

2. Aspectos Metodológicos de la Modelación Geológica - Petrofísica Integral de Yacimientos

La modelación geológica – petrofísica integral se puede definir, como un proceso mediante el cual se describen las características que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos, usando toda la información posible que se tenga disponible. Las propiedades del yacimiento incluyen desde una descripción geológica de la cuenca, tipos de roca, distribución de facies, ambiente de depósito, geometría de los cuerpos que conforman el yacimiento, hasta sus propiedades petrofísicas como son porosidad permeabilidad, saturación de agua, etc. Estos datos provienen de diversas fuentes de información como son: estudios geológicos, levantamientos y procesamiento de información sísmica, registros geofísicos de pozo, muestras de núcleo, datos de producción, etc. (figura 2.1).

El modelado de yacimientos debería de incluir la información de todas las distintas fuentes, entre más información se use mejor será la descripción del yacimiento, sin embargo, en la práctica, surgen problemas cuando se trata de utilizar la información de manera simultánea, ya que no todos los datos están disponibles al mismo tiempo, la calidad de la información es diferente, la información se tiene en diferentes resoluciones y existen muchos datos de importancia que se tienen de manera cualitativa, como son las descripciones geológica, que no se pueden integrar en forma consistente en un modelo numérico.

2.1. Datos Relevantes para el Modelo

Existen tres fuentes principales de datos para la modelación geológica – petrofísica de yacimientos, estas son información directa de núcleos y muestras de canal, información indirecta que proviene de registros geofísicos de pozo y la información también indirecta de levantamientos geofísicos, en particular información relacionada con la metodología sísmica.

Toda esta información se maneja en forma simultánea hasta generar un modelo que será contrastado con la información dinámica derivada del sistema pozo-yacimiento.

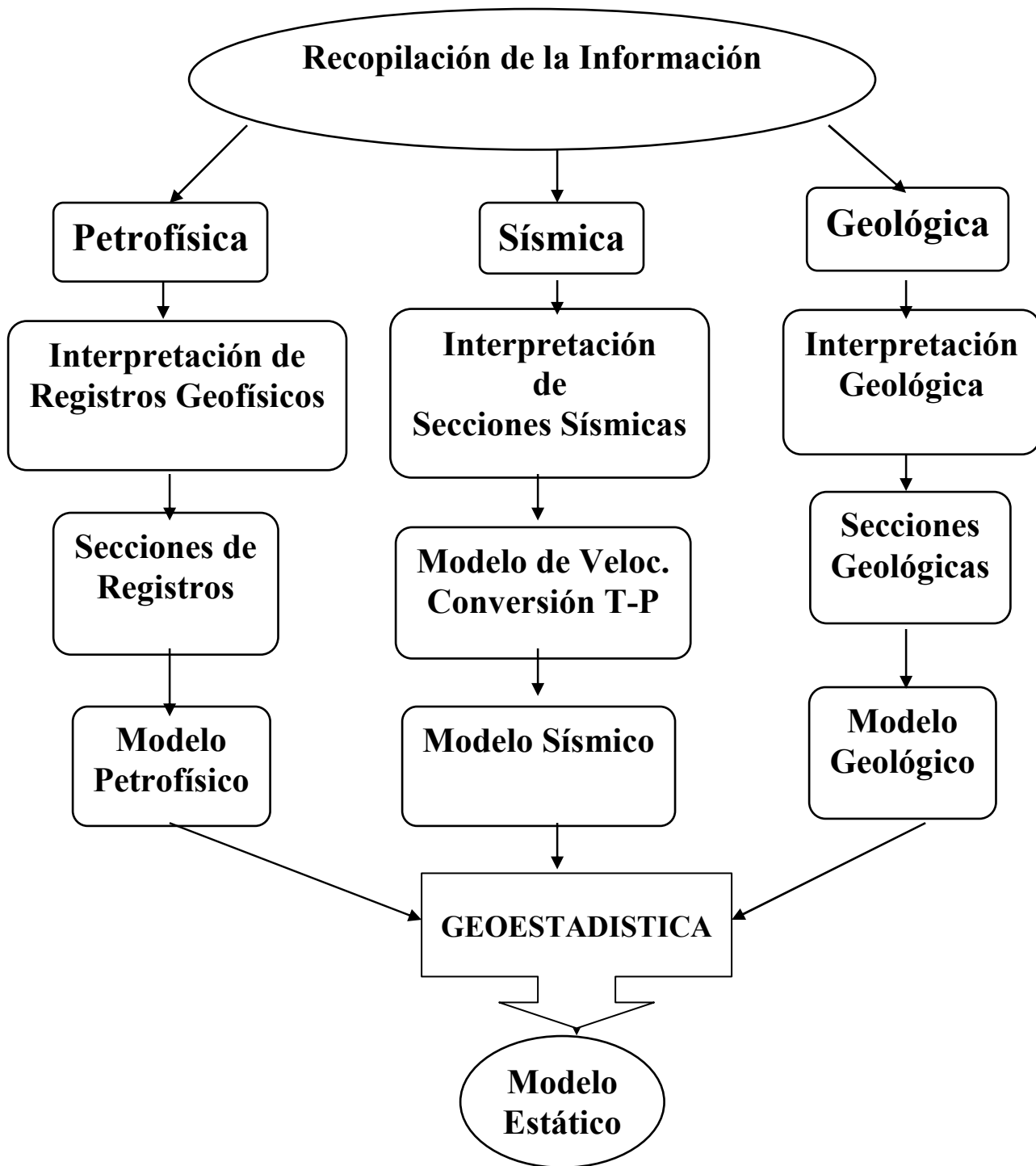


Figura 2.1. Diagrama de Caracterización de Yacimientos

Núcleos

La información de núcleos y de muestras de canal, pero principalmente de núcleos constituye la información directa más valiosa con que se cuenta, tiene la desventaja de ser información escasa y dirigida hacia las partes más importantes del yacimiento. Los núcleos se estudian en

laboratorios y se obtiene información litológica como tipo de roca, mineralogía, textura, tamaño y distribución de grano, tipo de medio poroso y descripción de conductos de interconexión. A nivel petrofísico se determinan propiedades como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, saturación de hidrocarburos, etc.

