



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE
YACIMIENTOS CARBONATADOS
BASADA EN TIPOS DE ROCA”**

TESIS

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERA PETROLERA**

PRESENTA:

SHONTAT LÓPEZ PÉREZ

**DIRECTOR: ING. OCTAVIO STEFFANI
VARGAS**



MÉXICO, D.F. 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS CARBONATADOS BASADO EN TIPOS DE ROCAS

ÍNDICE

Agradecimientos

Resumen 1

Abstract 2

Introducción 3

Capítulo 1

1. Conceptos básicos	5
1.1. Yacimiento	5
1.1.1. Yacimiento homogéneo	5
1.1.2. Yacimiento heterogéneo	5
1.2. Porosidad	5
1.2.1. Métodos para determinar la porosidad	6
1.3. Saturación	6
1.4. Permeabilidad	7
1.4.1. Permeabilidad absoluta	7
1.4.2. Permeabilidad efectiva	8
1.4.3. Permeabilidad relativa	8
1.4.4. Métodos de determinación de la permeabilidad	8
1.5. Resistividad	9
1.6. Factor de formación	9
1.7. Tipos de roca	10
1.7.1. Rocas ígneas	10
1.7.2. Rocas metamórficas	10
1.7.3. Rocas sedimentarias	10
1.7.4. Rocas carbonatadas	11
1.8. Estratigrafía	11
1.8.1. Estrato	12
1.8.2. Clasificación estratigráfica	12
1.8.3. Unidad estratigráfica	12
1.8.4. Litoestratigrafía	12
1.8.5. Clasificación litoestratigráfica	12
1.8.6. Unidad litoestratigráfica	12

1.9.	Columna geológica del tiempo	13
1.10.	Pliegues	14
1.10.1.	Anticlinal	14
1.10.2.	Sinclinal	14
1.11.	Fallas	14
1.12.	Propiedades pVT de los hidrocarburos	15
1.12.1.	Factor de volumen del aceite	16
1.12.2.	Factor de volumen del gas	16
1.13.	Caracterización de yacimientos	17

Capítulo 2

2.	Proceso Exploratorio y de Explotación	19
2.1.	Cadena del proceso exploratorio	19
2.1.1.	Evaluación del potencial	20
2.1.1.1.	Play	21
2.1.2.	Incorporación de reservas	22
2.1.2.1.	Prospecto	22
2.1.3.	Volumetría	23
2.1.4.	Caracterización inicial y delimitación del yacimiento	27
2.1.4.1.	Reservas	27
2.2.	Cadena del proceso de explotación	31
2.2.1.	Desarrollo de campos	32
2.2.1.1.	La actualización del volumen original	33
2.2.1.2.	Análisis nodal	33
2.2.1.3.	El factor de declinación	35
2.2.1.4.	Los costos de inversión	36
2.2.1.5.	Las premisas económicas	36
2.2.1.6.	Número óptimo de pozos	38
2.2.1.7.	Esquema de explotación	39
2.2.1.8.	Jerarquización de pozos	40
2.2.1.9.	Pronósticos de producción	40
2.2.1.10.	Indicadores económicos	41
2.2.2.	Abandono de campos	43

Capítulo 3

3.	Registros Geofísicos	46
3.1.	Clasificación de registros	47
3.2.	Utilidad de los registros	48

3.3.	Factor de formación	48
3.4.	Registros	50
3.4.1.	Registro de potencial espontáneo	51
3.4.1.1.	Origen del SP	53
3.4.1.2.	Influencia de los fluidos de perforación	55
3.4.1.3.	Aplicaciones del registro SP	56
3.4.2.	Registro neutrón compensado	58
3.4.2.1.	Aplicaciones de la herramienta de neutrón compensado	58
3.4.3.	Registro de litodensidad compensada	59
3.4.3.1.	Aplicaciones de la herramienta de litodensidad compensada	60
3.4.4.	Registros de rayos gamma	61
3.4.4.1.	Propiedades de los rayos gamma	62
3.4.4.2.	Aplicaciones de la herramienta de rayos gamma	62
3.4.4.3.	Equipo (GR) rayos gamma	63
3.4.5.	Espectroscopía de rayos gamma	64
3.4.5.1.	Aplicaciones de la herramienta de espectroscopía de rayos gamma	65
3.4.6.	Registros de resistividad	66
3.4.6.1.	Doble inducción fasorial	67
3.4.6.2.	Aplicaciones de la herramienta de doble inducción fasorial	67
3.4.6.3.	Doble laterolog telemétrico	68
3.4.6.4.	Aplicaciones de la herramienta doble laterolog telemétrico	70
3.4.6.5.	Microesférico enfocado	71
3.4.6.6.	Aplicaciones de la herramienta microesférico enfocada	72
3.4.7.	Registro sónico digital	72
3.4.7.1.	Aplicaciones de la herramienta sónica digital	73
3.4.8.	Registro de imágenes	75
3.4.8.1.	Aplicaciones de los registros de imágenes	75
3.4.8.2.	Registros de imagen resistivos	76
3.4.8.3.	Aplicaciones de los registros de imagen resistivos	77
3.4.8.4.	Registros de imagen acústicos	78
3.4.8.5.	Aplicaciones de los registros de imagen acústicos	80

Capítulo 4

4.	Determinación de tipos de rocas	81
4.1.	Etapa 1	81
4.1.1.	Las litofacies	81
4.1.2.	Rocas y porosidad	82

4.1.2.1.	Petrología.....	82
4.1.2.2.	Mineralogía.....	83
4.1.2.3.	Diagénesis.....	84
4.1.2.4.	Porosidad.....	86
4.1.2.5.	Permeabilidad.....	87
4.1.2.6.	Tensión superficial.....	89
4.1.2.7.	Capilaridad.....	90
4.1.2.8.	Saturación.....	90
4.1.2.9.	Resonancia magnética nuclear.....	92
4.1.2.10.	Descripción de láminas delgadas.....	94
4.1.2.11.	Microscopio electrónico de barrido.....	94
4.1.2.12.	Difracción de rayos equis.....	95
4.2.	Etapa 2.....	95
4.2.1.	Tipos de roca a partir de núcleos convencionales.....	95
4.2.2.	Tipos de roca a partir de registros geofísicos.....	98
4.2.3.	Unidades de flujo.....	101

Capítulo 5

5.	Modelo sedimentario.....	104
5.1.	Estudio de estratigrafía.....	105
5.1.1.	Los objetivos de la estratigrafía.....	106
5.1.1.1.	Identificación de los materiales.....	106
5.1.1.2.	Delimitación de unidades litoestratigráficas.....	107
5.1.1.3.	Ordenación relativa de las unidades (secciones estratigráficas.....	108
5.1.1.4.	Interpretación genética de las unidades.....	108
5.1.1.5.	Levantamiento de secciones estratigráficas.....	109
5.1.1.6.	Correlación.....	109
5.1.1.7.	Introducción de la coordenada tiempo.....	110
5.1.1.8.	Análisis de cuencas.....	110
5.2.	Estudio de sedimentología.....	111
5.2.1.	Sedimentología.....	111
5.2.1.1.	Estudio de campo: mapeo y registro.....	112
5.2.1.2.	Registros gráficos sedimentarios.....	112
5.2.1.3.	Paleocorrientes.....	113
5.2.1.4.	Recolección de muestras de roca.....	114
5.2.1.5.	Descripción de núcleos.....	114
5.3.	Estudio de diagénesis.....	115
5.3.1.	Procesos de la diagénesis.....	116

