoria dos *sortais* a *UFO* ainda distingue seus construtos baseando-se na noção de rigidez.

Um universal U é dito *rígido* se para todas instâncias x de U , x é necessariamente uma instância de U , isto é, se x instancia U em algum mundo w , então x deve fazê-lo em todo mundo possível w' . Um universal U é dito *anti-rígido* se para cada instância x de U em um mundo w , é possível que x não seja uma instância de U em um mundo possível w' (GUIZZARDI, 2005).

Sortal universals rígidos são chamados de *substance sortals*, e podem ser divididos em *kind*, *quantity* e *collective*. *Kinds* são indivíduos que constituem complexos funcionais, como pessoa, cão, fruta, etc. *Collectives* são coleções de complexos funcionais, como uma matilha, uma nuvem de insetos ou um baralho. *Quantity* é uma porção de matéria maximalmente auto-contida que possui princípio de identidade e é contável, como água, vinho, etc. *SubKinds* são *sortal universals* que herdam a identidade de *substance sortals*, como por exemplo mulher e homem, que herdam sua identidade do *kind* pessoa.

Sortal universals que são anti-rígidos são chamados de *phased sortals*. Podem ser diferenciados em *phase* e *role*. Ambos carregam o princípio de identidade provido por um único *kind*, mas diferenciam-se com relação à sua *condição de especialização*. *Phases* constituem

possíveis estágios da história de um particular e possuem uma especialização que depende unicamente de suas propriedades intrínsecas, enquanto *roles* dependem de propriedades relacionais extrínsecas, ou seja, são *relacionalmente dependentes* (GUIZZARDI; WAGNER, 2010). Tomemos como exemplo o conceito pessoa. Pessoa é um conceito rígido, e provê um critério de identidade, portanto é classificada como *kind*. Agora consideremos o conceito de estudante. Claramente para que alguém seja uma instância de estudante se faz necessário que também seja uma instância de pessoa. Sendo assim, dizemos que estudante carrega o princípio de identidade do *kind* pessoa e que é anti-rígido, pois uma pessoa pode deixar de ser um estudante e continuar a existir. Como estudante depende relacionalmente de propriedades externas à pessoa - como uma instituição de ensino -, dizemos que estudante é um *role*. Agora consideremos uma criança, que certamente também é uma instância de pessoa. Algum dia esta criança deixará de ser uma instância de criança e passará a instanciar um adolescente, sem deixar de ser uma pessoa. Como a condição de especialização é intrínseca à pessoa, dizemos que o conceito de criança ou de adolescente são *phases*.

Mixin universals correspondem à generalizações de *sortal universals* distintos e são separados em *category*, *role mixin* e *mixin*. Sua separação se dá quanto a rigidez. *Categories* abstraem uma propriedade essencial (rígida) comum a *sortal universals* distintos e disjuntos, sendo ela mesma rígida. Um exemplo é entidade racional, que abstrai uma propriedade essencial de uma pessoa e um agente artificial. *Role mixins* abstraem propriedades acidentais à *universals* distintos. Por exemplo, cliente generaliza cliente pessoal (*role* de pessoa) e cliente corporativo (*role* de organização). *Mixins* abstraem propriedades que são acidentais para algumas instâncias, mas essenciais para outras. Por exemplo, objeto sentável abstrai uma propriedade que é essencial para cadeira, mas acidental para mesa.

Em (GUIZZARDI; WAGNER, 2010), o autor apresenta ainda algumas regras: um universal rígido não pode possuir como super-classe um universal anti-rígido; todo *object* deve instanciar exatamente um *substance sortal*; um *mixin* não pode ser subsumido por um *sortal*; e um *mixin* não pode ter instâncias diretas.

Moments podem ser *intrinsic moments* ou *relators*. *Intrinsic moments* são aqueles que são dependentes apenas de um *universal* como cor, altura, enquanto *relators* são dependentes de dois ou mais *universals*, como emprego, que depende de empregador e empregado. *Intrinsic moments* são categorizados em *qualities* e *modes*. *Qualities* são a objetificação das propriedades de objetos que podem ser diretamente avaliadas em um determinado espaço de valores. Exemplos são a massa de um objeto, a altura, a cor. *Modes* são *moments* que não podem ser diretamente avaliados em termos de um único espaço de valores, como credos, intenções,

objetivos.

Quality universals são sempre associados com espaços de valores, ou *quality structure*, que podem ser entendidas como o conjunto de todas possíveis regiões que delimitam o espaço de valores que pode ser associado a um *quality* em particular. A relação entre um *quality* e sua *quality structure* é a relação de caracterização. Por exemplo, o *quality universal* altura pode ser caracterizado por uma *quality structure* isomórfica ao domínio dos números reais positivos. A percepção de um *quality* é chamada de *quale*. Por exemplo, suponha que existe um cachorro e que a cor dele é branca. O branco é um *quale*, do *quality universal* cor, que caracteriza o *universal* cachorro, com um *quality structure* do espaço RGB.

Quality universals são ainda divididos em *nominal qualities* e *measurable qualities*. *Nominal qualities* são baseados em convenções sociais e possuem um *quality structure* abstrato, como CPF, endereço, etc. Já *measurable qualities* são aqueles que podem ser objetivamente medidos por agentes cognitivos ou ferramentas, e podem ainda ser classificados em *perceivable qualities* e *non-perceivable qualities*. Os primeiros são aqueles que podem ser medidos diretamente por um agente cognitivo, enquanto os últimos requerem algum tipo de ferramenta para sua medição.

O relacionamento entre entidades na UFO se dá em forma de relações. Relações são separadas em duas grandes categorias: *Relações Formais* e *Relações Materiais*. *Relações Formais* ocorrem entre duas ou mais entidades diretamente, sem e intervenção de nenhum indivíduo. *Relações Materiais* possuem suas próprias estruturas materiais, como por exemplo um emprego, um beijo. As relações materiais são mediadas por *relators*.

Neste capítulo, foi apresentado o conceito de *ontologia* e detalhada a ontologia de fundamentação (UFO) utilizada para a análise ontológica realizada neste trabalho. A seguir, serão apresentados trabalhos já existentes utilizados pelo *framework* aqui proposto.

4 TRABALHOS RELACIONADOS

O *framework* proposto por este trabalho considera o reuso e a extensão de trabalhos já existentes. Para o leitor compreender o funcionamento de nosso *framework*, é necessário primeiro que sejam apresentados estes trabalhos. Por esta razão, detalharemos o funcionamento original de um algoritmo e um *framework* já existentes no contexto da computação aplicada à Geologia.

Na seção 4.1, será detalhado um algoritmo para detecção de planos de acamamento através da utilização da técnica de médias móveis, proposto em (GRACIOLLI, 2014). Na seção 4.2, será apresentado um *framework* para a correlação litológica, baseado em algoritmos de sequenciamento e técnicas de aprendizado de máquina, proposto em (GARCIA; CARBONERA; ABEL, 2014).

4.1 Detecção de planos de acamamento: Uma abordagem com médias móveis

Em (GRACIOLLI, 2014), os autores propõem um novo método para derivar a posição de contatos de perfis geofísicos que pode ser utilizado para realizar o ajuste de profundidade de testemunhos. Este método é baseado em médias móveis, e trabalha detectando planos de heterogeneidades litológicas em múltiplos perfis. O método das médias móveis analisa os dados criando uma série de médias aritméticas de diferentes subconjuntos do conjunto total de dados. Após a detecção dos planos, esta informação é unificada através de uma avaliação total dos limites entre todos os perfis, que pode então ser comparada às camadas de rochas descritas no testemunho. A seguir, detalharemos o funcionamento do método.

Segundo Graciolli, a forma mais intuitiva para detectar os planos de heterogeneidades é segmentar o *log* em regiões que possuam amostras (valores das medições das ferramentas em cada profundidade) com valores semelhantes. Inicialmente, é preciso lidar com o problema de ruído de sinal dos *logs*. Para isto, os autores aplicam uma *média móvel centrada* aos dados de *log*. O valor da média central do ponto d_p com uma janela de tamanho n é definido como o valor médio (média aritmética) dos valores dos n pontos mais próximos ao ponto d_p (este incluso).

O próximo passo é aplicar uma média móvel com uma janela muito maior do que a anterior ao *log* original, com o objetivo de derivar a curva que apresenta a tendência geral do *log*. Comparado os dois *logs* filtrados, é possível verificar em que pontos existem mudanças súbitas nos valores de *log* apenas verificando em que posições das curvas destes *logs* existe uma intersecção, ou seja, onde o *log* cresce ou decresce mais do que sua tendência geral.

Este processo resulta em um conjunto de pontos de quebras para um único *log*. Uma vez que o processo tenha sido realizado para todos *logs* disponíveis, é possível integrar os resultados em um conjunto único. Dois problemas que surgem durante este passo é o de *logs* possuírem graus de representatividade variados para avaliação de litologias e a possibilidade do mesmo contato de camada não ser detectado exatamente na mesma profundidade ao longo de múltiplos *logs*.

O primeiro problema é resolvido designando um peso W para cada *log*, o qual é verificado contra um limiar T definido pelo usuário quando da declaração de pontos de quebra. Se a soma dos pesos de todos os *logs* que detectam uma quebra em uma profundidade d é igual ou maior do que o limiar T , então existe uma quebra na profundidade d . O segundo problema é resolvido com a definição de uma janela WT nas proximidades das quebras detectadas por cada *log*, e então verificando quais *logs* possuem uma janela sobrepondo d , ao invés de apenas considerar os *logs* que possuem uma quebra exatamente na profundidade d .

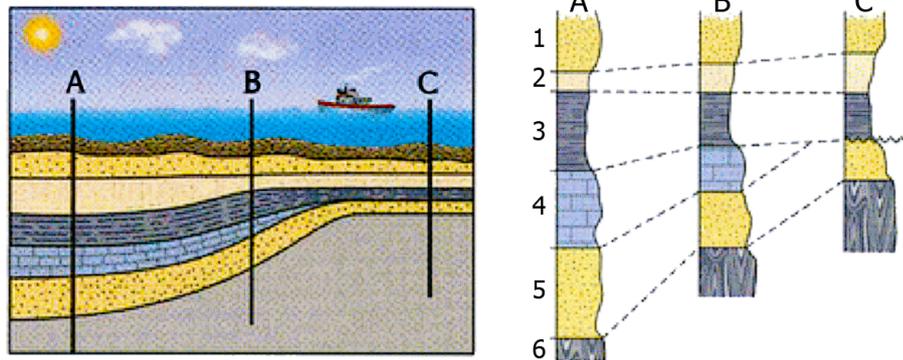
Uma vez que os resultados individuais são comparados, e profundidades que encontram-se dentro dos limiares são declaradas como contatos de camadas, temos então um conjunto unificado e automatizado de heterogeneidades na formação rochosa. Estes intervalos entre camadas podem então ter suas litologias definidas através de comparação com valores de *logs* que possuam litologias prototípicas previamente definidas.

4.2 Sistema para Correlação Litológica Baseado em Ontologias

Em (GARCIA; CARBONERA; ABEL, 2014), os autores propõem uma abordagem computacional para a tarefa de correlação litológica de poços, no domínio da Geologia do Petróleo. Neste contexto, uma ontologia de domínio é utilizada para impor uma estrutura rica e homogênea às descrições visuais dos objetos de domínio que são o foco desta tarefa. Além da ontologia de domínio, a abordagem utilizada combinou também técnicas de *clustering* e algoritmos de alinhamento de sequências, que são tipicamente utilizados no domínio da Bioinformática para realizar o pareamento de DNA (SMITH; WATERMAN, 1981).