Esta es información escasa pero relevante que debe emplearse en los modelos numéricos.

Registros Geofísicos de Pozo

Los registros geofísicos de pozos aportan información de los yacimientos por medio de mediciones indirectas, realizadas en la pared del pozo. El aspecto relevante de esta información es la posibilidad de realizar una estimación de las propiedades, de manera casi-continua y a condiciones de yacimiento.

Su desventaja principal consiste en que es una información indirecta que se obtiene en la pared del pozo.

La complejidad de cada formación geológica impide definir un modelo único de evaluación de registros geofísicos que se aplique a todos los yacimientos. El método de evaluación debe tomar en cuenta las condiciones particulares de cada formación, los registros disponibles y las respuestas deseadas, además debe ser lo suficientemente flexible para adaptarse o cambiarse, según las necesidades. Las diferentes litologías constituidas por caliza dolomitizada, dolomía, anhidrita, limonita, lutitas, etc., requieren de métodos analíticos no solamente capaces de determinar las proporciones respectivas de cada mineral y derivar valores confiables de los parámetros petrofísicos, sino también de predecir de manera aceptable la productividad de los intervalos.

La determinación de la porosidad y el contenido de hidrocarburos es sin duda un aspecto muy importante en la evaluación de las unidades productoras. Sin embargo, se deben examinar otros factores para que la formación sea explotada de manera óptima. Así con los registros también es posible conocer la profundidad y espesor del yacimiento, la litología, el contenido de arcilla, la saturación de fluidos, la densidad de los hidrocarburos y la presión de las formaciones.

Los núcleos y registros geofísicos de pozo, son prácticamente la única fuente para la estimación casi-continua de propiedades petrofísicas tan importantes como la porosidad y la permeabilidad, así que la integración de estas dos fuentes de información es esencial en una interpretación confiable. El entendimiento de las características y limitaciones de cada una de las técnicas de evaluación, es obviamente un requisito esencial para una correcta calibración de los datos y sobre todo para la integración de la información disponible.

Sísmica

La información sísmica es un dato relevante para la caracterización de yacimientos (figura 2.1), ya que permite obtener una imagen de las variaciones laterales de las formaciones de estudio. Su aspecto fundamental lo representa del cubrimiento en un espacio 3D, mientras que su principal limitación lo representa su baja resolución vertical, con lo que solo las grandes variaciones serán identificadas por los datos sísmicos.

La interpretación de los datos sísmicos (figura 4.1) parte de un modelo geológico conceptual del área en estudio. El modelo es una simplificación de la realidad, en el que los únicos elementos incluidos son los que se espera que influyan de manera importante en la interpretación del área en estudio. Toda sísmica tiene una resolución definida la cual depende de las técnicas de adquisición, del procesamiento de los datos y de las características del área en estudio. Cuando se tiene información con una resolución sísmica adecuada, se puede realizar un estudio detallado del yacimiento, en cuanto a su estructura, fallas y límites externos. Por otro lado, cuando la calidad de los datos es inadecuada, es difícil de identificar las características estructurales y estratigráficas importantes.

En la interpretación geológica – sísmica (figura 4.1), se reconocen no sólo los horizontes de interés, sino que también se detectan de manera relativamente sencilla, las fallas principales, algunas veces muy evidentes. Esto depende del tipo de detalle que se tenga en la interpretación, entre línea y línea y entre traza y traza (líneas con orientación perpendicular a las líneas de información sísmica). En las áreas de modelación y caracterización de yacimientos se requiere de una interpretación geológica del yacimiento a mayor detalle, ya que de esto depende una explotación óptima de los hidrocarburos.

La resolución sísmica depende de varios factores, tales como; la longitud de onda, la frecuencia, la fase y la amplitud, además de que con los datos sísmicos se pueden obtener algunos de atributos sísmicos que se relacionan con propiedades físicas de interés, como son: porosidad, fluidos y fracturas, entre otros. Cabe recordar que la facies sísmica es una unidad tridimensional compuesta de reflectores sísmicos con elementos tales como; amplitud, continuidad, frecuencia y velocidad de intervalo y que estas características son diferentes de otras unidades o facies adyacentes.

Es muy importante y fundamental en la interpretación sísmica estratigráfica, entender el medio geológico que genera la reflexión de las ondas sonoras. La reflexión sísmica representa una superficie isócrona, excepto en una discordancia. La reflexión sísmica es la respuesta de los estratos o capas de la tierra, donde la superficie de cada estrato tiene cambios de características físicas como son la densidad y velocidad (impedancia acústica), la cual representa superficies depositacionales con límites litológicos definidos. Las superficies de los estratos o capas representan cambios de régimen depositacional (energía, ambiente, sedimentación, etc.), donde la respuesta sísmica son reflexiones crono-estratigráficas, con cambios en velocidad y densidad.

Vail et al. (1977), elaboraron una lista con los principales parámetros usados en la interpretación sísmica estratigráfica y su significado geológico. Concluyen que la configuración de los reflectores es de origen geológico, controlado por la estratificación o capas relacionadas a los procesos de depositación, topografía, batimetría, erosión y el contacto entre los fluidos. La continuidad de los reflectores sísmicos depende de los cambios de velocidad y densidad de la superficie de los estratos.