5.3.1.1.	Compactación	117
5.3.1.2.	Cementación	118
5.3.1.3.	Recristalización	119
5.3.1.4.	Reemplazamiento	119
5.3.1.5.	Disolución (solución diferencial)	120
5.3.1.6.	Autigénesis	120
5.3.2.	Procesos de la diagénesis en rocas carbonatadas	121
5.3.2.1.	Bioturbación	121
5.3.2.2.	Micritización	122
5.3.2.3.	Cementación	122
5.3.2.4.	Compactación	123
5.3.2.5.	Neomorfismo	124
5.3.2.6.	Dolomitización-dedolomitización	124
5.3.2.7.	Silicificación	125
5.4.	Estudio de fracturamiento	126
5.4.1.	Fracturas naturales en el desarrollo de campos petroleros	126
5.4.1.1.	Clasificación de las fracturas	127
5.4.2.	Evaluación de fracturas y campos	130
5.4.2.1.	Red sísmica para caracterizar las fracturas	131
5.4.2.2.	Modelado de los efectos de las fracturas	131

Capítulo 6

6.	Caracterización de yacimientos	133
6.1.	Etapa cero	134
6.1.1.	Geología regional	134
6.1.2.	Geología estructural	134
6.1.3.	Descripción de núcleos	137
6.1.4.	Procesos deposicionales o sedimentarios	139
6.1.5.	Ambientes deposicionales o sedimentarios	139
6.1.6.	Estratigrafía	141
6.2.	Etapa tres	142
6.2.1.	Modelo sísmico (geológico-petrofísico)	143
6.2.1.1.	Datos relevantes para el modelo	144
6.2.1.1.1.	Núcleos	144
6.2.1.1.2.	Registros geofísicos de pozos	144
6.2.1.1.3.	Sísmica	145
6.2.1.1.4.	Atributos sísmicos	146
6.2.1.2.	Modelo geológico	147

6.2.1.2.1.	Conceptual.....	147
6.2.1.2.2.	Estructural.....	147
6.2.1.2.3.	Estratigráfico.....	148
6.2.1.2.4.	Litológico.....	148
6.2.1.2.5.	Heterogeneidades del yacimiento.....	149
6.2.1.3.	Modelo petrofísico integrado.....	150
6.2.1.3.1.	Evaluación petrofísica.....	150
6.2.1.3.2.	Datos de núcleo.....	150
6.2.1.3.3.	Registros geofísicos.....	150
6.2.1.3.4.	Integración de mediciones de núcleo y registros.....	150
6.2.1.3.5.	Distribución de las propiedades petrofísicas.....	151
6.2.1.3.6.	Interpolación 2D.....	151
6.2.1.3.7.	Integración con la sísmica.....	152
6.2.1.3.8.	Distribución 3D.....	152
6.2.2.	Datos de producción.....	152
6.2.2.1.	Análisis de las pruebas de pozo.....	153
6.2.2.2.	Condiciones de flujo continuo.....	154
6.2.2.2.1.	Prueba de inyección.....	154
6.2.2.2.2.	Flujo continuo.....	154
6.2.2.2.3.	Flujo continuo en tres etapas.....	155
6.2.2.2.4.	Pruebas convencionales.....	155
6.2.3.	Modelos geoestadísticos.....	160
6.2.3.1.	Zonas críticas de la estimación.....	162
6.2.3.2.	El presente de la geoestadística.....	162
6.2.4.	Gestión y administración de yacimientos.....	162
6.2.4.1.	Conformación del equipo multidisciplinario.....	163
6.2.4.2.	Integración de datos confiables y componentes tecnológicos.....	164
Conclusiones.....		166
Bibliografía.....		168

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios por colmarme de fuerza, paciencia, voluntad e inteligencia a lo largo de mi carrera y reflejándose en este trabajo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México UNAM, mi alma mater por proveerme los conocimientos y las herramientas para formarme como verdadera ingeniera petrolera.

A los profesores que me formaron desde que inicié mi sueño y a mi director de tesis Ing. Octavio Steffani Vargas por guiarme en este arduo trabajo y finalizar con éxito.

A mis padres Sr. Rafael López Pérez y Sra. Olivia Pérez Ávalos por ser mi principal apoyo y motivación en todo el camino que tuve que recorrer hasta llegar a mi meta. Gracias por nunca abandonarme y siempre confiar en mí ciegamente y con todo su amor. Este es el resultado de su esfuerzo, gracias por ser los mejores padres, los amo.

A mis hermanos Emanuel López Pérez, Rafael López Pérez y Ricardo Escanga Ortiz, por ser siempre mi mano derecha y levantarme cuando me cansaba. Los amo con toda el alma, siempre juntos.

A toda mi familia por siempre apoyarme a pesar de la distancia.

A mi pareja amada Axl Leonardo Monroy Hernández por apoyarme incondicionalmente y nunca dejarme sola, y a tu familia por acogerme como si fuera parte de ella. Gracias por todo esto y más amor, te amo.

A mis amigos por animarme cuando más lo necesité y motivarme a siempre seguir adelante a pesar de todo. Un abrazo.

Esta tesis es dedicada para todos ustedes, quienes habitan ahora y siempre en mi corazón.

Pero en especial es dedica a mi hija Dafne Monroy López que aún sin conocerte eres y serás mi principal motor para seguir adelante toda mi vida. Te amo más que a nada en este mundo mi princesa. Nada me hace más grande que tenerte. Pase lo que pase siempre lucharé por ti. Te amo.

RESUMEN

La caracterización de yacimientos 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.

Para conocer el potencial productor de hidrocarburos en un yacimiento y la optimización del mismo es necesario la aplicación de diferentes áreas de ingeniería, una de las disciplinas importantes es la petrofísica, que realiza la caracterización petrofísica del yacimiento a un nivel estático, la cual determina las propiedades físicas de las rocas y tipos de fluidos presentes en el yacimiento principalmente: porosidad, permeabilidad, tamaño de grano, de poro y saturación de fluidos. Para determinar las propiedades petrofísicas se realiza una evaluación de registros geofísicos, integrando datos de núcleos.

La caracterización petrofísica de yacimientos de pozo ayuda a reevaluar las reservas, definir los tipos de roca y unidades de flujo que contribuyen a la producción, así como identificar zonas con potencial de producción.

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 interpretación 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.

El objetivo de esta metodología es definir los tipos de calidad de rocas presentes en un yacimiento y sus respectivas unidades de flujo, mismos que se utilizarán junto con las propiedades petrofísicas calculadas de un procesado convencional; dicha información se integra a todo un modelo completo para desarrollar un proyecto y de esta manera concluir con una caracterización total del yacimiento en estudio.

Es un método que se ha aplicado en diversos casos con respuestas exitosas, ya que contribuye sustancialmente en la caracterización total del yacimiento, es por eso que es de gran aplicación en la industria petrolera.