Em linhas gerais, a tarefa da correlação litológica é reconhecer uma mesma camada estratigráfica, em duas ou mais colunas estratigráficas (figura 4.1). Uma camada estratigráfica é aquela que teve seus sedimentos depositados por um mesmo processo geológico. As camadas estratigráficas são representadas por descrições de fácies sedimentares neste trabalho. Uma fácies sedimentar é uma porção de rocha distinguível de outras porções adjacentes. O problema

Figura 4.1 – Exemplo de três colunas estratigráficas correlacionadas.



Fonte: do autor.

da correlação é importante porque auxilia o engenheiro de reservatório de petróleo a definir sua geometria e seu volume, subsidiando a avaliação da economicidade do reservatório.

A abordagem é representada esquematicamente na Figura 4.2 e compreende às seguintes etapas:

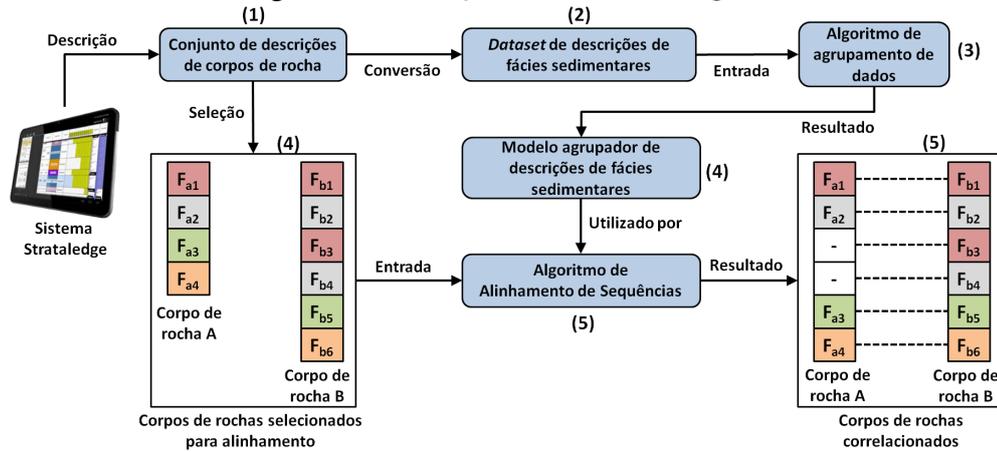
1. Geólogos descrevem um conjunto testemunhos de rocha, adquiridos durante a perfuração de poços, utilizando o sistema Strataledge^{®1}.
2. Os dados são convertidos para um *dataset* de entrada para um algoritmo de agrupamento.
3. O agrupador é treinado e então um modelo de agrupamento é criado, o qual será utilizado para comparar as instâncias de fácies sedimentares.
4. Os poços a serem correlacionados são escolhidos e, junto com o modelo agrupador, são utilizados como entrada para o algoritmo.
5. O resultado é um alinhamento equivalente a uma proposta de correlação litológica para estes poços.

O algoritmo utilizado para realizar o alinhamento é o de Smith-Waterman (SMITH; WATERMAN, 1981), e seu funcionamento é como segue.

Dadas duas sequências $A = \{a_1, a_2 \dots a_n\}$ e $B = \{b_1, b_2 \dots b_m\}$, com n e m sendo o número de elementos das sequências A e B , pesos W_k para *gaps* de tamanho k , e alguma função de similaridade $s(a, b)$ entre os elementos a e b . Esta função tem como retorno valores pré-definidos para *matches* e *mismatches*. Para encontrar subsequências com alto valor de similaridade uma matriz H é construída:

¹Strataledge é um sistema para descrição de amostras de rocha construído baseado em uma ontologia de domínio

Figura 4.2 – Workflow de nossa abordagem.



Fonte: do autor.

$$H_{k0} = H_{0l} = 0 \text{ para } 0 \leq k \leq n \text{ e } 0 \leq l \leq m$$

O restante da matriz é preenchida obedecendo as seguintes regras:

$$H_{ij} = \max \begin{cases} H_{i-1,j-1} + s(a_i, b_j) \\ \{H_{i-k,j} - W_k\} \text{ onde } k \geq 1 \\ \{H_{i,j-l} - W_l\} \text{ onde } l \geq 1 \\ 0 \end{cases} \quad (4.1)$$

para $1 \leq i \leq n$ e $1 \leq j \leq m$.

Cada posição H_{ij} da matriz corresponde ao alinhamento com pontuação máxima das sequências terminadas em a_i e b_j . A primeira regra se aplica quando a_i e b_j são *matches*, a segunda regra quando a_i está no final de um *gap* de tamanho k , a terceira quando b_j está no final de um *gap* de tamanho l e o valor zero é incluído apenas para garantir que não sejam incluídos valores negativos na matriz. A posição da matriz H_{ij} com maior valor representa os elementos finais do alinhamento de maior valor entre as sequências. A partir desta posição uma operação de *traceback* é realizada. Nesta operação, a posição anterior da matriz que resultou no maior valor para a posição atual é a posição a ser percorrida. Este procedimento é realizado recursivamente até que se alcance uma posição de valor zero obtemos o alinhamento.

5 ONTOLOGIA PARA REPRESENTAÇÃO DE PETROFÁCIES DE RESERVATÓRIO

Neste capítulo, apresentamos uma ontologia do domínio da Petrografia para a descrição de petrofácies de reservatório. Na Petrografia, o objetivo é a descrição das rochas e a análise das suas características estruturais, mineralógicas e químicas. Esta ontologia é um aperfeiçoamento da ontologia previamente descrita em (ABEL, 2001). O seu objetivo é formalizar o conhecimento necessário para suportar a descrição e interpretação de lâminas delgadas, a definição de petrofácies de reservatório e o rastreamento dos conceitos envolvidos no domínio ao longo da modelagem de reservatório.

O refinamento do conhecimento aqui representado é fruto de uma extensa pesquisa na literatura do domínio, além de entrevistas com profissionais atuantes em alguma etapa da modelagem de reservatório (descritas em 2.3). Abel (ABEL, 2001) define que no domínio da Petrografia Sedimentar, um novato é um estudante geólogo que recebeu, ao menos, 100 horas de treinamento em descrições de amostras de rochas sedimentares. Um profissional considerado intermediário é aquele que utiliza a Petrografia Sedimentar como uma ferramenta adicional e ocasional de coleta de informações para a solução de problemas, ou seja, ele tem familiaridade com o domínio, embora não seja sua atividade fim. Já um especialista deve ser aceito como tal por seus pares, deve possuir a capacidade de armazenar grande quantidade de conhecimento de forma organizada, milhares de horas de treinamento solucionado problemas do seu domínio e uma grande capacidade analítica para resolver novos problemas. Considerando o trabalho de Abel, classificamos os profissionais entrevistados da seguinte forma no contexto do domínio da Petrografia Sedimentar: um especialista; três intermediários; e um novato.

Os conceitos da ontologia foram classificados de acordo com os meta-tipos fornecidos pela UFO, *Unified Foundational Ontology* (GUIZZARDI, 2005). Por esta razão, utilizamos a linguagem OntoUML para representação dos conceitos e suas relações. *OntoUML* é uma extensão da linguagem *UML* e incorpora alguns dos axiomas da UFO como restrições sintáticas em seu metamodelo. A vantagem de tal abordagem consiste na possibilidade de utilizar ferramentas de modelagem para fazer a verificação e validação do modelo (ALBUQUERQUE; GUIZZARDI, 2013).

A OntoUML é composta por retângulos nomeados, representando conceitos, e linhas, representando relações. Acima do nome do conceito, encontra-se o estereótipo do meta-tipo correspondente na UFO para este conceito. Linhas podem representar relações diversas. Linhas simples entre dois *sortal universals* representam uma relação formal definida, enquanto linhas simples entre *sortal universals* e *moments* podem significar duas coisas: relação de caracteri-

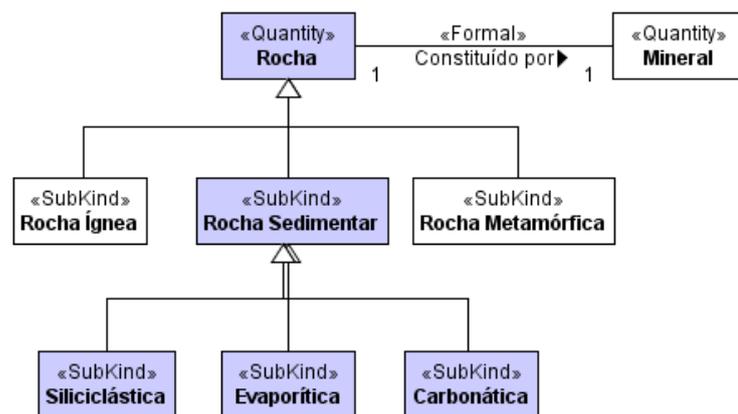
zação, onde um *quality universal* caracteriza um *sortal universal*, ou relação de mediação, de um *relator* entre dois ou mais *sortal universals*. A relação de caracterização ocorre sempre que um *quality universal* qualifica algum *universal*, enquanto a relação de mediação é a relação existente na UFO entre qualquer *relator* e todas outras entidades que se relacionam com ele. Linhas que terminam em um triângulo não preenchido significam uma relação de subsunção. Na relação de subsunção, uma entidade mais específica subsume outra entidade mais genérica quando a especializa. Por exemplo, o conceitos Homem e Mulher subsumem o conceito Pessoa. Um triângulo preenchido em preto no meio de uma linha indica a direção da relação.

A seguir, detalharemos o significado de cada conceito e suas relações.

5.1 Apresentação da Ontologia de Domínio

De acordo com (ABEL; PERRIN; CARBONERA, 2015), para se criar um modelo de conhecimento que facilite a integração com modelos legados ou que venham a ser construídos, o modelador deve iniciar seu modelo pelas entidades que não variam sua identidade na sua existência espacial e temporal, isto é, as entidades *rígidas*. As principais entidades rígidias de nossa ontologia são os conceitos de Rocha e Mineral (Figura 5.1).

Figura 5.1 – Rocha, Mineral e suas relações.



Fonte: do autor.

Mineral: Sólido homogêneo, com composição química definida, mas que pode variar dentro de intervalos restritos, formado por processos naturais inorgânicos, cujos átomos se encontram organizados em um arranjo periódico tridimensional (TEIXEIRA et al., 2003).

Rocha: Um agregado de minerais (PRESS et al., 2004). Pode ser dividida em três classes: Rocha Ígnea; Rocha Metamórfica; e Rocha Sedimentar.

Rocha Ígnea: Formada pelo resfriamento de magma derretido (HYNE, 2012).

Rocha Metamórfica: Qualquer tipo de rocha de que tenha sido alterada por altas temperaturas e pressões (HYNE, 2012).

Rocha Sedimentar: São aquelas compostas por sedimentos de três tipos: clásticos, orgânicos e cristalinos (HYNE, 2012).

Rocha Evaporítica: Depósitos de rocha sedimentar que são compostos por minerais que originariamente precipitaram de soluções salinas concentradas através da evaporação solar (BOGGS, 2006).