Durante el desarrollo de la interpretación sísmica (figura 4.1), y debido que es un método indirecto, se tiene una incertidumbre en el margen de error; desde los parámetros utilizados en el levantamiento sísmico, el procesado de datos sísmicos, recolección de la información, la identificación (picado) de horizontes (estrato geológico a estudiar), el modelo de velocidad, la conversión tiempo a profundidad, etc., que se refleja en el resultado final de la estructura geológica y su volumen de hidrocarburos. Aquí es donde se presenta el mayor impacto de la incertidumbre del modelo, ya que repercute en el contenido de fluido en el yacimiento.

Atributos Sísmicos

Los atributos sísmicos son mediciones específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estadísticas obtenidas a partir de datos sísmicos básicos. Los atributos sísmicos son información obtenida de los datos sísmicos originales, ya sea por medición, por lógica o por experiencia basada en el razonamiento.

Los atributos sísmicos físicos, velocidad de onda P y S, impedancia acústica y elástica, reflectividad de incidencia normal, etc. están influenciados por cambios en las propiedades físicas de las rocas. Algunos atributos sísmicos son más sensibles a cambios en la porosidad de la roca que al tipo de fluido que ésta contiene en los poros. La impedancia acústica de un material elástico es el producto de la velocidad por su densidad. No hay necesidad de interpretar un horizonte para obtener el atributo de impedancia acústica, ya que este se obtiene de un cubo sísmico al aplicarle un modelo de un cubo de velocidad, dando de resultado un cubo de impedancia acústica.

Para los atributos de coherencia (continuidad, correlación, semblanza y covarianza) y varianza no se necesita interpretar un horizonte ya que éstos se obtienen directamente del cubo sísmico y miden la similitud entre dos trazas sísmicas. Los atributos de amplitud se obtienen de un horizonte interpretado, y en la práctica se crean mapas de amplitud para identificar puntos brillantes u oscuros, que son indicadores de la presencia de hidrocarburos y fallas.

Los atributos de frecuencia son resultado de un horizonte interpretado, las bajas frecuencias instantáneas en un yacimiento son buen indicador de gas, ya que los yacimientos con contenido de gas atenúan las altas frecuencias. Por su parte las altas frecuencias son indicadores de alta estratificación geológica, y se correlacionan con capas de arena, es decir; a mayor estratificación se infiere que existen más capas de arena en una estructura geológica específica.

2.2. Modelo Geológico

Basado en la integración de datos, el modelo geológico (figura 2.1), es un compendio de las características y propiedades estáticas de un yacimiento. El modelo geológico en general, consta de modelos más detallados de acuerdo con las diversas disciplinas de la geología, es decir un modelo geológico consta de un modelo estructural, un modelo sedimentario-estratigráfico y un modelo litológico. Uno de los objetivos del modelo geológico es determinar la heterogeneidad del yacimiento e identificar su influencia en las propiedades petrofísicas de las rocas y en las características que tendrá el flujo de fluidos al momento de la producción de hidrocarburos.

Conceptual

Los yacimientos son sistemas complejos y heterogéneos compuestos por diversos tipos de rocas depositadas en diferentes ambientes sedimentarios y afectados por una infinidad de procesos geológicos a lo largo de su historia. En una primera etapa en la conformación de un modelo geológico de un yacimientos, es importante tener claro un modelo conceptual de los procesos que dieron origen al yacimiento en estudio, así el modelo conceptual condensa la evolución geológica que culmina con el tipo roca que forma el yacimiento, la trampa en que se acumuló el petróleo y las propiedades petrofísicas asociadas, además el modelo conceptual sirve como indicativo para definir los posibles límites del yacimiento y las áreas en donde puedan encontrarse características similares, es decir, las áreas con posibilidades de continuar la exploración.

Estructural

El modelo estructural está relacionado con los esfuerzos y deformación que determinan el tipo y orientaciones de la estructura que forma el yacimiento, se refiere en concreto a la definición de la estructura geológica (trampa), fallas, y límites que presenta el yacimiento, en decir un modelo estructural es la arquitectura o esqueleto que conforma un yacimiento.

En ciertos lugares, los esfuerzos que actúan sobre la estructura rompen la roca, formando bloques que se desplazan, ya sea por encima o por abajo y en forma horizontal algunos metros o kilómetros de distancia. Estas fracturas con desplazamiento se conocen como fallas geológicas. Cuando el esfuerzo es de expansión se originan fallas normales que tienden a ser perpendiculares a la dirección de la extensión. Las fallas normales son probablemente los rasgos estructurales más

comunes, ya que las rocas son débiles bajo tensión. Por otro lado, si el esfuerzo es de comprensión se originan fallas inversas. Las fallas se producen por esfuerzos desbalanceados que exceden la resistencia de las rocas, y el tipo de falla depende de si los esfuerzos verticales u horizontales son mayores.

El arqueo produce extensión, por lo que los sedimentos se rompen a lo largo de fallas normales y producen características tipo fosa de hundimiento en la cima. La curvatura anticlinal tiende a hacer débiles las reflexiones sísmicas y a aumentar la posibilidad de fallamiento, de modo que la calidad de los datos sísmicos se deteriora sobre los anticlinales. La interpretación estructural define la geometría de las áreas que contienen hidrocarburos, así como el tren de fallamiento y fracturamiento. La sección estructural derivada de las interpretaciones sísmicas, geológicas y petrofísicas muestra la estructura del yacimiento (figura 2.1), el espesor de las diferentes unidades geológicas y los límites vertical y horizontal. La sísmica y los datos de registros de pozo son fundamentales para definir el modelo de deformación que presenta el yacimiento.