ABSTRACT

The petroleum site characterization can be defined as, a process in which the characteristics that control the capacity of stocking and production of the site are described, using all the possible information available. The sites properties include a geological description of the basin, types of rocks, distribution of sedimentary facies, environment deposit, from the geometry of the bodies that compose the site, to the petrophysical properties such as porosity, permeability, water saturation, etc. These data comes from different sources of information such as: geological studies, geophysical well logs, nucleus samples, production data, etc.

To know the potential production of hydrocarbons in a site and its optimization, it is necessary the application of several engineering areas, one of the important disciplines includes petrophysics, which performs the petrophysical characterization of the site at its static level, this determines the physical properties of the rocks and types of present fluids in the site, mainly: porosity, permeability, grain and pore size, and fluids saturation. To determine the petrophysical characteristics an evaluation of the geophysical logs is done by integrating nucleus data.

The petrophysical characterization of sites-well helps reevaluate the reserves, define the types of rocks and flow unit that contribute to the production, as well as identifying potential production zone.

Three main data sources exist for the modeling of geologic-petrophysical sites, this is direct information from nucleus and canal samples; indirect information that comes from the geophysical well logs and the indirect information that also comes from geophysical studies, particularly information related to seismic interpretation. All this information is used simultaneously until generating a model that will be contrasted with the dynamic information derived from the well-site system.

The purpose of this methodology is to define the types of quality rocks in a site and its flow units, which will be used along with the petrophysical properties calculated in a conventional process; this information is gathered and put into a full model to develop a project and this way the total log characterization in study can be concluded.

It is a method that has been applied in several cases with positives results, due to the fact that it contributes substantially in the total site characterization that is why it has great appliances in the petroleum industry.

INTRODUCCIÓN

Los hidrocarburos se encuentran en los poros de las rocas sedimentarias, ya sean clásticas, como areniscas y brechas, o no clásticas, representadas por las calizas y dolomías. En ellas, la porosidad, puede ser primaria o secundaria, tanto para areniscas como para carbonatos; dicha porosidad es calculada a través de análisis de muestras de roca o de registros geofísicos la cual es de las herramientas más importantes en términos de su utilidad en la caracterización petrofísica de yacimientos.

Los primeros registros en pozos perforados en México fueron tomados a partir de 1936 por las compañías Royal Dutch Shell y la British Petroleum, usando equipos patentados por Schlumberger, operados manualmente.

Es importante mencionar que nuestra principal fuente de información serán los tipos de rocas que encontremos en nuestra formación, pues en la caracterización se pueden tener diferentes enfoques los cuales pueden ser largos y profundos pero todos ellos llenos de información, no obstante, lo primero que se encuentra al perforar un pozo son rocas, de manera que es la primera información real conocida y es por ello que se han desarrollado diferentes métodos para caracterizar el yacimiento a partir del estudio de estas.

Todas las herramientas ya sean registros o pruebas de laboratorio en rocas entre otras, que se utilizan en el desarrollo de campos se usan con la finalidad de obtener más información y de mejor calidad, misma que ayudará a enriquecer nuestra caracterización petrofísica de yacimientos.

Esta tesis tratará como principal tema la caracterización petrofísica de yacimientos basada principalmente en los tipos de roca, es decir, que a partir de relacionarse con las rocas y conocerlas a profundidad se podrá describir con gran exactitud las propiedades del yacimiento y así obtener una caracterización ajustada a dicha información.

La caracterización petrofísica de yacimientos es de suma importancia ya que gracias a esta se puede obtener una información integral de cualquier yacimiento que se desee conocer, y de esta manera tenemos la certeza de que la información es consistente para cualquier dato, sin dicha información, no se podría estar seguro de que el trabajo que se desarrolla sea correcto o lo más acertado posible.

Es por eso que la caracterización de un yacimiento en el desarrollo de cualquier proyecto de campo es en lo primero que se piensa y que jamás se detiene sino hasta su abandono, ya que esta caracterización que se va alimentando con el tiempo es la misma que disipará nuestras dudas a lo largo del mismo desarrollo del proyecto.

Por esta razón la tesis se enfoca en explicar cómo la caracterización petrofísica de yacimientos es una de las etapas más importantes en cualquier proyecto de desarrollo de un campo petrolero, que deseemos explotar.

CAPÍTULO 1

1. CONCEPTOS BASICOS

La explotación de los hidrocarburos contenidos en un yacimiento, requiere del conocimiento de una gran cantidad de parámetros relacionados con las propiedades estáticas y dinámicas de las rocas y con los fluidos contenidos en el yacimiento, estas propiedades suelen cambiar conforme las condiciones de presión y temperatura del yacimiento cambian.

Debido a que la caracterización de yacimientos es la base para otros estudios o fases de explotación de los yacimientos es necesario definir algunos conceptos importantes y así comprender de mejor forma lo que es la caracterización de yacimientos y como ésta se va desarrollando a lo largo del proyecto.

1.1. Yacimiento

Es la acumulación natural en la corteza terrestre de gas y/o aceite de la misma composición, comprendida en los mismos límites y sometida a un mismo sistema de presión en una trampa petrolera. Por lo general, y en términos de sus características petrofísicas suelen definirse dos tipos de yacimientos:

1.1.1. Yacimiento homogéneo; se dice que un yacimiento es homogéneo cuando sus características geológicas y petrofísicas son muy similares en cualquier dirección de ese yacimiento.

1.1.2. Yacimiento heterogéneo; los yacimientos son cuerpos originados durante largos procesos geológicos donde actúan diversos ambientes deposicionales tanto en tiempo como en espacio. Por consiguiente las características del yacimiento son variables, como resultado de subsecuentes reorganizaciones físicas y químicas; con respecto a esa variabilidad se dice que el yacimiento es heterogéneo.

1.2. Porosidad

Es el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación. La porosidad se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros comunicados, entre el volumen total de roca.

La porosidad puede ser primaria o secundaria. En una arena limpia, la matriz de la roca se compone de granos individuales de arena, con unas formas más o menos esféricas y apiñadas de manera que los poros se hallan entre los granos. Esta porosidad ha existido

desde el momento de la depositación y se le llama porosidad primaria, intergranular, sucrosica o de matriz.

La porosidad secundaria se debe a la acción de aguas de formación o fuerzas tectónicas en cualquier parte de la roca después del depósito y existen diferentes métodos para determinar la porosidad.

1.2.1. Métodos de determinación de la porosidad

a) **Métodos directos.** Estos métodos se desarrollan en el laboratorio sobre muestras de roca del yacimiento; es decir, análisis y estudio de núcleos. A continuación se mencionan los más comunes:

- Porosímetros de gas (Ley de Boyle).- Consiste en una bomba con accesorios la cual es llenada con un gas inerte a una presión rigurosamente controlada y luego midiendo el volumen del gas por expansión de una bureta graduada con un líquido conocido. Un gas como el hidrogeno se carga en la bomba a una presión de 4 o 5 atmósferas y entonces se expande, dejando escapar gradualmente el gas a la bureta en la que se mide el volumen con precisión. Como el gas penetra en el espacio poroso de la muestra, la diferencia entre los volúmenes del gas así determinados, nos da una medida de los granos de la muestra o núcleo.