Rocha Carbonática: Rocha sedimentar formada pela acumulação de minerais carbonáticos precipitados organicamente ou não-organicamente (PRESS et al., 2004).

Rocha Siliciclástica: Rocha sedimentar compostas principalmente por partículas de silicato derivadas do intemperismo de rochas mais antigas (BOGGS, 2006).

Rocha e Mineral são classificados pelo meta-tipo da UFO *Quantity*, ou seja, são quantidades de matéria que possuem existência concreta, mas não possuem unicidade. Sua existência pode ser observada em outras entidades que são complexos funcionais (*kinds*), como Porção de Rocha e Cristal (Figura 5.2).

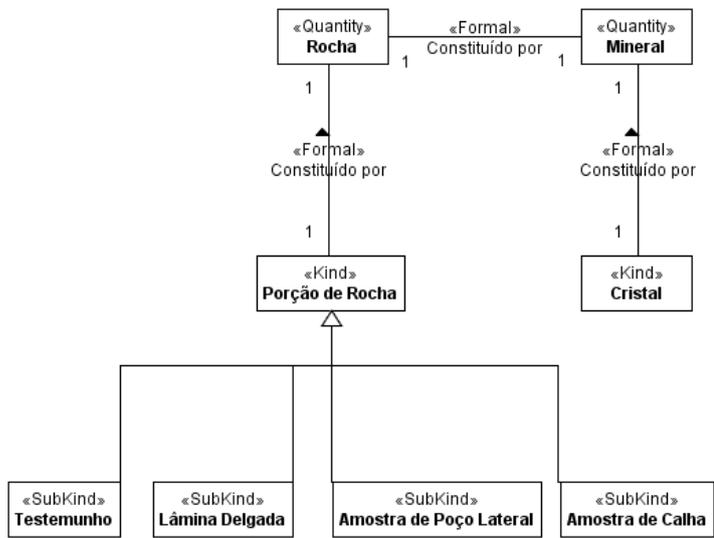
Cristal: Sólido cujo as moléculas estão organizadas em um padrão tridimensional bem definido, que se repete no espaço, formando uma estrutura com uma geometria específica.

Porção de Rocha: Porção de matéria homogeneamente constituída por *rocha*. Pode ser um *testemunho*, uma *lâmina delgada*, uma *amostra de calha* ou uma *amostra lateral*.

Testemunho: Seção cilíndrica de *rocha*, retirada durante a perfuração de um poço (PERRIN; RAINAUD, 2013).

Lâmina Delgada: Uma fatia de *rocha* de cerca de três centímetros de comprimento e trinta micrômetros de espessura, montada sobre uma lamínula de vidro que permite a passagem da luz, preparada para ser observada em um microscópio ótico de luz polarizada.

Figura 5.2 – Ocorrência de rocha em Porção de Rocha e de Mineral em Cristal.



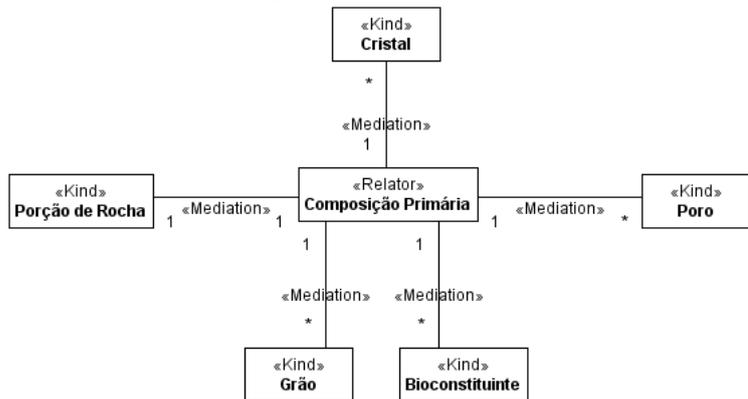
Fonte: do autor.

Amostra de Calha: Pequenas porções de *rochas* cortadas por uma ferramenta de perfuração e que são trazidas à superfície pelo fluxo da lama utilizada na perfuração (PERRIN; RAINAUD, 2013).

Amostra Lateral: Pequenas porções de *rochas* que são retiradas da lateral de um poço (PERRIN; RAINAUD, 2013).

Uma Porção de Rocha é formada por um agregado de constituintes, que podem ser constituintes primários, quando são cristalizados ou agregados à rocha no momento de sua formação, ou constituintes secundários, quando formados depois da geração da rocha, por intemperismo ou diagêneses. Os constituintes primários das rochas sedimentares são *cristal*, *grão*, *bioconstituente* e *poro*. A figura 5.3 apresenta a relação entre eles.

Figura 5.3 – Constituintes primários de uma porção de rocha sedimentar.



Fonte: do autor.

Composição Primária: Constituintes existentes durante a deposição da *rocha*.

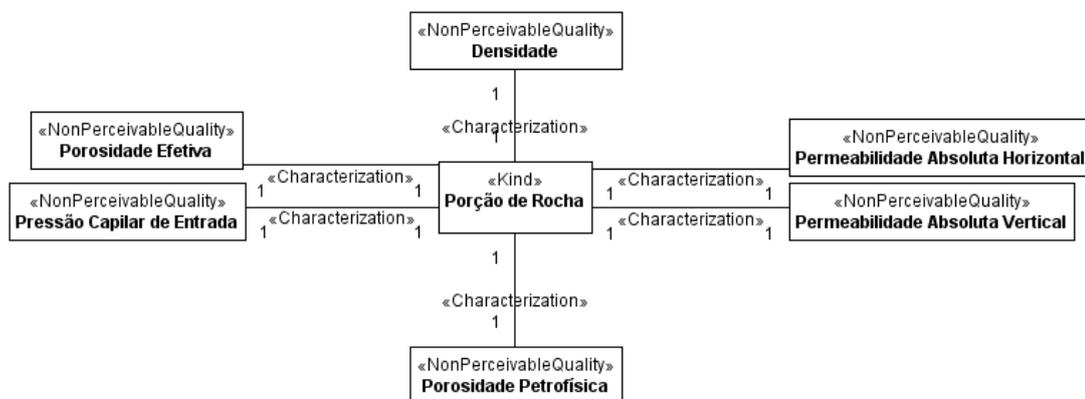
Grão: *Cristal* de um *mineral* ou massa sólida de partículas cristalinas transportado por vento ou água.

Bioconstituente: Constituinte da *rocha* oriundo de seres orgânicos, como pequenos animais ou plantas.

Poros: Espaços vazios com forma e distribuição específica no interior da *rocha*.

Entidades ontológicas rígidas podem possuir qualificadores que o descrevem, chamados de *universal qualities* na UFO. *Porção de rocha* possui apenas qualificadores não-perceptíveis, pois são medidas indiretas quantificadas por ferramentas, como *porosidade efetiva* e *porosidade petrofísica*, *pressão capilar de entrada*, *densidade* e *permeabilidade absoluta horizontal* e *vertical*.

Figura 5.4 – Qualificadores de uma Porção de Rocha.



Fonte: do autor.

Porosidade Efetiva: Percentagem de espaços vazios interconectados em relação ao volume total.

Porosidade Petrofísica: Porosidade medida através de experimentos em laboratório na porção de rocha.

Pressão Capilar de Entrada: Pressão necessária para que um fluido que não molha as superfícies dos constituintes - geralmente mercúrio - penetre nos poros da amostra.

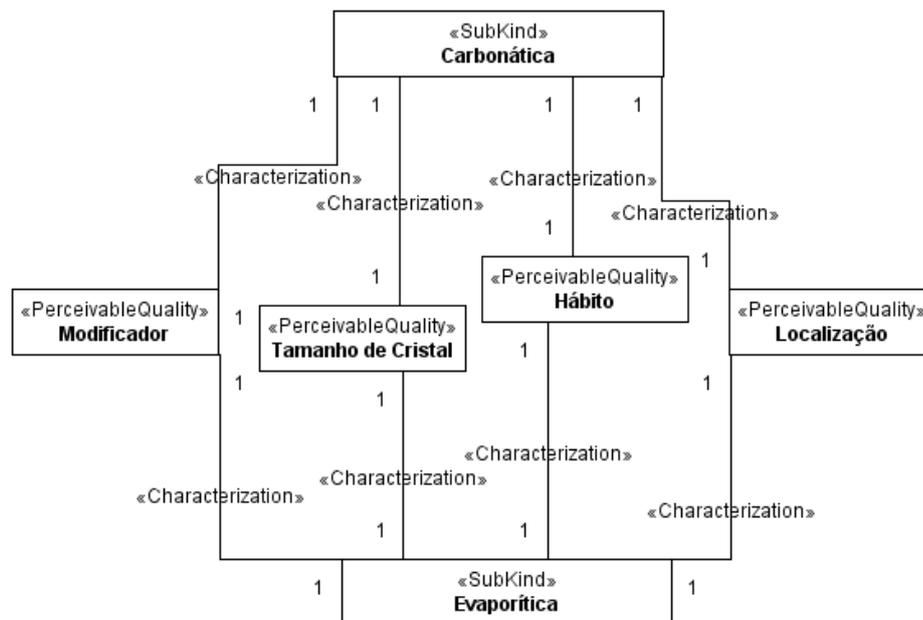
Densidade: Densidade da *rocha*.

Permeabilidade Absoluta Horizontal: Permeabilidade da rocha no sentido horizontal para um tipo de fluido apenas.

Permeabilidade Absoluta Vertical: Permeabilidade da rocha no sentido vertical para um tipo de fluido apenas.

Abaixo listamos os atributos que qualificam *rochas evaporíticas, carbonáticas e siliciclásticas*. Estes são *qualificadores perceptíveis*, pois seus valores são definidos de acordo com a percepção humana sobre seus componentes. Para as *rochas carbonáticas e evaporíticas*, temos como qualificadores *tamanho de cristal, hábito, localização e modificador*, referentes aos *cristais* que as compõem.

Figura 5.5 – Qualificadores de Rochas Carbonáticas e Evaporíticas.



Fonte: do autor.

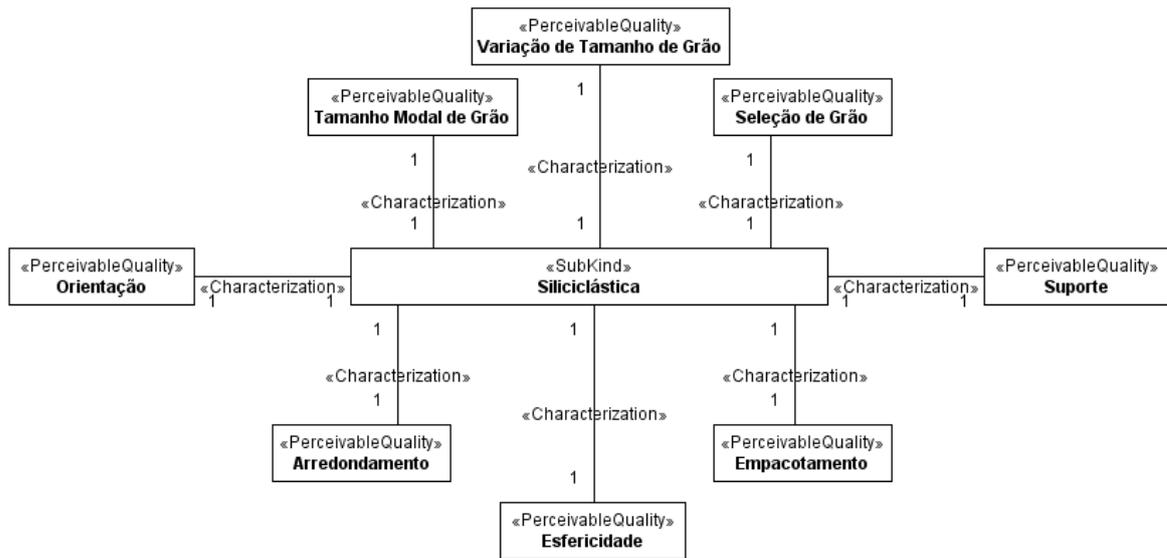
Tamanho de Cristal: Tamanho médio de *cristal* encontrado na *rocha*.