El modelo estructural del yacimiento, tiene cierto grado de incertidumbre, que está relacionado parcialmente al conocimiento del área del yacimiento y a las limitaciones de las técnicas que comúnmente son empleadas en la interpretación y en la configuración estructural, así como al patrón de fallas que afectan el yacimiento y a sus límites externos. En el procedimiento de la interpretación sísmica con fines estructurales, los errores pueden estar básicamente relacionados a la interpretación del horizonte y a problemas de la conversión tiempo - profundidad. Los errores en la interpretación del horizonte son debidos en ocasiones al mal diseño del procesado sísmico y pueden representar una fuente importante de incertidumbre en la interpretación estructural.

En los problemas de conversión tiempo - profundidad, un factor importante es el modelo de velocidad empleado, así como, información de pozos con registros de velocidad de baja calidad, variaciones laterales de la litología, presencia de gas, etc. El impacto puede ser relevante, especialmente cuando existe un pobre control de la estructura, ya que pequeñas variaciones en el modelo de velocidad, pueden generar fluctuaciones significantes en la estimación del volumen de hidrocarburos del yacimiento.

La configuración estructural del yacimiento es definida con base en la interpretación de datos sísmicos. Se realiza la interpretación (picado) del horizonte de interés de un cubo sísmico en

tiempo, generando datos en coordenadas X y Y en tiempo doble de viaje de la onda sísmica, y sus respectivos polígonos de fallas. Se genera un mapa estructural en tiempo (figura 4.1), el cual, al multiplicarlo por un modelo de velocidad media de la formación geológica de interés, da como resultado un modelo estructural en profundidad. Es de fundamental importancia tener información de pozos, tales como; registro sísmico (DT), registro de perfil sísmico vertical (VSP) y/o puntos de disparo (Check-Shot), para conocer la distancia y tiempo de viaje de la onda sísmica, para poder así definir un modelo de velocidad confiable.

Las fallas interceptadas por los pozos, son las más fáciles de identificar. Ya que en una sección sísmica, en la que se tiene ausencia de estructura, estarían relacionadas a una falla normal, mientras que en una sección sísmica con repetición de estratos se le adjudica a una falla inversa. Las fallas son afectadas por zonas de anomalías, visto en términos de resistividad y densidad. También los registros de pozos se utilizan para identificación de fallas. Un pozo vertical tiene muy poca probabilidad de interceptar una falla, en comparación con un pozo horizontal, ya que en la mayoría de los casos estas son verticales o casi verticales. Las fallas también pueden ser detectadas de las discontinuidades en el patrón de reflexión sísmica.

Establecer el patrón de fallas de un yacimiento en particular, es una actividad compleja, la cual involucra datos de diferentes disciplinas. El grado de detalle de la interpretación depende del tamaño de las características estructurales que se desean identificar, ya que tienen un fuerte impacto en el flujo de hidrocarburos. La sísmica por si sola no es suficiente para establecer un patrón estructural, así que otras técnicas deben ser usadas junto a la interpretación sísmica como son las pruebas de pozos e información de producción.

Estratigráfico

El modelo estratigráfico define las unidades que conforman el yacimiento, es decir es el relleno de la arquitectura o almacén que se definió en el modelo estructural. El modelo estratigráfico tiene que ver con la definición de las superficies que delimitan a las principales unidades de flujo del yacimiento.

El modelo estratigráfico implica un trabajo de correlación que potencialmente involucra un considerable número de disciplinas tales como: sísmica, estratigrafía de secuencias, sedimentología, interpretación de registros de pozos, bioestratigrafía, geoquímica, y estudios de

análogos de superficie. Una parte importante del modelo estratigráfico es la construcción de una malla estratigráfica que define la geometría interna de las unidades, para lo cual existen en general dos posibilidades: capas proporcionales o capas paralelas.

Siendo la estratigrafía de secuencias una disciplina relativamente nueva y que tiene aplicación directa en la definición del modelo estratigráfico, cabe ahondar en sus conceptos. La estratigrafía de secuencias se puede definir como el estudio de paquetes de estratos separados por discordancias denominadas secuencias depositacionales depositadas durante un ciclo del nivel relativo del mar. Es el estudio de facies genéticamente relacionadas dentro de un marco cronoestratigráfico. El principio básico es que el patrón de sedimentación es controlado por cambios relativos del nivel del mar, y este a su vez, es controlado por la eustasia, subsidencia, tectónica y sedimentación. La interacción de esos factores determina el espacio disponible para el acomodo de sedimentos y la geometría resultante del patrón de sedimentación.

La aplicación de la estratigrafía de secuencias a un yacimiento proporciona un marco estratigráfico detallado, que puede reducir el riesgo de errores en las correlaciones entre diferentes unidades genéticas. Dentro de una secuencia es posible predecir la continuidad, conectividad y extensión de cuerpos de estructuras contenedoras de hidrocarburos y establecer los parámetros para un modelo geológico – petrofísico.

Una secuencia estratigráfica se puede definir como el estudio de facies relacionadas con un marco de superficies crono-estratigráficas. El principio básico es el patrón de deposición de sedimentos controlado por cambios del nivel del mar debido a subsidencia, movimientos eustásicos, tectónico y a la sedimentación. En estratigrafía de secuencias la jerarquía del patrón depositacional se puede definir, en relación a la escala de observación. La lámina es la capa más pequeña; es uniforme en composición y textura. El límite de secuencia es una capa lateralmente continua, dispersa, cubriendo al menos una cuenca completa, tiene significado crono-estratigráfico, ya que está formada en un marco de tiempo de pocos cientos a miles de años.