- Comparación de pesos.- El volumen total se obtiene observando la pérdida de peso de la muestra cuando es sumergida en un líquido, o por el cambio en peso de un picnómetro cuando se llena con mercurio.

- Moliendo la muestra.- (Método de Melcher – Nuting) consiste en determinar el volumen total de la muestra y posteriormente triturarla para eliminar el volumen de espacios vacíos y determinar el volumen de los granos.

b) **Métodos indirectos.** A partir de Registros geofísicos de pozos: Es la representación gráfica de una propiedad física de la roca contra la profundidad. Entre los principales están:

- Rayos gamma
- Resistividad
- Sónico de porosidad
- Neutrones
- Densidad

1.3. Saturación

Es el porcentaje del volumen poroso ocupado por el fluido en consideración. Por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua

de formación. La saturación de petróleo o gas es la fracción del volumen poroso que contiene petróleo o gas. Los poros deben saturarse con algún fluido. De esta manera, la suma de saturaciones de los diferentes fluidos contenidos en la roca es igual al 100%.

$$S_w + S_h = 1 \quad (1.1)$$

donde:

S_w = Saturación de agua

S_h = Saturación de hidrocarburos

1.4. Permeabilidad

Es la medida de la facilidad con que los fluidos fluyen a través del medio poroso. La unidad de permeabilidad es el Darcy, que se define como: la cantidad de fluido que pasa a través de 1 cm^2 de área de formación en 1 segundo, bajo la acción de una atmósfera de presión. Sabiendo que el caudal o gasto del fluido que pasa es 1 cm^3 se dice que la permeabilidad es de 1 Darcy. Comúnmente se usa el milidarcy (md) ya que el Darcy es una unidad muy grande.

1.4.1. Permeabilidad absoluta (k_a); La permeabilidad absoluta de una roca es una medida de su habilidad para conducir un fluido que satura totalmente su volumen poroso comunicado.

La permeabilidad absoluta de un medio poroso es una propiedad del medio y es independiente del fluido que se utilice para su determinación siempre que éste no reaccione con, o altere en una forma, la estructura del sólido medido. De acuerdo con esto, la permeabilidad de un medio puede determinarse a partir de mediciones de flujo de gas o líquido a través de él. En ambos casos el cálculo de la permeabilidad tiene como base la aplicación de la ley de Darcy, que puede expresarse, para un sistema lineal como:

$$v_x = \frac{q}{A} = -\left(\frac{k}{\mu_f}\right)\left(\frac{dp}{dx}\right) \quad (1.2)$$

donde:

v_x = Velocidad del flujo

q = Gasto del fluido

μ_f = Viscosidad del fluido

A = Área expuesta al flujo

$\frac{dp}{dx}$ = Gradiente de presión en la dirección del flujo

Para determinar la permeabilidad absoluta de una muestra porosa a partir del flujo de un líquido es una operación simple y confiable que requiere el cumplimiento de las condiciones siguientes:

- a) Utilizar un líquido que no reaccione con los sólidos de la muestra.
- b) Asegurar la saturación total de la muestra con el líquido de prueba
- c) Flujo a través de la muestra en régimen laminar.

De la ecuación (2) y para mediciones con líquido, la permeabilidad absoluta de la muestra puede expresarse como:

$$k = \frac{q\mu_f L}{A(p_e - p_s)} \quad (1.3)$$

donde:

k = Permeabilidad absoluta medida con líquido (D)

q = Gasto de líquido (cm³/seg)

μ_f = Viscosidad del líquido a las condiciones de la prueba (cp)

L = Longitud de la muestra (cm)

A = Área transversal del medio expuesto al flujo (cm²)

p_e = Presión de entrada del líquido a la muestra (atm)

p_s = Presión de salida del líquido de la muestra (atm)

1.4.2. Permeabilidad efectiva (k_e); Es la capacidad de la roca de transmitir un fluido en presencia de otro fluido no inmisible, como por ejemplo transmitir el petróleo o el gas en presencia del agua.

1.4.3. Permeabilidad relativa (K_{rf}); Es la relación matemática entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta:

$$k_{rf} = \frac{k_o}{k} \quad (1.4)$$

1.4.4. Métodos para determinar la permeabilidad; esta se puede determinar de tres maneras:

- a) Mediante registros geofísicos de pozos (cualitativamente)

- b) Mediante pruebas de variación de presión a pozos, (cuantitativamente).
- c) Mediciones directas de laboratorio.

1.5. Resistividad

Es la propiedad de un material para impedir el flujo de la corriente eléctrica a través de él. La unidad es el OHM-M. La conductividad es el recíproco de la resistividad. Representa la capacidad de un material para permitir el flujo de la corriente eléctrica a través de él. Unidades MILIMHO/M o MILISIEVERT/M

Resistividad=1000/conductividad

1.6. Factor de Formación

La resistividad de una formación limpia es proporcional a la resistividad de la mezcla de fluidos con la que está saturada. La constante de proporcionalidad se conoce como factor de formación.

$$F_r = R_o / R_w \tag{1.5}$$

El factor de formación (F_r) es inversamente proporcional a la porosidad $F_r = 1/\phi$

El factor de formación (F_r) podría variar con el tipo de yacimiento. Esos cambios son expresados por el factor de tortuosidad (a) y el exponente de cementación (m), los cuales se muestran en la Tabla 1.

$$F_r = \frac{a}{\phi^m} \tag{1.6}$$

Tabla 1.1 Valores típicos de factores de tortuosidad y cementación para arenas y carbonatos

	CARBONATOS	ARENAS	
		Porosidad>16% (Humble)	Porosidad<16% (Tixier)
a	1.0	0.62	0.81
m	2.0	2.15	2.0

1.7. Tipos de rocas

Es importante hablar de los tipos de rocas pues sabemos que la gran mayoría de los yacimientos petroleros se encuentran en uno de los grandes rubros de estas, que son las rocas sedimentarias; este tipo de rocas poseen las características necesarias para formar yacimientos importantes mundialmente, sin embargo, es importante conocer las principales características de cada uno de los tipos que a continuación se describen.

1.7.1. Rocas ígneas; rocas formadas por el enfriamiento y la solidificación de materia rocosa fundida, conocida como magma. Según las condiciones bajo las que el magma se enfríe, las rocas resultantes pueden tener granulado grueso o fino.

Las rocas plutónicas, como el granito y la sienita, se formaron a partir de magma enterrado a gran profundidad bajo la corteza terrestre. Estas rocas se enfriaron muy despacio, permitiendo así el crecimiento de grandes cristales de minerales puros. Las rocas volcánicas, como el basalto y la riolita se formaron al ascender magma fundido desde las profundidades llenando grietas próximas a la superficie, o al emerger magma a través de los volcanes. El enfriamiento y la solidificación posteriores fueron muy rápidos, dando como resultado la formación de minerales con grano fino o de rocas parecidas al vidrio. Las rocas ígneas, compuestas casi en su totalidad por minerales silicatos, suelen clasificarse según su contenido de sílice. Las principales categorías son ácidas o básicas, siendo el granito y la riolita ejemplos del primer grupo, y el gabro y el basalto del segundo.