Hábito: Forma dos agregados de cristais que formam os constituintes.

Localização: Distribuição espacial dos constituintes.

Modificador: Descrição do processo que alterou o formato original do *grão* ou *cristal*. Sua *quality structure* é composta pelos valores: *deformação, dissolução por pressão, corrosão, substituição, crescimento*.

Figura 5.6 – Qualificadores de Rochas Siliciclásticas.



Fonte: do autor.

Rochas Siliciclásticas possuem qualificadores que dizem respeito quanto ao seus *grãos*. São eles *tamanho modal*, *variação de tamanho* e *seleção de grão*, *arredondamento*, *esfericidade*, *empacotamento*, *suporte* e *orientação*.

Tamanho Modal de Grão: O tamanho de *grão* mais frequente na *rocha*.

Variação de Tamanho de Grão: Variação entre o menor e o maior *grão* da *rocha*.

Seleção de Grão: Refere-se à segregação dos sedimentos conforme seu tamanho. Uma *rocha* com partículas de tamanho uniforme é bem selecionada, indicando um processo mais longo de deposição, enquanto uma *rocha* que possua partículas de tamanhos variados é dita pobremente selecionada, e tipicamente resultante de um processo deposicional rápido (PRESS et al., 2004).

Arredondamento: O quanto os grãos são lisos em função da abrasão durante seu transporte.

Esfericidade: Refere-se ao quanto uma partícula assemelha-se a uma esfera.

Empacotamento: Proximidade da distribuição dos grãos em uma *rocha*, ou quanto os *grãos* estão apertados uns contra os outros.

Suporte: Identifica qual componente da *rocha* dá sustentação ao seu volume ou forma o arcabouço da *rocha*. Normalmente são os *grãos*, mas pode ser o cimento ou matriz.

Orientação: Indica se existe alguma direção preferencial de alinhamento dos *grãos* na *rocha*.

A ontologia que apresentamos compreende os principais conceitos necessários para a descrição de petrofácies de reservatório. Entretanto, uma análise mais detalhada se faz necessária para a definição dos processos diagenéticos - ocorrentes após a deposição da rocha - e sua relação com os conceitos aqui apresentados.

6 ENRIQUECENDO MODELOS DE GRID DE RESERVATÓRIO COM DADOS DE ROCHA

Um problema bastante presente em modelos de *grid* de reservatório é o de não contemplarem dados diretos de rocha. Isto é um problema porque dados que são estudados diretamente das rochas existentes em um reservatório de petróleo fornecem maior detalhamento das propriedades internas das rochas exigidas pelos modelos de simulação, propiciando assim uma melhor avaliação da qualidade do reservatório.

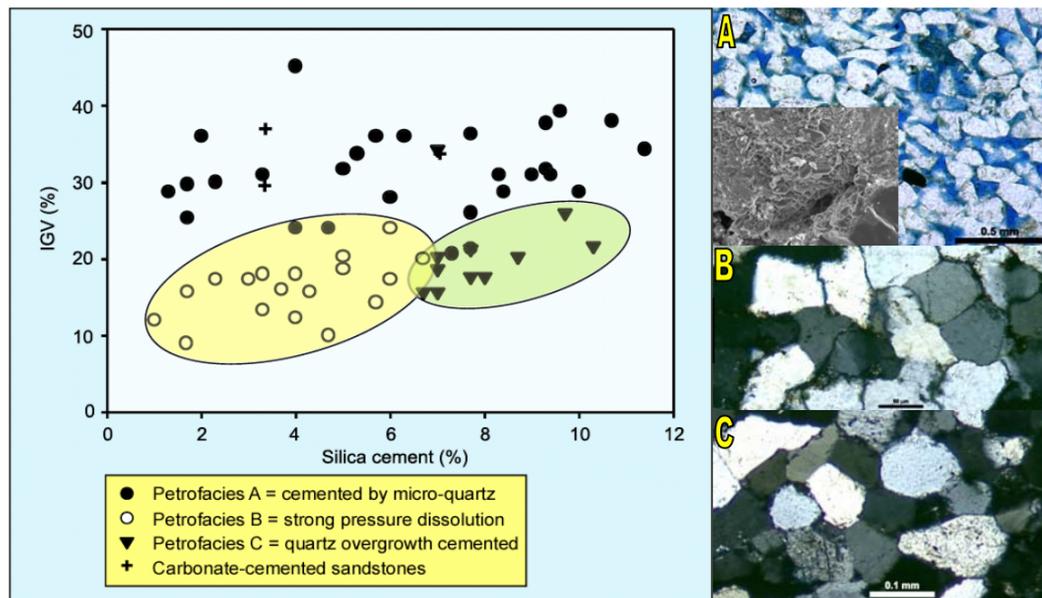
Em (DE ROS; GOLDBERG, 2007), os autores propõem o uso de petrofácies de reservatório como forma de enriquecer a caracterização e predição de reservatórios de óleo e gás. Elas são definidas pela combinação de estruturas deposicionais específicas que controlam significativamente a porosidade, textura e composição primária da rocha, além dos processos diagenéticos dominantes. Estes aspectos combinados correspondem a uma variação definida de valores de porosidade e permeabilidade, bem como assinaturas de *log* características. *Assinaturas de log* são intervalos de *logs* característicos que representam determinados tipos ou características de porções de rochas.

A figura 6.1, extraída de (DE ROS; GOLDBERG, 2007), contém a definição de três petrofácies distintas, dispostas em um gráfico de volume intergranular pelo volume de cimentos de sílica, demonstrando diferentes variações de porosidade e permeabilidade, além de parâmetros de *logs*.

Neste trabalho, propomos um *framework* conceitual que possibilita a calibragem de *logs* de poço com dados diretos de rocha de forma semi-automatizada através do conceito geológico de *petrofácies de reservatório*. *Logs* de poço são constantemente utilizados para preencher as propriedades de modelos de *grid* de reservatório. Este *framework* beneficia-se do uso de ontologias como forma de explicitar e formalizar o conhecimento utilizado e também integrar suas diversas etapas, bem como um algoritmo para a detecção de contatos entre camadas de rocha e a adaptação de um *framework* já existente para a extrapolação de petrofácies para poços onde não existam dados diretos de rocha.

A seguir, descreveremos as principais etapas do *workflow* deste trabalho. Na figura 6.2, o representamos graficamente.

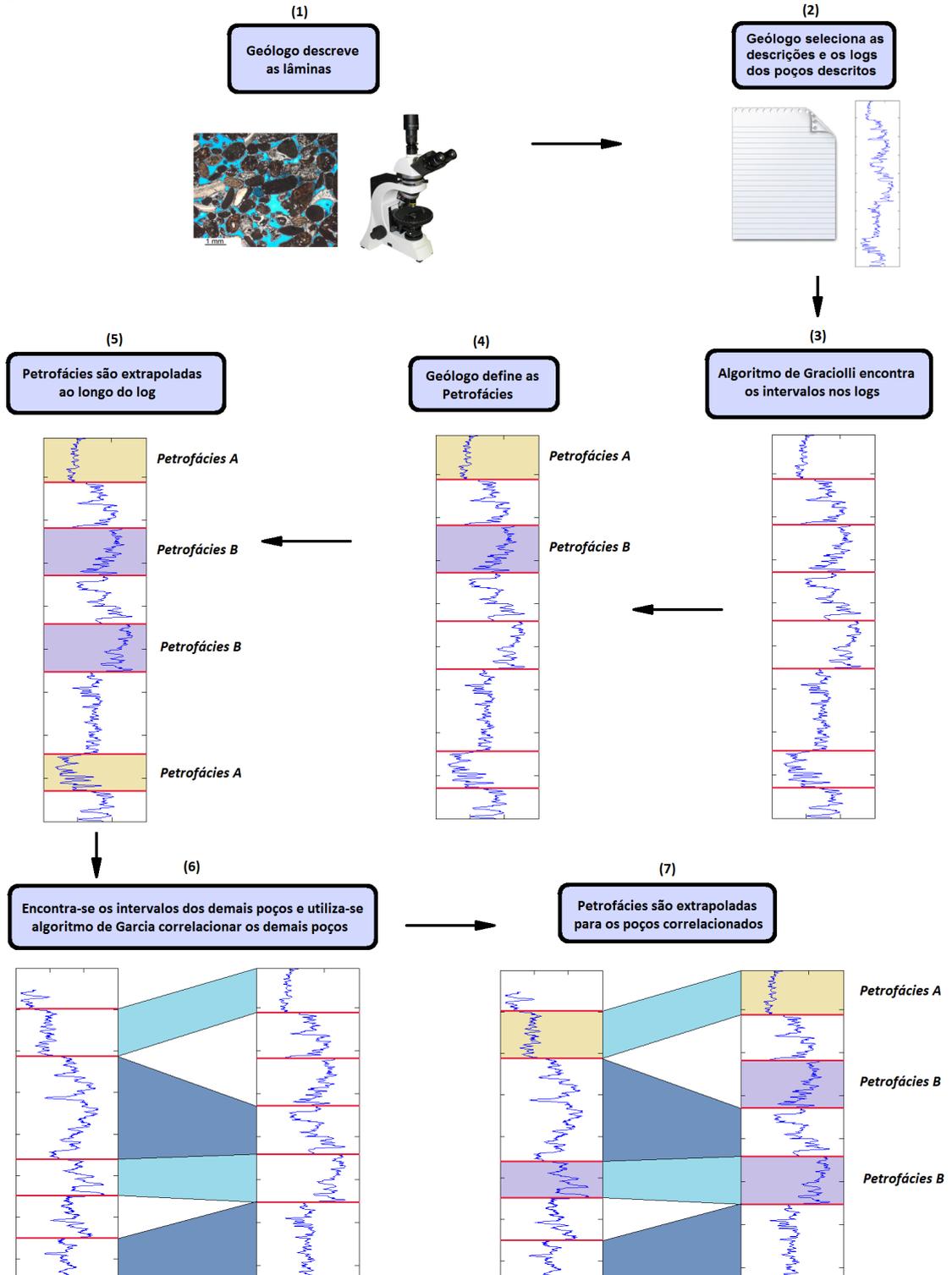
Figura 6.1 – Petrofácies dispostas em um gráfico de volume intergranular pelo volume de cimentos de sílica.



Fonte: (DE ROS; GOLDBERG, 2007).