La aplicación de estratigrafía de secuencias a los yacimientos proporciona un marco estratigráfico detallado de las diferentes unidades genéticas, ya que puede ser estudiada e identificada a diferentes escalas. Dentro de una secuencia es posible predecir la continuidad, conectividad y

extensión de los cuerpos de arena y establecer los parámetros representativos para el modelado estocástico. Sus principios se pueden aplicar a los sistemas siliciclásticos y carbonatos.

Dentro de la estratigrafía sísmica se encuentra el análisis de secuencias sísmicas, aquí los límites de las unidades estratigráficas de tiempo se pueden reconocer en los datos sísmicos. Una unidad estratigráfica de tiempo es un conjunto tridimensional de facies depositadas contemporáneamente como partes del mismo sistema, ligadas genéticamente por procesos y ambientes de depositación. La clave para la definición de una unidad estratigráfica es que en la parte superior y la base representan discordancias. La técnica para trazar planos de unidades es localizar las angularidades que marcan las discordancias (ver figura 2.2) y continuar trazando los planos de las discordancias a través de las regiones donde no son evidentes por tales angularidades.

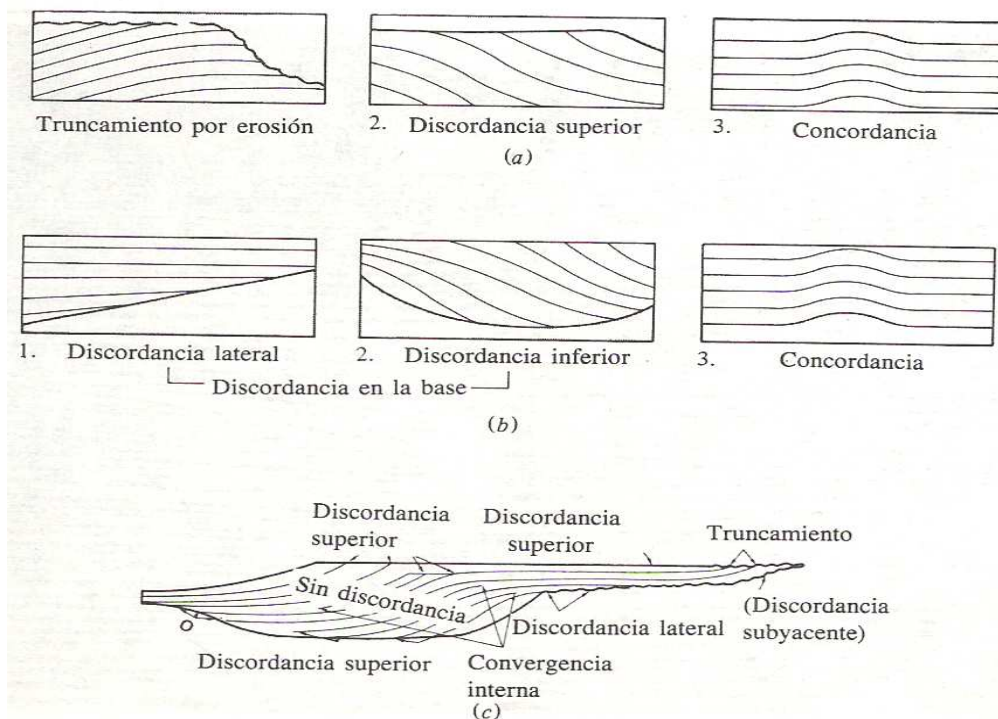


Figura 2.2. Reflexiones en límites de secuencias sísmicas (Mitchum y colaboradores, 1977).

Vail et al. (1977), propone el uso de diagramas para relacionar secuencias sísmicas con cambios en el nivel relativo del mar. Una elevación relativa del nivel del mar se puede producir ya sea por una elevación absoluta del nivel del mar o por una subsidencia del nivel de tierra. La evidencia primaria por una elevación relativa del nivel del mar vista en los datos sísmicos es un traslape costero, la terminación progresiva de reflexiones en la dirección hacia tierra. Esta elevación está asociada con una transgresión sobre una discordancia, pero también con una regresión si el influjo de sedimentos es suficientemente rápido. Un descenso gradual del nivel del mar produce una separación del traslape de reflexiones en una discordancia por erosión sobrepuesta, mientras que en un descenso rápido produce un cambio hacia el mar del traslape.

El procedimiento de análisis de secuencias sísmicas continúa con el trazo de planos de una secuencia sobre una retícula de líneas, la construcción de mapas de estructura e isopacas de cada unidad, subdividiendo estos planos de acuerdo con evidencias de facies sísmicas, relacionándolos con unidades adyacentes y por último atribuyéndoles significado estratigráfico. En el análisis de secuencias sísmicas está implícito el concepto de que la actitud de las reflexiones sísmicas es la de líneas de tiempo de depositación y no de líneas de facies.

A la facies sísmica se deben las características distintivas que hacen a un grupo de reflexiones verse diferente de las reflexiones adyacentes. Las reflexiones paralelas sugieren depositación uniforme sobre una superficie estable o subsidiendo uniformemente, mientras que las reflexiones diferentes indican variación en el ritmo de depositación de un área a otra o bien una inclinación gradual. Las reflexiones caóticas sugieren energía depositacional relativamente alta, variabilidad de condiciones durante la depositación, o bien alteraciones después de la depositación.