1.7.2. Rocas metamórficas; rocas cuya composición y textura originales han sido alteradas por el calor y la presión existentes en las profundidades de la corteza terrestre. El metamorfismo que se produce como resultado tanto de la presión como de la temperatura recibe el nombre de dinamotérmico o regional; el metamorfismo producido por el calor o la intrusión de rocas ígneas recibe el nombre de térmico o de contacto. Hay cuatro variedades comunes de rocas metamórficas que pueden provenir de rocas sedimentarias o de rocas ígneas, según el grado de metamorfismo que presenten, dependiendo de la cantidad de calor y presión a la que se han visto sometidas.

1.7.3. Rocas sedimentarias; rocas compuestas por materiales transformados, formadas por la acumulación y consolidación de materia mineral fragmentario (intemperismo), depositada por la acción del agua y, en menor medida, del viento o del hielo glaciar. La mayoría de las rocas sedimentarias se caracterizan por presentar lechos paralelos o discordantes que reflejan cambios en la velocidad de sedimentación o en la naturaleza de la materia depositada.

Las rocas sedimentarias se clasifican según su origen en mecánicas o químicas. Las rocas mecánicas, o fragmentarias, se componen de partículas minerales producidas por la

desintegración mecánica de otras rocas y transportadas, sin deterioro químico, gracias al agua. Son acarreadas hasta masas mayores de agua, donde se depositan en capas. Los materiales que forman rocas sedimentarias químicas pueden ser restos de organismos marinos microscópicos precipitados sobre el suelo del océano, como es el caso de la caliza. También pueden haber sido disueltos en agua fluente a partir de la roca primigenia y haberse depositado en el mar o en un lago por precipitación de la disolución.

La halita, el yeso y la anhidrita se forman por evaporación de disoluciones salinas y la consiguiente precipitación de las sales.

1.7.4. Rocas carbonatadas; Roca carbonatada es aquella que está formada por más del 50% de minerales carbonatados (aragonito, calcita alta en Mg, calcita baja en Mg, dolomita, otros).

Clasificación de Dunham.

Criterio utilizado: porcentajes relativos de granos y de lodo (presencia o no de micrita) y su disposición (fabrica), (figura 1.1).


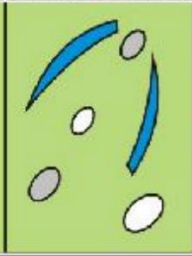
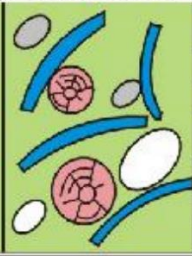


Contains mud (clay & fine silt grade carbonate)		Grain-supported with no mud		Original components were bound together
<i>Mud-supported</i>		<i>Grain-supported</i>		
<10% grains	>10% grains			
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone
				

Figura 1.1 Clasificación de Dunham. Fuente: Dumham 1962

1.8. Estratigrafía

La Estratigrafía puede definirse como el estudio de las sucesiones de roca y la correlación de eventos y procesos geológicos en tiempo y espacio.

La estratigrafía es un área del conocimiento multidisciplinaria, cuyo estudio aporta información relevante acerca de diversos tópicos. Al igual que el resto de las Ciencias de la Tierra, la Estratigrafía permite la reconstrucción de los eventos geológicos, y por tanto, la historia geológica de nuestro planeta. Gracias a ella, es posible establecer relaciones de tiempo y continuidad, y como hemos mencionado, correlacionar depósitos en lugares

geográficamente distantes. Más aún, los procedimientos estratigráficos se utilizan para reconstruir la historia de cuerpos extraterrestres (Barragán et al. 2010).

Además de ello, con la Estratigrafía es posible realizar prospecciones exitosas de sitios con materiales económicamente importantes, como el petróleo y el gas. El entendimiento de las condiciones que originan los materiales, así como su disposición temporal y espacial permite predecir zonas en las que se contengan éstos.

1.8.1. Estrato; el estrato geológico es una capa (un cuerpo generalmente tabular) de roca que posee determinadas características, propiedades o atributos diagnósticos que la distinguen de los estratos adyacentes. Esos estratos adyacentes pueden estar separados entre sí por planos de estratificación visibles, o por cambios menos perceptibles en la litología, mineralogía, contenido fósil, constitución química, propiedades físicas, edad o cualquier otra propiedad.

1.8.2. Clasificación Estratigráfica; es la organización sistemática de los estratos de la Tierra, tal como se encuentran en su sucesión original, en unidades basadas en cualquiera de las características, propiedades o atributos que posean.

1.8.3. Unidad estratigráfica; es un estrato o conjunto de estratos adyacentes susceptibles de reconocerse en su conjunto como una unidad (o entidad característica) en la clasificación de la sucesión estratigráfica de la Tierra.

1.8.4. Litoestratigrafía; es la parte de la Estratigrafía que trata de la litología de los estratos y su organización en unidades, con base en su carácter litológico.

1.8.5. Clasificación Litoestratigráfica; es la organización de los estratos en unidades basadas en su carácter litológico.

1.8.6. Unidad litoestratigráfica; Conjunto de estratos que constituyen una unidad, por estar compuestos predominantemente de cierto tipo litológico o de una combinación de éstos o de poseer otras características litológicas importantes en común que sirvan para agrupar los estratos. Una unidad litoestratigráfica puede estar formada por rocas sedimentarias, ígneas o metamórficas o una asociación de dos o más de estos tipos de rocas; las rocas pueden ser consolidadas o no consolidadas.

El requisito crítico indispensable de una unidad litoestratigráfica es que, en conjunto, presente un grado importante de homogeneidad. Las unidades Litoestratigráficas se reconocen y definen por sus características físicas observables.

Las unidades Litoestratigráficas formales son las que se definen y nombran de acuerdo a un esquema de clasificación y nomenclatura explícitamente establecido o acordado por convenio.

La jerarquía convencional de los términos litoestratigráficos formales es la siguiente:

- a) Formación: Unidad fundamental de la Litoestratigrafía.
- b) Miembro: Unidad litológica establecida dentro de una formación.
- c) Capa: Estrato distintivo establecido dentro de un Miembro o Formación.

1.9. Columna geológica del tiempo

Para conocer la historia de nuestros yacimientos es indispensable conocer la historia de la Tierra y por eso es importante conocer la escala geológica del tiempo. La escala del tiempo geológico, es un calendario de la historia geológica de la Tierra. Cada intervalo de tiempo en esta escala está relacionado con un correspondiente conjunto de rocas y fósiles. Esta escala ha permitido a los geólogos, reconstruir la cronología de los eventos que han dado forma al planeta y nos ha revelado que éste es mucho más viejo de lo que pensaban los primeros geólogos. La figura 1.2 muestra dicha columna a continuación:

Unidad Tiempo	Época	Periodo	Era
Unidad Roca	Serie	Sistema	
	Reciente	Cuaternario	CENOZÓICO
2 m.a.	Pleistoceno		
7 m.a.	Plioceno	Terciario	
26 m.a.	Mioceno		
37 m.a.	Oligoceno		
53 m.a.	Eoceno		
	Paleoceno		
		Cretácico	MEZÓZÓICO
136 m.a.		Jurásico	
190 m.a.		Triásico	
		Pérmico	PALEOZÓICO
280 m.a.	Carbonífero	Pensilvánico	
320 m.a.		Missisipico	
345 m.a.		Devónico	
395 m.a.		Silúrico	
430 m.a.		Ordovícico	
500 m.a.		Cámbrico	
		Precámbrico	570 m.a.