1. O geólogo descreve lâminas delgadas, extraídas do reservatório em avaliação, com o suporte de um sistema de conhecimento baseado na ontologia descrita no capítulo 5. Apesar deste suporte, esta etapa é majoritariamente manual. A ontologia é necessária para padronizar e formalizar as características das rochas descritas por diferentes profissionais, permitindo, desta forma, que os dados possam ser processados por computador. Estas lâminas podem pertencer a diversos poços de petróleo.
2. O geólogo seleciona as descrições que apresentam claramente os processos diagenéticos que afetaram a porosidade e permeabilidade do reservatório, que serão utilizadas para definir as petrofácies de reservatório, bem como os *logs* dos poços do qual estas lâminas foram extraídas. Nesta etapa, também se faz necessário o conhecimento do especialista.
3. Os *logs* escolhidos são utilizados como entrada do algoritmo proposto por Graciolli. Para cada poço selecionado, o algoritmo analisa os *logs* e detecta mudanças bruscas nos valores de suas amostras, que correspondem a planos de heterogeneidades da rocha. Estas mudanças podem corresponder à contatos entre diferentes litologias. Sendo assim, podemos considerar o intervalo existente entre duas quebras detectadas pelo algoritmo como uma camada de mesma litologia em subsuperfície. Embora esta etapa seja automática, o geólogo pode redefinir manualmente os intervalos.
4. O Geólogo analisa os intervalos propostos para cada poço, avaliando a assinatura de *log* existente no intervalo, bem como os valores de permeabilidade e porosidade e as demais

Figura 6.2 – Framework conceitual para a inserção de dados de rocha em modelos de reservatório.



Fonte: do autor.

características de rocha descritas através da observação das lâminas, e define, manualmente, no máximo uma Petrofácies de Reservatório para cada intervalo, podendo existir intervalos sem Petrofácies definidas.

5. As petrofácies já existentes são generalizadas de forma automatizada para os demais intervalos encontrados no conjunto dos poços utilizados para suas definições. Para isto, uma distribuição normal multivariada é utilizada para representar a assinatura de *log* de cada petrofácies e comparar com estes intervalos.
6. O algoritmo de Gracioli é executado nos poços em que petrofácies ainda não foram definidas e uma adaptação do *framework* proposto em (GARCIA; CARBONERA; ABEL, 2014) é utilizada para encontrar sequências correlacionáveis (seção 4.2) entre estes poços e poços que já possuam petrofácies definidas.
7. Os intervalos que ainda não possuam uma petrofácies definida e tenham sido correlacionados com um intervalo que já possua uma petrofácies definida terão esta mesma petrofácies definida para si.

A extrapolação (processo de estimar dados onde os resultados de uma função não sejam conhecidos) de Petrofácies em um mesmo poço pode ser feita de diversas maneiras, porém, propomos neste trabalho a utilização de uma Distribuição Normal Multivariada - uma generalização de uma Distribuição Normal para diversas dimensões -, como forma de representar uma assinatura de *log* de uma Petrofácies, de forma que seja possível comparar as assinaturas dos intervalos com Petrofácies definidas com assinaturas de intervalos que não possuam uma Petrofácies. A atratividade do uso da distribuição normal se dá pela facilidade de tratamento matemático, além da tendência de valores randômicos tenderem a possuir um comportamento em forma de distribuição normal (FERREIRA, 1996). A representação das petrofácies é como segue.

Para cada Petrofácies P , com um conjunto de amostras $A_{n \times k}$ pertencentes aos intervalos para os quais a Petrofácies P foi definida, e onde cada uma das n amostras é composta de k valores de *logs* distintos:

1. Calculamos a média μ de cada *log* k no conjunto de amostras $A_{n \times k}$ para a Petrofácies P .
2. Calculamos os valores covariância para cada tupla de *logs* k_i e k_j presentes no conjunto de amostras $A_{n \times k}$, construindo assim uma matriz de covariância Σ de tamanho $k \times k$. Temos assim um protótipo equivalente a assinatura de *logs* da Petrofácies P definida em termos de um vetor de médias μ e de uma matriz de covariância Σ .

Após calcularmos as assinaturas para cada petrofácies P , podemos extrapolá-las para o restante dos intervalos I , onde cada intervalo compreende um conjunto de amostras $AI_{n \times k}$, e cada uma das n amostras é composta de k valores de *logs* distintos nos poços em que foram definidas. Para isto, os seguintes passos são necessários:

1. Para cada intervalo I :

1.1. Para cada Petrofácies P e seus respectivos μ e Σ :

1.1.1. Calcula-se a média dos resultados de uma função de densidade probabilística, que toma como parâmetros uma amostra AI_n , μ e Σ para todas as amostras contidas em AI .

2. Escolhemos como petrofácies do intervalo I , aquela que possuir a maior média encontrada no passo anterior.

Utilizamos este tipo de distribuição para representar as assinaturas de *logs* porque permite representar um número arbitrário de dimensões, equivalente ao número de *logs* disponíveis, além de ser amplamente utilizada na literatura e de fácil tratamento matemático. Entretanto, é possível utilizar outras formas para a comparação de assinaturas de *logs*, como por exemplo algoritmos para comparação de sinais, ou algoritmos de processamentos de imagens, sem prejuízo ao funcionamento geral do *framework*.

Existem problemas durante a extrapolação das petrofácies para poços que não tenham amostras de rocha disponíveis. Primeiramente, não é possível extrapolar petrofácies para poços que não façam parte de uma mesma bacia sedimentar. Isto é, petrofácies devem ser definidas para cada bacia em estudo, não é possível generalizá-las para bacias distintas. Outro ponto é que assinaturas de *logs* semelhantes, quando comparadas entre poços distintos, podem não corresponder a mesma petrofácies. A razão é que podem ocorrer assinaturas semelhantes em rochas diferentes, por presença de óleo, água ou cimento, além de efeitos de leitura distorcida de dados.

O segundo problema pode ser superado utilizando o *framework* proposto em (GARCIA; CARBONERA; ABEL, 2014). O objetivo é encontrar assinaturas de *log* dos intervalos semelhantes entre poços distintos levando em consideração uma noção de sequência de intervalos, e não apenas intervalos individuais. Com isto, é possível diminuir a incerteza da extrapolação de petrofácies entre poços distintos. Entretanto, para utilizarmos este *framework*, é necessária uma adaptação quanto à comparação dos elementos das sequências. Ao invés de comparar as Fácies Sedimentares, objetos complexos e com diversos atributos qualitativos, comparamos intervalos de *logs*, objetos compostos apenas de valores quantitativos.

A adaptação do *framework* proposto em (GARCIA; CARBONERA; ABEL, 2014) pode ser realizada utilizando Distribuições Normais Multivariadas, de forma semelhante à realizada para comparação dos intervalos encontrados anteriormente.

Para a comparação de dois intervalos I_1 e I_2 , com um conjunto de amostras $A_{j,n \times k}$, onde cada uma das n amostras é composta de k valores de *logs* distintos pertencentes ao intervalo j :

1. Calculamos a média μ de cada *log* k no conjunto de amostras $A_{n \times k}$ para o intervalo I_1 .
2. Calculamos os valores de variância para cada *log* k e covariância para cada tupla de *logs* k_i e k_j presentes no conjunto de amostras $A_{n \times k}$ do intervalo I_1 , construindo assim uma matriz de covariância Σ de tamanho $k \times k$. Temos assim um protótipo equivalente a assinatura de *logs* do intervalo I_1 definida em termos de um vetor de médias μ e de uma matriz de covariância Σ .
3. Calcula-se a média dos resultados de uma função de densidade probabilística, que toma como parâmetros uma amostra AI_n do intervalo I_2 , μ e Σ , do intervalo I_1 para todas as amostras contidas em AI do intervalo I_2 .
4. Esta média corresponde ao quão semelhante os intervalos I_1 e I_2 são, e pode ser utilizada como parâmetro para a construção da matriz utilizada no algoritmo de alinhamentos de sequência, descrito em 4.2.

As etapas do *framework* que apresentamos permitem segmentar *logs* de diversos poços com critérios geológicos bem definidos, observados e avaliados diretamente da rocha. Com isto, quando o geólogo de reservatório utilizar estes *logs* para preencher as propriedades para cada célula do modelo de *grid*, representará a heterogeneidade de forma mais precisa em seu modelo. De acordo com (ADAMSON et al., 1996), o preenchimento das células de um modelo de *grid* de reservatório a partir dos *logs* é realizada utilizando métodos estatísticos. Os métodos a serem utilizados variam de acordo com a geometria das células em que o *grid* foi construído - uma geometria bloco-centrada ou do tipo *corner-point*, por exemplo -, e a propriedade que está sendo preenchida - porosidade ou permeabilidade, por exemplo -. O funcionamento do *framework* proposto independe da geometria de célula ou método estatístico utilizados, uma vez que o conhecimento é incorporado na interpretação dos dados de *log*.

É importante salientar que cada módulo deste *framework* pode ser aperfeiçoada individualmente, ou seja, é possível que pequenos módulos do *framework* sejam alterados sem que o seu funcionamento geral seja alterado. Por exemplo, é possível utilizar algoritmos de comparações de sinais como forma de comparar intervalos, ao invés de utilizarmos distribuições normais multivariadas.

Este *framework* foi parcialmente realizado através de entrevistas não estruturadas com especialistas, porém ainda carece de uma implementação completa e validação com dados oriundos de um estudo integrado de petrografia, descrição de testemunhos e lâminas, *logs* de poços, modelos geológicos e modelos 3D.

No próximo capítulo, apresentamos as principais conclusões deste trabalho, bem como os possíveis trabalhos futuros.

7 CONCLUSÃO

Apresentamos neste trabalho um *Framework Conceitual* para suportar a inserção de dados diretos de rocha na calibragem de *logs* de poço, que são utilizados para popular modelos de *grid* de Reservatório. Apresentamos também o aperfeiçoamento de uma ontologia de domínio para a descrição e interpretação de petrofácies de reservatório. O *framework* tem como característica um alto grau de modularização e faz uso de trabalhos já existentes, de forma que possamos aproveitar um conhecimento já consolidado.

Ao longo desta pesquisa, pudemos constatar a importância dos dados diretos de rochas para a modelagem de reservatório. Todos os profissionais entrevistados evidenciaram o seu desuso, apesar de constatarem o papel chave que podem cumprir na modelagem. Muitas vezes, a má previsão do comportamento do reservatório pode ocasionar perdas irreversíveis do óleo e gás ali contidos.

Este tipo de dado ainda é ignorado em grande parte pela dificuldade de seu tratamento. Acreditamos que ontologias são o caminho para a padronização e formalização da área, o que permitirá a interoperabilidade de dados entre os sistemas existentes.

A validação deste trabalho se deu em entrevistas com especialistas da área, que mostraram-se entusiasmados com os possíveis resultados deste trabalho. porém a validação de sua implementação carece ainda de um estudo integrado de um reservatório. Os dados necessários são dados geralmente sigilosos, ou quando disponíveis, extremamente caros.

Como trabalhos futuros, podem ser avaliadas formas distintas de representações para petrofácies de reservatório. Em especial, algoritmos para a comparação de sinais e algoritmos de casamento de padrões mostram-se promissores. É possível também avaliar diferentes algoritmos de alinhamentos de sequência para tarefa de extrapolação de Petrofácies de Reservatório para poços que não contenham dados diretos de rocha.

Atualmente, o geólogo possui papel crucial na definição de petrofácies de reservatório, porém, acreditamos que seja possível investigar metodologias para a extração automática de petrofácies de reservatório, através de técnicas de aprendizado de máquina.