Los patrones de sigmoides se caracterizan por reflexiones con forma de S muy uniforme, y las partes superiores de las reflexiones exhiben concordancia con la parte superior de la unidad de secuencia. Estas indican elevación relativa del nivel del mar y por lo general, consisten en sedimentos de grano fino, a veces calcáreo. El análisis del carácter de la reflexión consiste en el estudio de los cambios de traza a traza, en la forma de la onda de una o más reflexiones con el objeto de localizar y determinar la naturaleza de los cambios en la estratigrafía o fluido en los espacios porosos.

Los sismogramas sintéticos se usan con frecuencia para determinar la naturaleza de los cambios estratigráficos que indica el cambio de onda. La estratigrafía se modela y se ajusta con las formas de la onda sísmica observada.

Litológico

Un modelo litológico detallado del yacimiento representa una potente herramienta como guía de la distribución petrofísica, ya que en muchos yacimientos las facies litológicas y las características petrofísicas están íntimamente relacionadas, de ahí su importancia. El modelo litológico del yacimiento se refiere a una etapa de identificación y clasificación de facies.

El concepto de facies es particularmente adecuado para estudios integrales de yacimientos, ya que pueden ser consideradas como el volumen elemental práctico del yacimiento y representan el bloque básico para la construcción de modelos geológicos en tres dimensiones.

En la práctica, la definición de facies en una primer etapa se reduce a la definición de dos tipos de facies: la que constituye al yacimiento y la que no. Pero cuando se tiene información de buena calidad, es decir cuando se identifican un número mayor de facies, se puede intentar un enfoque más sofisticado basado en el tratamiento estadístico multivariado de los datos. Las facies se definen en los núcleos, luego se identifican en los registros, finalmente se agrupan en un número reducido que se denominan *litotipos*.

El propósito práctico de la definición de facies, se centra en como construir distribuciones realistas en tres dimensiones de las facies, de manera que puedan ser usadas posteriormente en la modelación del yacimiento. Las facies deben poseer un control significativo sobre las propiedades petrofísicas, ya que de otra manera, la modelación de la distribución de las facies será de poco beneficio, ya que la incertidumbre no se reducirá y los modelos resultantes no tendrán un mayor poder predictivo.

Heterogeneidades del Yacimiento

Las heterogeneidades del yacimiento están relacionadas con características geológicas, tanto a pequeñas como a gran escala y que su impacto en el flujo de los yacimientos es proporcional al grado de importancia que presenten. Los yacimientos en general son heterogéneos, y dicha heterogeneidad se debe a su litología, textura, presencia de fracturas, fallas, efectos diagenéticos,

etc. Así se pueden identificar siete tipos básicos de heterogeneidades, referidas a diferentes escalas de magnitud y pueden ser de origen estratigráfico, diagenético o estructural principalmente.

Las heterogeneidades de pequeña escala, se pueden reconocer en núcleos. Se relacionan a la laminación y estratificación cruzada y características del medio poroso. Las heterogeneidades a grande escala, son los tipos más importantes de discontinuidades internas del yacimiento, las cuales representan trayectorias favorables a los fluidos, barreras, y zonas con contrastes bien marcados de permeabilidad. Su impacto en la dinámica del yacimiento puede ser muy fuerte.

Los límites de las unidades representan discontinuidades estratigráficas, donde el potencial de sello es variable y generalmente esta relacionada a múltiples factores. Las fracturas naturales representan un tipo en particular de las heterogeneidades de los yacimientos, se encuentran en todas las escalas, desde pequeña escala, microfracturas y estilolitas, hasta megaescala como fallas regionales.

Los fluidos del yacimiento están en equilibrio hidráulico y son distribuidos verticalmente de acuerdo a su densidad, presión y temperatura. La interfase entre los fluidos es horizontal, y si el yacimiento está hidráulicamente conectado, los pozos tendrán esos contactos a la misma profundidad. Bajo condiciones normales, las variaciones tienden a ser homogéneas y a desaparecer con el tiempo. La difusión y convección son procesos lentos que actúan continuamente desde el momento en que el yacimiento se forma, también son los principales mecanismos responsables para homogeneizar las variaciones de la composición del agua de formación.

Las pruebas de pozo tradicionalmente fueron pruebas para determinar el flujo de fluidos de producción, daños del pozo y algunos parámetros básicos del yacimiento, como presión y permeabilidad. Actualmente las pruebas de pozo es una disciplina poderosa en la caracterización de yacimientos. El análisis de pruebas de pozo puede representar una fuente importante de información acerca de la estructura interna del yacimiento. Así también el objetivo de una prueba en multi-pozos, es propicia para verificar la conectividad hidráulica entre los pozos y el yacimiento.

2.3 Modelo Petrofísico Integrado

El flujo de fluidos tiene lugar en una red interconectada de espacios de poro. Las características y las propiedades de esta red porosa están relacionadas con la distribución original del tamaño de los granos de la roca del yacimiento. La comprensión de la estrecha relación existente entre la red de poros, las propiedades de la roca y el flujo constituye la piedra angular de cualquier estudio de un yacimiento.

Para establecer un modelo petrofísico en un yacimiento se requiere transitar por dos etapas. En la primera etapa, conocida como *evaluación petrofísica*, a partir de mediciones en núcleos y de registros geofísicos, se aplican diversos procedimientos de interpretación y estimación de las propiedades petrofísicas: porosidad (ϕ), saturación de agua (S_w) y permeabilidad (K). El resultado de esta etapa es un modelo petrofísico a escala de pozo.