Figura 1.2 Columna geológica del tiempo. Fuente: Geología USCO 2012

1.10. Pliegues

En Geología, igual que en lenguaje ordinario, la palabra pliegue indica que un objeto, originalmente plano, ha sido afectado de tal forma que sobre él se ha producido una acción cuyo resultado es muy similar a un doblamiento del mismo.

Los pliegues son producto de una deformación, y por tanto, de una variación del echado regional, como las representadas por las cenizas en los flancos de un cono volcánico.

La definición de plegamiento adoptada, no implica que todos los pliegues estén producidos por la acción de fuerzas corticales.

Se consideran cuatro categorías principales de pliegues:

1. Los producidos principalmente por tectonismo, entendiendo éste como la acción de fuerzas de origen profundo que tiene una componente horizontal fuerte o que, si actúan verticalmente, son suficientes para producir levantamientos importantes contra la fuerza de gravedad.
2. Los que se producen por deslizamiento y afluencia de masas rocosas importantes bajo la acción de la gravedad.
3. Los que son producidos por efectos locales más que por la acción regional de fuerzas internas. Entre ellos se incluyen los pliegues debidos a la compactación, a intrusiones ígneas o salinas y otros fenómenos parecidos.
4. Los que se deben por completo a deslizamientos superficiales o afluencia de masas en equilibrio, que sufren un despegue formando movimientos de masa.

1.10.1. Anticlinal; es un pliegue convexo hacia arriba en el que una capa dada corta el mismo plano horizontal en los dos flancos, cuyos echados van en direcciones opuestas a ambos lados de la cresta del pliegue.

1.10.2. Sinclinal; es el inverso de un anticlinal: los echados de las capas van hacia la concavidad en ambos flancos. El punto más elevado de un pliegue anticlinal es la cresta del pliegue, y el punto más bajo de un sinclinal es la cubeta o cuenca

1.11. Fallas

Se dice que las rocas han sido falladas cuando han sufrido un desplazamiento observable según un plano de Cizalla o de fracturación macroscópico. La palabra “falla” se refiere tanto a su propio plano, que se llama plano de falla, como a los desplazamientos que se han producido a lo largo del mismo.

En una falla geológica se pueden identificar los siguientes componentes: “plano de falla”, “bloques de falla”, “orientación o dirección”, “echado”, “desplazamiento” y “facetas triangulares” como se muestra en la figura 1.3.

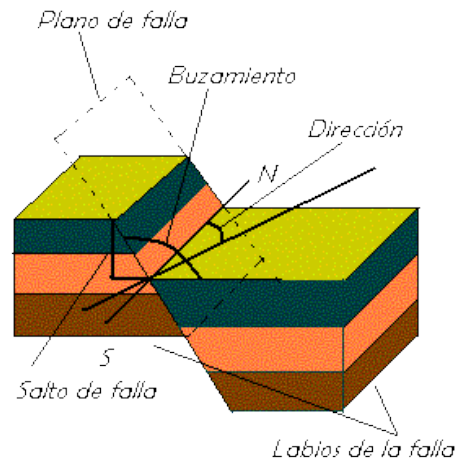


Figura 1.3 Falla normal y sus componentes. Fuente: Guillermo Estefani 2013

1.12. Propiedades pVT de los hidrocarburos

El comportamiento de los fluidos de un yacimiento está en función de la presión, temperatura, y la composición molecular de los mismos. Los resultados pVT son indispensables para:

- a) Identificar correctamente los fluidos.
- b) Interpretar los resultados de las mediciones de presión utilizando valores exactos de las viscosidades, de las densidades y factores de volumen.
- c) Determinar las reservas de aceite y de gas, factor de recuperación y el programa de desarrollo de un yacimiento.
- d) Simular el comportamiento del fluido del yacimiento a condiciones in-situ y en la superficie.
- e) Estimar la vida útil de los pozos fluyentes y seleccionar el método artificial más adecuado al mismo, cuando se agote la presión.
- f) Diseñar las instalaciones de separación, líneas superficiales, estaciones de rebombeo, etc.
- g) Seleccionar el método óptimo para procesos de recuperación secundaria o mejorada.

Es importante hablar de algunas de las propiedades pVT de los hidrocarburos pues en el proceso de caracterización se trabaja con dichas propiedades y para comprender bien el proceso es importante conocer estos conceptos.

A continuación se describen algunos de las propiedades de los fluidos de mayor utilidad en la caracterización o modelado estático de yacimientos.

1.12.1. Factor de Volumen del aceite (Bo): Se define como el volumen de aceite del yacimiento que se necesita para tener un barril de aceite a condiciones atmosféricas. El volumen de aceite que entra al tanque de almacenamiento en superficie es menor al volumen de aceite que fluye del yacimiento hacia el pozo. La figura 1.4 muestra la gráfica del factor del volumen del aceite en función de la presión del yacimiento.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite con su gas disuelto @ c.y.}}{\text{Volumen de aceite @ c.e.}} \quad (1.7)$$

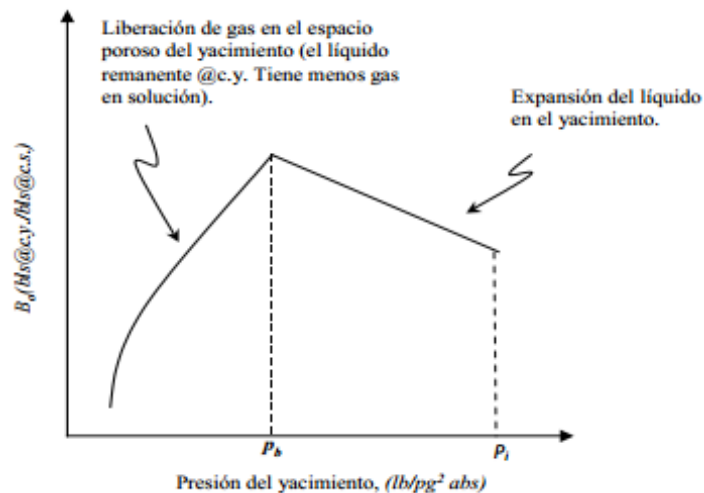


Figura 1.4 Gráfica del factor de volumen del aceite en función de la presión a temperatura constante. Fuente: Javier A. Pérez 2013

1.12.2. Factor de Volumen del gas (Bg): El factor de volumen del gas de formación se define como el volumen de gas @ c.y. requerido para producir un pie cúbico de gas @ c.e. Los pies cúbicos en el yacimiento representan la medición o el cálculo del volumen del gas a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

El factor de volumen puede calcularse como el volumen que ocupa el gas @ c.y. dividido por el volumen ocupado por la misma masa de gas @ c.e.