O modelo de processos proposto na seção 2.1 é um passo inicial para um mapeamento formal de uma área extensa e multidisciplinar. A expansão das tarefas e subprocessos identificados será de grande benefício, pois facilitará o rastreamento dos dados existentes ao longo de toda modelagem de reservatório.

REFERÊNCIAS

- ABEL, M. **Estudo da Pericia em Petrografia Sedimentar e sua Importancia para a Engenharia do Conhecimento**. Thesis (PhD) — Universidade do Rio Grande do Sul (UFRGS), 2001.
- ABEL, M.; PERRIN, M.; CARBONERA, J. L. Ontological analysis for information integration in geomodeling. **Earth Science Informatics**, Springer, v. 8, n. 1, p. 21–36, 2015.
- ADAMSON, G. et al. Simulation throughout the life of a reservoir. **Oilfield Review**, v. 2, n. 8, p. 16–27, 1996.
- ALBUQUERQUE, A.; GUIZZARDI, G. An ontological foundation for conceptual modeling datatypes based on semantic reference spaces. In: IEEE. **Research Challenges in Information Science (RCIS), 2013 IEEE Seventh International Conference on**. [S.l.], 2013. p. 1–12.
- BITTNER, T.; DONNELLY, M.; WINTER, S. Ontology and semantic interoperability. **Large-scale 3D data integration: Challenges and Opportunities**, p. 139–160, 2005.
- BJORLYKKE, K. **Petroleum geoscience: From sedimentary environments to rock physics**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2010.
- BOGGS, S. **Principles of sedimentology and stratigraphy**. [S.l.]: Pearson Prentice Hall, 2006.
- BORST, W. N. **Construction of Engineering Ontologies for knowledge sharing and reuse**. Thesis (PhD) — University of Twente, Enschede, The Netherlands, 1997.
- CHANDRASEKARAN, B.; JOSEPHSON, J. R.; BENJAMINS, V. R. What are ontologies, and why do we need them? **IEEE Intelligent systems**, IEEE, n. 1, p. 20–26, 1999.
- DE ROS, L. F.; GOLDBERG, K. Reservoir petrofacies: a tool for quality characterization and prediction. In: **AAPG, Annual Convention and Exhibition, Long Beach, Abstracts Volume**. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1.
- EDISON, L. S.; BRANTLEY, J. D.; EDWARDS, S. The value of smarter oil and gas fields. **IBM Center for Applied Insights**, 2011.
- FERREIRA, D. F. Análise multivariada. **Lavras: UFLA**, v. 22, 1996.
- GARCIA, L. F.; CARBONERA, J.; ABEL, M. An ontology-based automatic approach for lithologic correlation. In: IEEE. **Tools with Artificial Intelligence (ICTAI), 2014 IEEE 26th International Conference on**. [S.l.], 2014. p. 130–137.
- GLUYAS, J.; SWARBRICK, R. **Petroleum geoscience**. [S.l.]: Wiley. com, 2009.
- GÓMES-PÉREZ, A.; FERNÁNDEZ-LÓPEZ, M.; CORCHO, O. **Ontological Engineering: with examples from the areas of knowledge management, e-commerce and the semantic web**. Londres: Springer, 2004. 403 p.
- GRACIOLLI, V. M. Bedding contact detection: a moving mean-based approach. 2014.
- GRUBER, T. R. A translation approach to portable ontology specifications. **Knowledge Acquisition**, v. 5, p. 199–220, 1993.

- GUARINO, N. Formal ontology and information systems. In: **Proceedings of the International Conference on Formal Ontology and Information Systems (FOIS)**. Trento, Italy: IOS Press, 1998. p. 3–15.
- GUIZZARDI, G. **Ontological Foundations for Structural Conceptual Models**. Enschede, The Netherlands: Universal Press, 2005. 410 p. (CTIT PhD Thesis Series, v. 05-74).
- GUIZZARDI, G.; WAGNER, G. Theory and application of ontologies. In: _____. [S.l.]: Springer-Verlag, 2010. chp. Using the Unified Foundational Ontology (UFO) as a Foundation for General Conceptual Modeling Languages.
- HYNE, N. J. **Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production**. [S.l.]: PennWell Books, 2012.
- MA, X. **Ontology Spectrum For Geological Data Interoperability**. Thesis (PhD) — University of Twente, Faculty of Geo-Information Science and Earth Observation, 2011.
- OBRST, L. Ontologies for semantically interoperable systems. In: ACM. **Proceedings of the twelfth international conference on Information and knowledge management**. [S.l.], 2003. p. 366–369.
- PERRIN, M.; RAINAUD, J.-F. **Shared Earth Modeling: Knowledge Driven Solutions for Building and Managing Subsurface 3D Geological Models**. [S.l.]: TECHNIP OPHRYS EDITIONS, 2013.
- PRESS, F. et al. **Para entender a Terra. 4.ed.** [S.l.]: Bookman, 2004.
- PRESTES, E. et al. Towards a core ontology for robotics and automation. **Robotics and Autonomous Systems**, Elsevier, v. 61, n. 11, p. 1193–1204, 2013.
- SELLEY, R. C. **Elements of petroleum geology**. [S.l.]: San Diego: Academic Press, 1998.
- SMITH, T. F.; WATERMAN, M. S. Identification of common molecular subsequences. **Journal of molecular biology**, Academic Press, v. 147, n. 1, p. 195–197, 1981.
- STUDER, R.; BENJAMINS, V. R.; FENSEL, D. Knowledge engineering: Principles and methods. **Data and Knowledge Engineering**, v. 25, n. 1-2, p. 161–197, March 1998.
- TEIXEIRA, W. et al. **Decifrando a terra**. [S.l.]: Oficina de textos, 2003.
- USCHOLD, M.; GRUNINGER, M. Ontologies: Principles, methods and applications. **The knowledge engineering review**, Cambridge Univ Press, v. 11, n. 02, p. 93–136, 1996.
- USCHOLD, M.; GRUNINGER, M. Ontologies and semantics for seamless connectivity. **ACM SIGMod Record**, ACM, v. 33, n. 4, p. 58–64, 2004.
- WACHE, H. et al. Ontology-based integration of information—a survey of existing approaches. In: CITESEER. **IJCAI-01 workshop: ontologies and information sharing**. [S.l.], 2001. v. 2001, p. 108–117.
- WERLANG, R. et al. Ontological foundations for petroleum application modeling. In: **18th International Conference on Petroleum Data, Integration and Data Management**. [S.l.: s.n.], 2014.

APÊNDICE A — ENTREVISTA COM GEOFÍSICO ESPECIALISTA EM MODELOS 3D

Entrevistador: A ideia desta primeira conversa é para você explicar o que você quer dizer quando fala que precisa inserir dados de rocha em modelos de reservatório, e quais tipos de modelos 3D, ou *Earth Models*, que podem ser alimentados com dados de rocha.

Especialista: Tipicamente, o que é interessante primeiramente para as pessoas de reservatório é porosidade e permeabilidade. Na realidade, nós determinamos para cada estudo descrições de litofácies, e quantificamos estas litofácies comparando as descrições das litofácies à porosidade e permeabilidade que você tem por aferições.

Entrevistador: Quando você fala litofácies, você está se referindo a *log* facies, eletrofacies, não a fácies de rochas reais, de testemunhos?

Especialista: Não, são ambas informações, elotrofácies e fácies de testemunhos.

Entrevistador: Então você chama genericamente ambas de litofácies?

Especialista: Sim.

Especialista: Na realidade, o que é feito é um estudo preliminar para associar e classificar, mas muitas vezes a classificação é feita para cada reservatório diferente.

Entrevistador: A classificação de litofácies?

Especialista: A classificação em tipos de rochas, que são respostas nos *logs* de porosidades ou permeabilidades específicas. O primeiro trabalho é tornar possível caracterizar o tipo da rocha, e quando temos esta caracterização, podemos iniciar a distribuição deste tipo de rocha em modelos 3D.

Entrevistador: O que você quer dizer por caracterização, que tipos de características?

Especialista: Você pode caracterizar a curva de porosidade com a localização de profundidade no modelo, a permeabilidade da rocha, e, além disso, algo que estamos trabalhando no momento é a permeabilidade relativa.

Entrevistador: O que é a permeabilidade relativa?

Especialista: Permeabilidade relativa é o fato de que você pode ter fluidos que vem de uma celular para outra, e este fluido esta em forma de um ponto permeável a ou b , e a permeabilidade relativa é uma derivação entre os pontos a e b . É como um vetor de permeabilidade.

Entrevistador: É um vetor de distribuição de permeabilidade de um ponto ao outro ao longo do reservatório?

Especialista: Sim.

Entrevistador: Porque permeabilidade algumas vezes não é a mesma na horizontal e vertical.

Entrevistador: Quais outras características relacionadas?

Especialista: Depois que podemos ter também todas informações que correspondem a pressão, mas eu não sei como relacionar a pressão com a própria rocha.

Entrevistador: Você precisa saber a pressão do reservatório.

Especialista: Sim. Neste nível, eu acho que começamos a trabalhar com propriedades dinâmicas, e propriedades dinâmicas são propriedades muito "físicas" e nem sempre relacionadas a Geologia.

Entrevistador: Quando você fala de modelo de reservatório, você está querendo dizer o mesmo do que um modelo de fluxo ou não?

Especialista: Você tem duas coisas diferentes, você tem uma representação estática do reservatório, a qual você tem uma descrição de cada célula do reservatório e, dentro de cada célula, distribuição de porosidade e permeabilidade, e no limite entre duas células você tem a permeabilidade relativa. Este é o modelo estático e é utilizado para ser a base de uma simulação de fluxo. Depois você tem que adicionar a isto algumas medidas que você fez no nível de produção, das quais você tem primeiro que estabelecer a pressão no reservatório, e então depois estabelecer a permeabilidade no reservatório. Os únicos elementos que estamos trabalhando no reservatório é a permeabilidade relativa e a pressão. Mas, para obter este resultado devemos passar por diferentes estágios no qual estamos simulando a geologia, a deposição ao longo da estratificação geológica e estabelecer o limite entre esta deposição de estratificação, a porosidade e a permeabilidade. Porque, neste caso, nós primeiramente achatamos todas unidades geológicas e então utilizamos o fato de que as tenhamos achatado para espalhar esta informação, distribuir esta informação ao longo do modelo deposicional.

Entrevistador: Tem algo que você falou que é bastante óbvio para você, mas não para nós. Quando você fala modelo de reservatório, você está falando de modelos 3D, feitos de células, e para cada célula você anexa algumas propriedades? Este é um modelo 3D de células no espaço?

Especialista: Sim, exatamente isto.

Entrevistador: Quando um geólogo fala sobre um modelo geológico, ele não está pensando em um modelo como em um modelo de implementação de células 3D em um espaço. Ele está pensando sobre uma deposição genérica, ou organização estrutural, mas não relacionada a uma representação dentro de um sistema como quando você fala sobre distribuição de células. Quando você fala sobre reservatórios é sempre um modelo 3D de células que estão localizadas no espaço, com um suporte cartesiano, e onde eu posso anexar propriedades em uma posição no espaço.

Especialista: Esta é a maneira que estamos dando a informação para o engenheiro de reservatório. Esta informação é preparada para ser utilizada pelo engenheiro de reservatório.