Mientras que en la segunda etapa se emplean un número de técnicas, principalmente geoestadísticas, que integran de manera sistemática el modelo geológico, la petrofísica previamente obtenida a escala de pozo y la sísmica con el fin de derivar modelos en dos y tres dimensiones de distribuciones de las propiedades petrofísicas de manera que describan correctamente su variabilidad espacial a escala de yacimiento.

En aras de ser específicos en lo sucesivo, nos restringiremos sin pérdida de generalidad, a la descripción de los aspectos metodológicos que involucran a la modelación de la propiedad petrofísica porosidad.

Evaluación petrofísica

La porosidad se define como la relación entre el volumen de espacio de poro y el volumen de grano de la roca del yacimiento. Es un parámetro adimensional y puede ser expresado en fracción o por ciento.

Desde el punto de vista del proceso responsable de la formación de la porosidad se clasifica fundamentalmente en dos tipos:

- **Primaria:** es la porosidad original después de la deposición de los sedimentos y su compactación inicial.

- **Secundaria:** debida a los esfuerzos tectónicos (fracturas, stylolytes y joints) y a la circulación del agua subterránea (disolución, recristalización, lixiviación y dolomitización). Es más importante en rocas carbonatadas debido a su fragilidad y relativa solubilidad.

Otra clasificación tiene que ver con la conectividad de los poros:

- **Total:** incluye toda la porosidad.

- **Efectiva:** es la interconectada.

Según la clasificación de Choquette y Pray (1970), existen siete tipos de porosidades en dependencia de su origen y su escala: interparticular, intraparticular, intercristal, moldica, fenestral, fracturas y vugular.

Datos de Núcleo

Para evaluar la precisión y la representatividad de los datos en núcleos se debe tener en cuenta los siguientes puntos:

- a) Precisión
- b) Volumen de soporte
- c) Fracturas
- d) Condiciones de la medición

Registros geofísicos

Sónico: mide los trenes de onda acústica en formaciones rocosas. La velocidad de las ondas compresionales es una función de la rigidez y la densidad del material: mientras sea mayor su rigidez y menor su densidad, mayor será la velocidad. Mientras que la porosidad tiende a disminuir la rigidez de la roca y por lo tanto, es inversamente proporcional a la velocidad. En presencia de gas se sobreestima la porosidad. Puede servir en rocas carbonatadas para la estimación de la **porosidad secundaria** ya que la onda tiende a seguir el camino más corto interconectado a través de la roca ignorando las fracturas y los vugulos, por lo que si se cuenta con un registro de densidad-neutrón la diferencia entre ambos puede ser un indicador cualitativo del grado de la **porosidad secundaria**. Se estima usando la fórmula de Willye:

$$\phi = \frac{(t - t_{ma})}{(t_f - t_{ma})},$$

donde t_f, t_{ma} – tiempo de viaje en el fluido y en la matriz

Densidad (Rayos Gamma): ofrece un estimado de la densidad bruta de la roca mediante la medición de la atenuación de los rayos gamma entre una fuente y un receptor. Los rayos gamma se dispersan y se absorben en la formación como una función de la densidad de electrones de la formación, la cual está cercanamente relacionada con la densidad bruta. Cuando está la formación saturada de gas o de hidrocarburo ligero se puede sobreestimar la porosidad. A diferencia del registro sísmico el de densidad es un estimado de la **porosidad promedio total**. Se usa para su cálculo la fórmula:

$$\phi = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)},$$

donde $\rho_b, \rho_f, \rho_{ma}$ densidad de grano, del fluido y de la matriz

Neutrón: mide la tasa de absorción de la formación de neutrones rápidos emitidos continuamente por una fuente radioactiva. Los neutrones son frenados por la colisiones con núcleos (hidrógeno), por lo que la población de neutrones es inversamente proporcional a la porosidad, ya que en formaciones limpias todo el hidrógeno está contenido en los fluidos dentro de los poros. Como el registro de densidad es un estimador de la **porosidad total** de la formación. Combinado con el de densidad permite la determinación de la porosidad sin tener que conocer la litología, por lo que representa (densidad / neutrón) la técnica aún más comúnmente usada.

Resonancia Magnética Nuclear (NMR): Se emite un fuerte pulso de campo magnético a la formación. Su medición es independiente de la litología y es un reflejo de la porosidad efectiva. En los carbonatos permite distinguir entre la porosidad intercrystalina y la de vugulos.

Integración de Mediciones de Núcleo y Registros

Un procedimiento general para la estimación de la porosidad es difícil de definir ya que depende de tipo de datos disponibles y del tipo de yacimiento bajo estudio, pero debe incluir los siguientes puntos:

- Revisar toda la información de núcleo disponible prestando atención al tipo de técnica usada.

- Eliminar los que sean no confiables.
- Revisar todos los registros, comprobar la calidad de los datos, eliminar los que no satisfagan los requerimientos mínimos. Verificar la respuesta de la herramienta en marcadores litológicos (ejemplo: arcillas) y aplicar de ser necesario la calibración y/o normalización de las curvas.
- Calcular los perfiles de porosidad para todos los pozos que posean registros confiables.
- Establecer la correspondencia en profundidad de los registros con los núcleos.
- Comparar los valores de registros y núcleos mediante un gráfico de dispersión. Se pueden hacer correcciones tomando como referencia la información en núcleos.

Mayormente la porosidad no representa gran dificultad excepto: en los casos de litología compleja, ya que la mayoría de los métodos dependen del conocimiento de la misma o en yacimientos (fracturados) carbonatados, donde la porosidad secundaria (debido a las fracturas) representa un porcentaje significativo de la porosidad total.