En la figura 1.5 se muestra la gráfica de factor del volumen del gas en función de la presión del yacimiento.

$$Bg = \frac{V_{g\text{ yacimiento}}}{V_{g\text{ estándar}}} \quad (1.8)$$

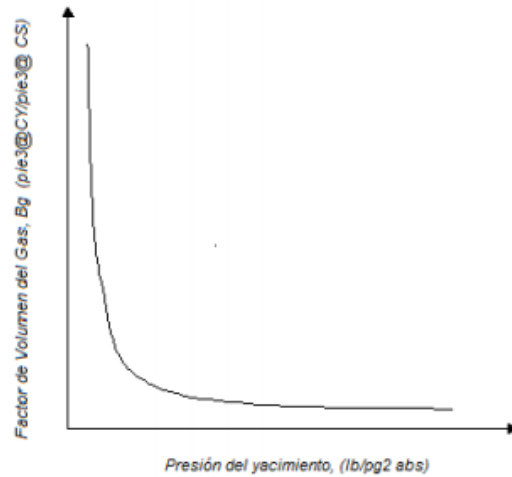


Figura 1.5 Comportamiento típico del factor de volumen de gas en función de la presión y temperatura de yacimiento constante. Fuente: Javier A. Pérez 2013

1.13. Caracterización de yacimientos

Se define 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.

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.

En la siguiente figura se muestra una forma más compacta de describir una caracterización general de yacimientos.

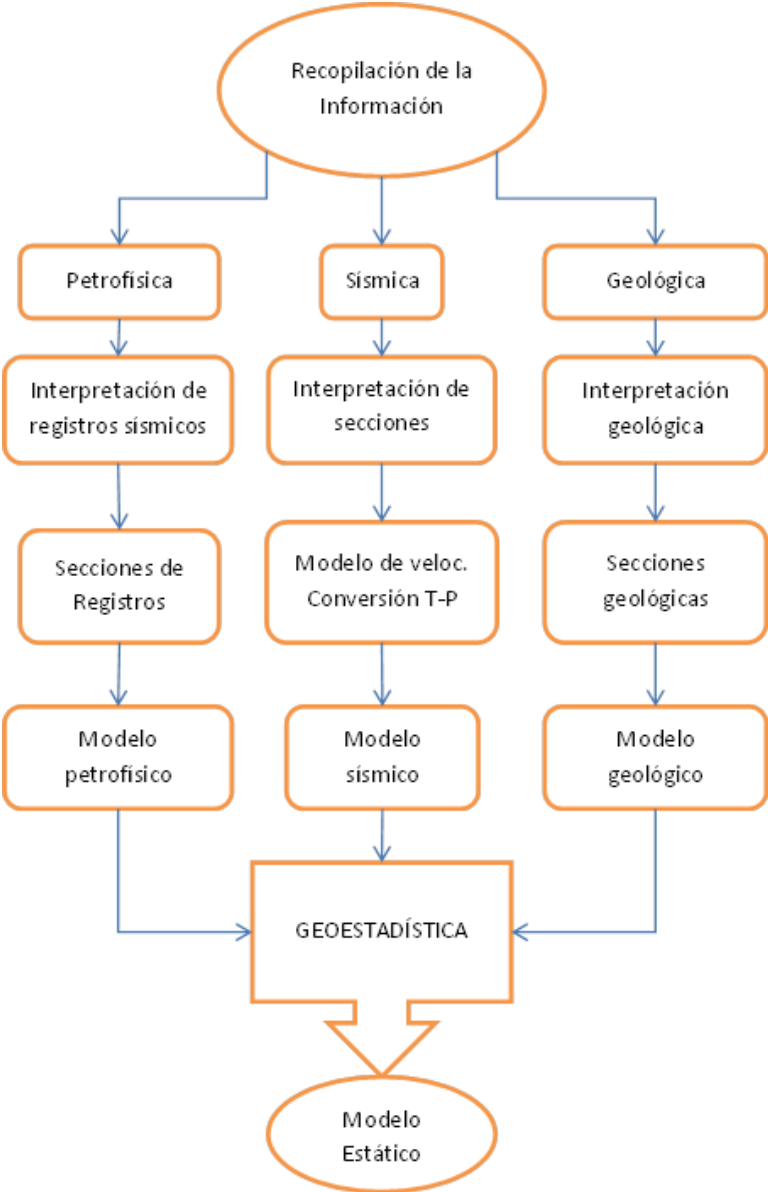


Figura 1.6 Diagrama de caracterización del yacimiento. Fuente: M. Díaz/Martin J.

Los conceptos antes mencionados son indispensables para los siguientes capítulos. El capítulo dos da comienzo a la vida de nuestro proyecto y por tanto al comienzo de nuestra caracterización del yacimiento; a continuación se presenta.

CAPÍTULO 2

2. PROCESO EXPLORATORIO Y DE EXPLOTACIÓN

Para realizar una correcta caracterización de yacimientos es necesario llevar a cabo pasos y etapas ordenadas que den como resultado información concisa y confiable para desarrollar eficazmente el proyecto.

Cada proceso de exploración como de explotación se constituyen por puntos clave que se deben seguir para que dichos procesos se desarrollen íntegramente.

Exploración es el término utilizado en la industria petrolera para designar la búsqueda de petróleo o gas. El objeto del proceso de exploración es maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de hidrocarburos en el subsuelo, garantizando la seguridad de sus instalaciones y su personal, en armonía con el ser humano y el medio ambiente. Uno de los procesos vitales de la industria petrolera es la exploración, pues de él depende el hallazgo de hidrocarburos (aceite y gas) en el subsuelo.

Posterior al proceso de exploración sigue el de explotación, el cual es igual que el proceso de exploración, de vital importancia pues no se debe olvidar que en cada etapa paso o suceso, la recopilación de información va creciendo y con ello nuestra caracterización del yacimiento. Se refiere a explotación petrolera al conjunto de procesos para la extracción del petróleo mediante la perforación del subsuelo. Actualmente implementando tecnología avanzada, maximizando el potencial de los pozos posterior a los procesos de exploración e investigación geológica.

La extracción, explotación o producción del petróleo se hace de acuerdo con las características propias de cada yacimiento.

2.1. Cadena del proceso exploratorio

La exploración es el primer eslabón en la cadena, es decir que se encuentra en el principio del desarrollo del proyecto. La misión primordial de la exploración, consiste en la incorporación de recursos de hidrocarburos, de acuerdo a ciertos lineamientos de la industria para asegurar el crecimiento continuo de los proyectos programados, sin embargo, en este eslabón existen diversas etapas que se deben seguir para su correcto desarrollo y crecimiento del proceso.

El tamaño de las cuencas es de miles de kilómetros cuadrados, es por esto que la exploración se lleva a cabo bajo los parámetros de un macroproceso, de esta manera se cumple el propósito de ordenar y optimizar las inversiones para esta actividad. Las primeras tres etapas, que conforman el negocio de exploración son: la evaluación del

potencial petrolero, la incorporación de reservas y la delimitación de yacimientos, como se muestra en la figura 2.1.



Figura 2.1 Proceso Exploratorio indicando sus tres principales componentes. Modificada de: Pemex

2.1.1. Evaluación del potencial. Se trata de generar nuevas localizaciones exploratorias en el entorno de los campos descubiertos y en desarrollo, que presenten el menor riesgo geológico y el mayor recurso potencial posible, para incorporar reservas de hidrocarburos que restituyan las reservas extraídas y aún incrementen las reservas certificadas del área en estudio.