Entrevistador: Mas existe uma outra maneira da qual eu possa falar sobre modelos de reservatório que não é um *grid* 3D ou não?

Especialista: Eles se misturam muitas vezes, mas eu acho que eles estão apenas trabalhando sobre isto. Se estamos falando de modelos matemáticos, estes modelos matemáticos não são aplicados a este estágio de avaliação, é depois. Depois os modelos físicos e matemáticos e definimos algumas equações que serão aplicadas ao modelo de *grid*.

Entrevistador: Está certo, então um reservatório é sempre um *grid*?

Especialista: Sim. É também onde temos alguns problemas com pessoas da engenharia de reservatório, porque o que eles consideram um modelo, para nós, é apenas uma representação. Não é tão evidente para explicar para eles que isto não é um modelo.

Entrevistador: O problema é que as pessoas não estão falando sobre a mesma coisa. Eu acho que para a maioria um modelo de reservatório é de fato um *grid*. Mas não é o mesmo quando você fala sobre um modelo estratigráfico, ou um modelo geológico. Não é necessariamente um *grid*. Pode ser apenas um modelo conceitual no qual tentamos entender a forma como as coisas acontecem na natureza. Mas a maneira que consideramos é como um *grid*, porque eu acho que é mais útil como um *grid*.

Especialista: O problema é que quando você quer introduzir, a qual estágio do trabalho você quer introduzir algo. Se você quer introduzir a informação no nível da modelagem geológica, este não é o modelo de reservatório. Na realidade, neste caso você precisa lidar com estratigrafia e a extensão de fácies ou coisas como isto. É muito diferente.

Entrevistador: De fato quando você fala sobre modelagem geológica você precisa escolher que informação precisa ser adaptada para migrar para o modelo de reservatório.

Especialista: Eu acredito que o que estamos fazendo aqui em nossa organização é mais esta parte, interpretar testemunhos e eletrofácies para construir o tipo da rocha, e depois adicionar informações físicas e químicas neste tipo de rocha e trabalhar com ele para construir a geologia dentro do prospecto.

APÊNDICE B — ENTREVISTA COM GEÓLOGO ESPECIALISTA EM PETROGRAFIA

Entrevistador: É papel do Geólogo definir unidades de fluxo?

Especialista: O geólogo não cria a unidade de fluxo, ele cria o modelo geológico. O modelo geológico tem as diferentes fácies dispostas no espaço como volumes. Quem cria a unidade de fluxo é o engenheiro. Ele pega este modelo, ela pega as pressões dos fluídos, que são lidas com ferramentas, outros tipos de testes feitos e a petrofísica e simplifica, modifica para um modelo de fluxo.

Entrevistador: Mas o geólogo chega a fazer um *grid* também?

Especialista: O que eles fazem é um modelo de volumes 3D, mas não é o *grid* que vai ser usado para a simulação de fluxo.

Entrevistador: Mas a diferença entre eles é grande?

Especialista: É grande. Em termos de precisão, em termos de significado. Muitas vezes o significado geológico é ignorado. Nada disso é passado para o engenheiro. Ele define classes que combinam geralmente mais de uma fácies deposicional. Digamos, ele vai colocar todos arenitos em um classe, mas tem diferentes arenitos ali. Tem arenito grosso, arenito fino, mas naquele caso ele coloca todos em um única classe: arenito E todos os outros em outra classe. Ou então ele vai colocar os arenitos que ele está chamando de porosos, os arenitos que ele está chamando de fechados e outras rochas. Os arenitos em 15 e 25 ele vai chamar de abertos, os arenitos menor do que 15 de fechados. Nesse caso, ele está passando uma informação que é mais quantificada, mais fácil de representar, para o engenheiro.

Entrevistador: Certo. E como ele faz isso? Existe uma maneira de por exemplo, se eu tenho uma estrutura específica, com uma granulometria específica e uma litologia específica, eu consigo traduzir isto para uma porosidade?

Especialista: : Em alguns casos sim, em muitos casos a definição pode ser até mais simples do que essa. A estrutura que é tão importante para a definição da fácies deposicional, nem interessa. O que é considerado realmente é o tipo de litologia e a composição.

Entrevistador: Mas por que descreve-se uma estrutura deposicional então?

Especialista: Porque a estrutura deposicional dá a informação realmente do processo que depositou aquela rocha. Então se você consegue entender o processo que depositou a rocha, você consegue entender como ocorreu a formação daquele depósito. O seu modelo geológico se torna muito melhor.

Entrevistador: Mas e como o geólogo reflete isto? Como ele cria um modelo melhor? O que tem nesse modelo dele de diferente de um outro modelo?

Especialista: A pergunta é qual a diferença entre um bom e um mau modelo geológico? O bom modelo geológico é o que está considerando tantos os aspectos da ocorrência que está ali de fato, com o conhecimento. E conhecimento vem de uma longa linha de aquisição de conhecimento, com base em ambientes recentes, onde está acontecendo agora a deposição, para ver o processo deposicional acontecendo, com base em sistemas antigos vistos em afloramento, e daí indo para subsuperfície, com base em diversos casos diferentes de subsuperfície, usando a sísmica. Isto tudo é o conhecimento sobre este tipo de sedimentação. Se você pega um livro de ambientes de sedimentação atualmente, cada ambiente desses reproduz conhecimento de muitas décadas, com base em diferentes ferramentas. Sísmica, sequências estratigráficas. A visão de um geólogo de reservatório é no meio do caminho, fica entre o sedimentólogo, estratígrafo, o cara que estuda a rocha realmente, e o engenheiro. O geólogo de reservatório tem que traduzir de uma forma mais simplificada e mais quantitativa o modelo geológico para dentro de alguma coisa que o engenheiro possa simular.

APÊNDICE C — ENTREVISTA COM GEÓLOGO DE RESERVATÓRIO

Entrevistador: Defina modelo de reservatório.

Especialista: Modelos de reservatórios possuem várias entradas de dados que são incorporadas nesses modelos normalmente tridimensionais, mas existem modelos bidimensionais também. Utilizamos informações de poço, zoneamento, estratigráfico, perfis elétricos, perfis acústicos, amostragem de rocha (amostragem lateral). É um modelo tridimensional numérico, celular, um *grid*. Existem *grids* não estruturados, que representa um modelo que não deforma o modelo, nem horizontalmente nem verticalmente. Quando você deforma um *grid* isto implica que você está alterando seu cálculo geostatístico. Suas premissas estatísticas não foram obedecidas. Porém ele gera outros problemas, cria um número de células maior, na simulação de fluxo ele cria muitos *layers* (apesar de que muitos *layers* não possuem valor). Ele cria uma caixa imensa com muitas células, e, muitas destas células não terão valor. Só que quando o engenheiro carrega este *grid* para a simulação de fluxo ele importa este arquivo inteiro. Um *grid* normal é um *grid* deformado, como os do *Petrel*¹, com x, y, z, com propriedades numéricas simuladas de reservatório, como porosidade, permeabilidade horizontal e vertical (a permeabilidade medida, a relativa é gerada pelo engenheiro). O geólogo passa a permeabilidade de rocha, é tudo estático. Atualmente os principais modelos são 3D. Normalmente do tipo *corner point*, antigamente era bloco centrado.

Especialista: Algumas vezes não se tem amostra de rocha para todos os poços, a tendência é que à medida que o trabalho vá evoluindo você tenha muito mais poços dos que amostras de rocha. Existem reservatórios que quase não se tem amostra de rochas. São modelos apenas com o perfil elétrico.

Especialista: No modelo geológico tridimensional algumas vezes existe o modelo de fácies. Obrigatoriamente para chegar no engenheiro de simulação tem que ter porosidade, permeabilidade horizontal e vertical e o *ntg*, que é a relação entre o volume e o volume do reservatório, as células que tem fluxo e as células que não tem fluxo. Define-se uma porcentagem de porosidade no poço, e acima desse valor tem fluxo e abaixo é selo, *ntg* é a razão dessas duas coisas. O engenheiro consegue gerar o *ntg*, caso o geólogo não passe.

Especialista: Para gerar os modelos entre os poços existem outras ferramentas, como dados

¹Petrel é um sistema da empresa Schlumberger utilizado para a integração de informação da exploração à produção de Petróleo.

geofísicos - impedância, acústicas, sísmica -, modelo análogo, de outros poços ou de afloramentos.

Especialista: No modelo de reservatório, se usa muitas ferramentas de geoestatística como variograma, correlação entre variáveis como permeabilidade. Porém, os inputs para esta ferramenta geoestatística são geológicos, como quantidade de corpo na vertical e na horizontal, disposição da porosidade (como ela se comporta).

Especialista: A entrada da unidade de rocha no modelo funciona da seguinte forma. Trazemos de um testemunho ou de um plugue, parâmetros petrofísicos, porque o engenheiro vai precisar de uma curva de permeabilidade relativa, como o fluxo se comporta no reservatório, compressibilidade, geomecânica. Medidas mecânicas de rocha, e também fácies. Da mesma forma que a porosidade, o modelo de fácies vem das amostras de rocha (plugue ou testemunho) do poço, também pode gerar uma curva de eletrofácies, ou tentar associar aquela fácies com um perfil elétrico para replicar ao longo dos poços.

Especialista: Eletrofácies é quando o dado de rocha direto é associado à um conjunto de dados indiretos de perfis e assim extrapolado. A litofácies é a descrita/interpretada direto da rocha.

Especialista: Petrofácies é modelado a partir de parâmetros petrofísicos. Interessa as propriedades dinâmicas atuais da fácies, e não como foi formada, etc. Isso é devido à aleatoriedade possível na evolução dessas rochas, como diagênese e etc.

Especialista: O modelo de fácies é o mais trabalhoso no modelo de reservatório, pois é preciso muito dado de rocha para poder amarrar, para calibrar o modelo, para entender o conceitual, tem que ser bem estudado. Geralmente demora anos para chegar a um bom modelo de fácies, pois não se possui todos esses dados no início da modelagem. O modelo é importante porque contém a heterogeneidade do reservatório. Quando não se tem o modelo de fácies a tendência é que o modelo de reservatório seja mais homogêneo.

Especialista: Nas etapas da modelagem de reservatório, existem diversas escalas. Passa-se da escala de plugue ou perfil elétrico, de centímetros, para uma célula no modelo de reservatório na ordem de meio metro até 2 ou 3 metros de altura e de 25 metros até 200 metros de largura. Existe ainda uma segunda mudança de escala que não é sempre que ocorre, mas algumas vezes é necessária, que é o modelo geológico de reservatório para o modelo de fluxo de reservatório. Porque o custo para simular é alto, então muitas vezes o modelo geológico é “piorado” em prol da complexidade. O geólogo sempre visa refinar

o máximo possível. O modelo de fluxo pode ter células até 4 vezes maiores do que o modelo geológico.

Entrevistador: Quando vocês colocam os dados no modelo de reservatório, é só aquela unidade litológica que é o reservatório ou também a área de entorno?

Especialista: Normalmente o modelo de reservatório é da unidade de interesse, podendo até ter mais de uma unidade litológica ou de fluxo. A área de entorno não é incorporada. Inclusive, existe um problema que as vezes dois reservatórios são modelados independentes, e após um tempo se descobre que eles são na realidade interligados. Como não há células de entorno, fica difícil unir estes dois modelos já prontos. Existe ainda o modelo geomecânico, onde a área de entorno também é modelada para modelar escape de fluido por alguma falha, como a compressibilidade vai atuar, rompimento de selo. Neste modelo as células são muito maiores.