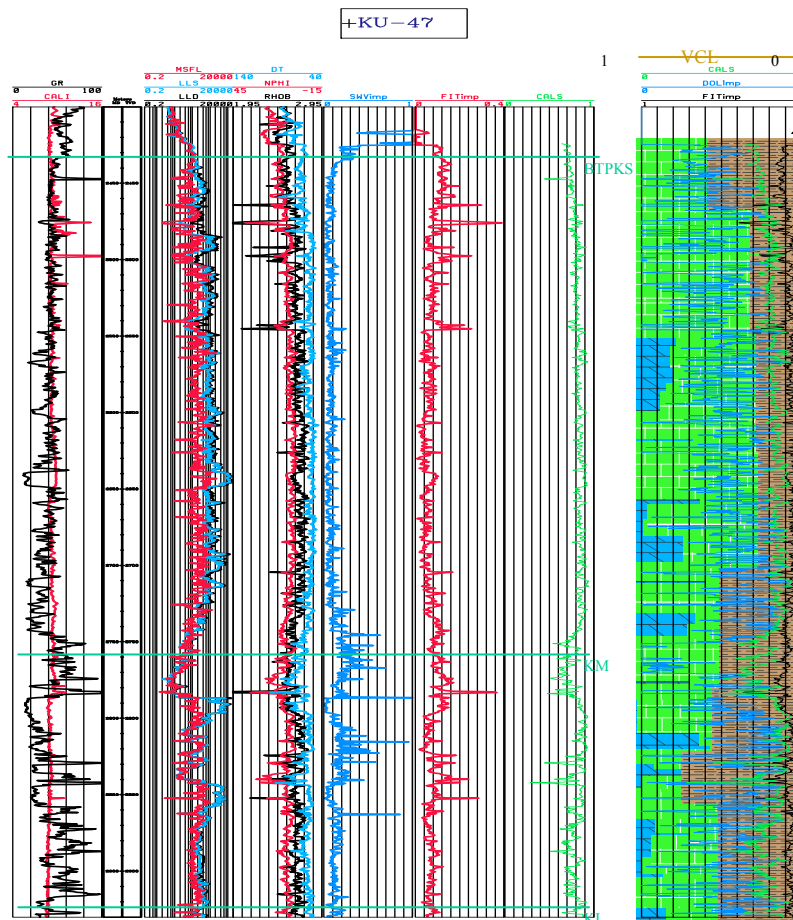


Figura 2.3. Registro petrofísicos de un pozo del área de estudio.

Distribución de las Propiedades Petrofísicas

Esta etapa consiste en el análisis de la variación lateral de las propiedades petrofísicas con el propósito de poder generar distribuciones 2D y 3D a la escala de yacimiento (figura 2.3). Durante muchos años únicamente se usaron métodos de interpolación para este fin, pero en los últimos 10 años se ha incrementado la aplicación de técnicas geoestadísticas que permiten integrar diferentes fuentes de información, en particular la sísmica en 3D a través del uso de los atributos sísmicos.

Partiendo de la interpretación petrofísica disponible a nivel de pozo, posiblemente promediada en cada sección vertical (en las capas del yacimiento), la distribución espacial de la porosidad puede ser obtenida de diferentes maneras.

Interpolación 2D

- Método de distancias inversas al cuadrado.
- Es un método sencillo e intuitivo.
- No es óptimo.
- Kriging Ordinario.
- Es óptimo pues toma en cuenta la correlación espacial para minimizar la varianza del error.
- En ambos casos los resultados son muy suavizados si no se posee una información lateral densa.
- Simulaciones Estocásticas (Geoestadísticas) condicionadas a los datos en los pozos y restringidas por el modelo de facies.
- Reproducen la heterogeneidad y la variabilidad espacial de los datos.
- Múltiples modelos igualmente probables.

Integración con la Sísmica

La sísmica es la única fuente directa de información sobre la región entre los pozos. Antiguamente su uso estaba limitado a la delimitación estructural del yacimiento, pero en la actualidad ofrece una información muy importante para la caracterización del yacimiento. Su empleo es a través de algún atributo sísmico que esté correlacionado con la propiedad petrofísica de interés, en este caso porosidad, mediante la aplicación de un modelo de regresión o de estimación conjunta: Cokriging o de alguno de los métodos alternativos al Cokriging como son: Cokriging Colocado y Kriging con Deriva Externa.

El procedimiento sigue los siguientes pasos:

Calibración: Los datos sísmicos deben ser calibrados verticalmente y arealmente con la información de pozo. Para esto se usan: registros sísmicos, Perfiles Sísmicos Vertical (VSP) y checkshot velocity surveys.

Identificación del Atributo Sísmico: Amplitud, impedancia acústica, etc, pero debe estar fuertemente correlacionado con la porosidad. Existe el riesgo de aceptar correlaciones falsas o espurias cuando hay pocos datos de pozo.

Predicción: se aplica regresión, Cokriging o de alguno de sus métodos alternativos.

Validación Cruzada: Se estiman quitando uno a uno los pozos y se estiman los valores usando el resto, luego se calcula alguna medida del error.

Distribución 3D

Empleo de modelos geocelulares (mallas en 3D) y de la geoestadística.

Hay dos enfoques para la modelación geoestadística de la porosidad:

Estimación Directa: Se modela directamente a partir de un número de perfiles verticales de porosidad en los pozos y una función de correlación espacial.

Modelación en dos Etapas: Primero se obtiene un modelo litológico en 3D usando un grupo selecto de facies, y luego se modela la porosidad dentro de cada litofacies.

Observación: Se debe hacer notar que la integración de la información sísmica en 3D es un problema difícil debido a que su resolución vertical es mucho más pobre que la típica escala vertical de la descripción geológica. Aún no existen métodos satisfactorios para realizar esta integración.