Entrevistador: Como saber se um modelo é bom?

Especialista: Existem alguns testes para ver o quão refinado o modelo geológico pode ser. Cria-se um modelo menor, porém bem refinado e a partir dele geram-se vários modelos de fluxo com uma qualidade pior. Com isso, gera-se um gráfico da perda de qualidade à medida que o detalhamento baixa. As vezes é melhor um modelo menos refinado, mas que sua complexidade seja menor.

Entrevistador: Você sai dos dados que foram capturados de campo e de laboratório, ou seja, eu tenho poço, *log* de poço, *gamma-ray*, sísmica de perfil e sísmica 3D. Digamos que este seja seu *input* de dados. Eu queria que tu caminhasse do início ao fim até chegar ao modelo de fluxo, a sucessão deste modelos.

Especialista: São duas linhas, uma da parte geofísica e outra da parte de poço. A linha de poço vem tanto indireto quanto o dado direto, onde tem a questão da fácies. Fácies e petrofísica são os dados diretos da rocha e os perfis elétricos são os indiretos. Então você tem os dados de poço e os dados sísmicos, que seriam a sísmica 3D e perfis sísmicos. O geofísico amarra o horizonte dele com os perfis de poço sísmicos. O geofísico interpreta os horizontes, os envoltórios do modelo que ele tá mapeando e as propriedades que podem ter ali dentro daquele modelo geofísico.

Entrevistador: Quando o geofísico interpreta a sísmica o que ele está interpretando? Ele está

tentando determinar os horizontes marcados na sísmica que correspondem à heterogeneidades de rocha, o que é falha, o que é limite entre camadas, variações litológicas.

Especialista: Isto, que estão registradas no dado sísmico. Nem todos ficam registrados e tem coisas registradas que não tem relevância no trabalho dele. Ele foca nos refletores que de alguma forma terão algum impacto no trabalho dele. Mas, em algumas situações, o geofísico tem um volume sísmico em tempo, então ele precisa fazer uma conversão de tempo para profundidade. Nesta situação, ele precisa mapear mais horizontes.

Entrevistador: O objetivo final dele é pegar limites de camada e falhas?

Especialista: Isto, limites verticais e horizontais. E também propriedades que de alguma forma possam indicar qualidade de rocha dentro daquele reservatório. Impedância acústica, amplitude sísmica, máxima amplitude.

Entrevistador: São propriedades da rocha que impactam na leitura do dado sísmico?

Especialista: Sim, refletem no dado sísmico. Tem impedância acústica, tem impedância elástica, também tem 11S. Propriedades que estão ali na rocha ou no fluido e que te dê alguma informação sobre a qualidade dos corpos ou dos fluidos que estão ali dentro.

Entrevistador: Ele consegue identificar na sísmica também limite de fluidos, o limite entre água e o óleo?

Especialista: As vezes ele consegue enxergar até o contato entre gás e óleo, óleo e água. Normalmente óleo e água, gás é muito difícil. E mesmo assim é um atributo, ele gera um mapa.

Especialista: Então esse é o sísmico, que mapeia essas continuidades verticais e horizontais, vales e horizontes, relacionados ao reservatório ou ao todo, e se precisar faz a conversão de tempo em profundidade. O dado de rocha 1D, os perfis elétricos, as fácies, a estratigrafia, o zoneamento, tudo relacionado ao poço. Com isso o geólogo consegue construir o esqueleto do modelo, com estes horizontes da sísmica, e colocar propriedades dentro.

Entrevistador: Uma célula pode ter quantas propriedades? Quantas medidas tu pode colocar na célula?

Especialista: Varia muito, pode-se colocar muitas. Normalmente é na casa de dezenas, 10 ou 20, mas nada impede que sejam mais. Mas é como falei, o que tem que chegar num *grid* de simulação de fluxo, que é o que vai gerar a curva de produção, ou seja, o trabalho final,

tem que ter as porosidades vertical e horizontal e o *ntg*, que é a relação reservatório sob não reservatório. Isto é o que tem que chegar no final. Se o geólogo para chegar nestes 4 finais precisar gerar o modelo de fácies – que normalmente ele quer -, ele faz no trabalho dele, mas isto é invisível para o engenheiro. Está representado, mas ele não está vendo a relação direta.

Entrevistador: As variáveis vão agregando muitas informações e são traduzidas em um número. Elas incorporam informações que vem de diferentes fontes, mas ela são traduzidas em um número que vai pro *grid*.

Especialista: A porosidade que vai pro engenheiro tem a fácies embutida, de forma indireta ela está ali. Quando se gera o modelo de fácies, você normalmente faz este modelo primeiro e depois faz o modelo de porosidade relacionado com a fácies. Por exemplo, uma fácies A tem um comportamento de porosidade específico.

Entrevistador: Quando tu fala uma fácies , é um arenito, um silito.

Especialista: Isto, um arenito, um silito, grainstone, etc.

Entrevistador: Sem ter um nível de detalhamento de classe litológica. Eu não sei se é um grauvaque, se é um litoarenito, neste nível não?

Especialista: Não.

Entrevistador: Então é uma classificação mais textural do que composicional?

Especialista: Nesta parte de laboratório, de inspeção de rocha, de análise de testemunho, é feito assim, detalhadamente. São duzentas fácies, cada uma tem um detalhe. Já o geólogo de reservatório faz uma simplificação, normalmente ele faz um agrupamento de fácies, ou eletrofácies. Ele agrupa, dez podem virar uma. Se os arenitos contém feldspato, quartzo, etc, viram todos arenito.

Entrevistador: Ele faz um agrupamento textural naqueles que na interpretação dele responde com a mesma porosidade e permeabilidade?

Especialista: Sim, mas isto se pensando em comportamento dinâmico.

Especialista: Quando você pega um *log* que está de 20 em 20 centímetros, ou mesmo em um testemunho, as mudanças as vezes são centimétricas, para transferir isto para uma célula de reservatório existe uma mudança de escala, uma perda de resolução. Existem métodos

estatísticos para fazer isto, pode-se usar por exemplo a que ocorre com maior frequência, a que ocorre no meio da célula, ou até mesmo aleatório. Existem vários métodos para popular as células. A tendência é que as propriedades tenham valor da média quando chegam ao simulador de fluxo. Isto é um problema, pois algumas anomalias que são relevantes para a produção podem ser perdidas na modelagem.

Entrevistador: Quando tu faz uma classificação e um agrupamento textural, por exemplo, tu pega um arenito limpo, um médio, um fino, um grosseiro e agrupa em uma fácies. O que acontece com a informação de diagênese, que altera este comportamento textural deposicional? Onde ela entra?

Especialista: Eu raramente vi modelos diagenéticos. É muito raro. Se você tem um modelo em que a diagênese não afeta tanto as propriedades, onde o que domina é o deposicional, as litofácies irão responder de forma satisfatória e você modela até o final. Caso você tenha um modelo em que a diagênese impacta muito nas propriedades (em carbonatos isto ocorre muito), que esta relação deposicional original é muito difícil de ser separada, você irá partir para petrofácies desde o início. Agrupa-se de forma dinâmica as petrofácies, pelo comportamento mecânico. Mesmo que tenham sido fácies diferenciados, pelo fato da diagênese ter atuado, agora elas possuem um comportamento único.

Entrevistador: Mas na hora que tu vai fazer a extrapolação entre os dois pontos, em que você precisa de um modelo geológico, existe um buraco, uma falta de informação.

Especialista: Este é um ponto crítico. Ou você não extrapola a fácies, esquecendo o modelo deposicional e extrapolando diretamente a propriedade. Por exemplo, a minha porosidade neste poço é X, então o geofísico possui um mapa de impedância que mostra que a porosidade melhora para tal parte, então um modelo de porosidade é construído.

Entrevistador: Mas tu não tenta fazer uma “fácies diagenética”?

Especialista: Poderia, mas se faz isto muito pouco porque é muito complexo.

Especialista: Tem também um problema que é o tempo de projeto. Tem a questão do “time” econômico, não podemos levar 10 anos pra construir um modelo. Precisamos gerar um modelo, por exemplo, em 2 meses. Você não vai ter todos os poços. Na prática, muitas vezes, acaba-se modelando o que está impresso no reservatório, o resultado final, que é a petrofácies. Se aquilo algum dia deposicionalmente correspondeu de uma forma diferente do que está hoje lá dinamicamente, no futuro quando tivermos muito mais poços talvez

modelemos isto. O que normalmente acontece é que isto será importante em algum momento. Quando você começar a produzir seu campo e tiver seu modelo de reservatório, em um determinado momento, quando você tiver uma produção maior, com muitos poços, ele não irá responder como o esperado. Vão ter poços com comportamento anômalo, que deveriam produzir mais, mas produzem menos. Outros com comportamento inverso. Ou seja, o modelo de reservatório simplificado já não satisfaz, será necessário entender a diagênese, o comportamento dela, quais os controles, fazer um modelo deposicional sedimentológico, um modelo diagenético, etc.

Entrevistador: Isto também é o geólogo que faz, não é o engenheiro de produção. O engenheiro está produzindo e reporta que não está satisfatório.

Especialista: Tem várias interfaces. Entre estes dois *grid* que são passados, tem uma parte de interface de rocha muito grande. O engenheiro precisa também de alguns parâmetros dinâmicos para colocar simulador. Por exemplo, a curva de permeabilidade relativa da rocha, uma rocha que tem uma saturação de óleo maior ou menor, uma água que vai ficar mais em uma fácies do que na outra, ou seja, existe um comportamento dinâmico diferente entre as fácies. Isto é a rocha que responde. Ou a litofácies ou a petrofácies. Quando se tem pouca informação para os primeiros modelos, quando se tende a fazer estas petrofácies, o engenheiro precisa associar estas petrofácies a algum parâmetro de fluxo, então ele precisa conversar com o geólogo para ver como agrupar estas curvas de permeabilidade relativa, qual considerar.

Entrevistador: Quando tu fala litofácies tu está falando em fácies de rocha? Ou seja, tu olhou as propriedades petrográficas e aí disse que isto aqui tem esta composição e esta textura. Quando tu fala em petrofácies tu já está falando em propriedades mecânicas.

Especialista: Isto, e petrofísica.

Entrevistador: Sim, petrofísica mede mecânica também. Ou seja, simplesmente qual é o fluxo que aquele meio permite independente de qual é sua composição ou textura.

Entrevistador: Quando tu faz a interpretação e a separação das petrofácies tu já está fazendo com o olhar da mecânica que aquilo vai responder para o fluxo.

Especialista: Isto.

Entrevistador: Ou seja, teu critério de isolamento não é exatamente geológico ou petrológico, ele é realmente uma resposta para fluxo.

Entrevistador: Tentamos entender o que está causando aquele comportamento. As vezes você separa uma petrofácies, mas mesmo assim ela ainda não resolve o problema, porque as vezes pode ser que a questão é só matemática, você separa um valor de permeabilidade e porosidade mais alto, mas se você for olhar não faz muito sentido a rocha. Então é muito difícil, quando você mais mostrar para outro geólogo a pessoa também não entende qual a relação disto. Então tentamos buscar esta correlação. É uma combinação da parte deposicional e a parte diagenética que acarretou nesta petrofácies.