La exploración petrolera en las cuencas sedimentarias, de acuerdo con Petróleos Mexicanos, se lleva a cabo con el fin de identificar la presencia y eficiencia de los elementos y procesos geológicos que conforman el sistema petrolero activo. Posteriormente, con el conocimiento de estos elementos e información adicional, se estiman sus recursos prospectivos (parte recuperable de los volúmenes de hidrocarburos aún por descubrir.), que a su vez pueden ser transformados en reservas a través de la

perforación de pozos exploratorios, contribuyendo a la restitución de las reservas que son extraídas.

En la etapa de evaluación del potencial petrolero, las primeras actividades que se realizan se enfocan principalmente a definir las características de las rocas y su evolución en tiempo y espacio, con el objeto identificar, mapear y Jerarquizar las áreas donde existan mayores probabilidades de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos en el subsuelo, para lo cual se realizan trabajos de geología superficial, geoquímica, gravimetría y magnetometría así como sísmica 2D entre otros. Estos estudios se analizan e integran de manera multidisciplinaria por especialistas en bioestratigrafía, geología y geofísica quienes postulan la presencia de sistemas petroleros, plays hipotéticos y estiman el potencial petrolero para cada uno de ellos. Además, en las áreas de mayor prospectividad se proponen localizaciones exploratorias con el fin de evaluar los elementos del sistema petrolero y comprobar el potencial. La figura 2.2 muestra el avance de recursos de acuerdo a cada etapa del proceso y al nivel de investigación del petróleo.



Figura 2.2 Principales etapas del proceso exploratorio y visualización de los recursos por etapa. Fuente: José A. Escalera 2010

2.1.1.1. Play: es un modelo inicial que combina un cierto número de factores geológicos con el resultado de la existencia de acumulaciones de hidrocarburos en un determinado nivel estratigráfico de la cuenca. Los aspectos implicados en el *play* son los siguientes:

- Sistema de carga: roca madre (generación, expulsión de fluidos) y migración secundaria (capas de transporte; trayectorias de migración).
- Formaciones almacén (almacenan petróleo y permiten su extracción comercial). Se evalúan la porosidad, la permeabilidad y la geometría del almacén.
- Sello (caprock).
- Trampas; también se concentra petróleo y permite su extracción.
- Relación temporal entre los distintos factores.

De esta forma, se define *play* como un conjunto de prospecciones no perforadas y de yacimientos conocidos de petróleo, que en principio se creen comparten un almacén común, un sello regional y un sistema de carga de petróleo.

El área geográfica donde se aplica el modelo, se llama *play fairway*. Un *play* se considera probado (*proven play*), si se conocen acumulaciones de petróleo en el área, como resultado de la combinación de los factores se define el *play*; se habla de *play working* para referirse a áreas sujetas a investigación. En los *plays* no probados (*unproven play*) existe la duda de que la combinación de esos factores dé como resultado la acumulación de petróleo. La figura 2.3 nos da un ejemplo de plays.

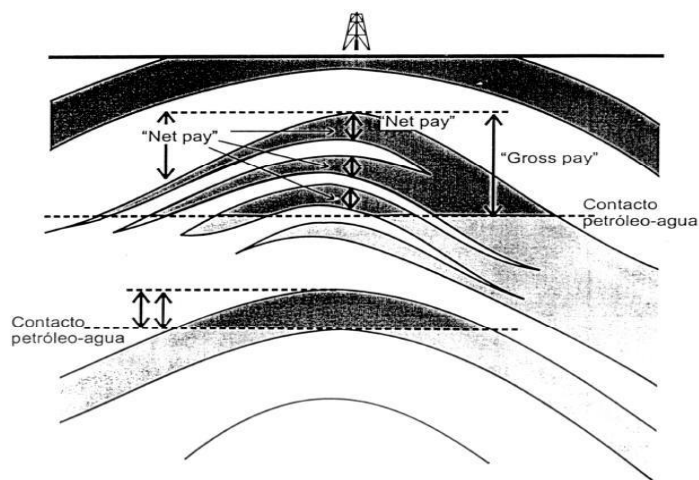


Figura 2.3 plays en una cuenca petrolera. Fuente: Oscar Pintos R. 2011

2.1.2. Incorporación de reservas. Una vez comprobada la existencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos en un área, ésta evoluciona a la etapa denominada incorporación de reservas, donde el objetivo es descubrir reservas de hidrocarburos a partir de la identificación, jerarquización y perforación de oportunidades exploratorias que son detectadas por los geocientíficos con el apoyo de modelos geológicos construidos con la información de pozos perforados e información sísmica 2D y 3D.

Para la incorporación de reservas se establecen las estrategias para buscar nuevas reservas en zonas de bajo riesgo y se documentan todos los estudios de caracterización inicial de todos los yacimientos descubiertos así como la actualización de campos en desarrollo con la información reciente de pozos.

2.1.2.1. Prospecto.- Áreas de exploración que resultan económicamente atractivas, en el caso de la industria petrolera es el área que tiene posibilidades de contener hidrocarburos. Los plays y prospectos sin condiciones económicas favorables no existen.

Una cuenca sedimentaria o un sistema petrolero sí existen a pesar de que no tengan valor económico.

Prospecto es un término relacionado a la prospección sísmica, hace referencia a un lugar en el que la estructura es adecuada para la acumulación de hidrocarburos. Es un destino de exploración, un intervalo estratigráfico en específico, el cual aún no ha sido probado por la perforación, cuando se prueba y los resultados son positivos, se denomina yacimiento. Un conjunto de yacimientos forman un campo.

La figura 2.4 nos muestra los niveles de investigación del petróleo.

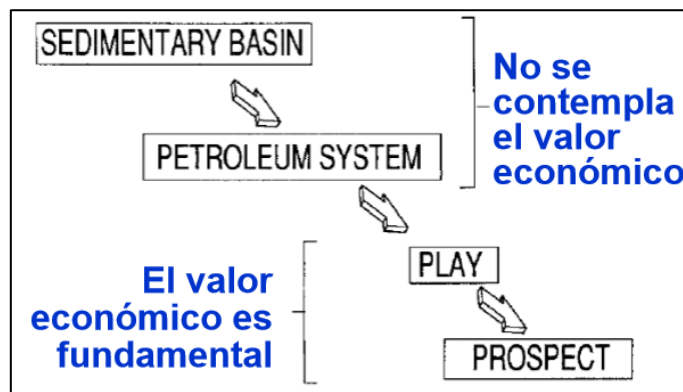


Figura 2.4 Cuatro niveles de investigación del petróleo. Fuente: Universidad Olmeca

2.1.3. Volumetría. El volumen original es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaecientes en el yacimiento. Se expresa también a condiciones de superficie. Puede inferirse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen, principalmente, a los volumétricos, balance de materia y simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como la porosidad, la saturación de agua, los espesores netos; entre otros, como funciones de probabilidad que producen, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

Volumen Inicial de Hidrocarburos en un Yacimiento:

1. Cálculo del Volumen Original de Aceite y Gas en un yacimiento
2. Principales reglas de integración numérica
3. Otros métodos de estimación volumétrica
4. Uso y generación de mapas computarizados

Cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos (VOHCS) en el yacimiento:

$$N = \int \frac{h\phi(1-S_w)}{B_o} dA \tag{2.1}$$

$$N = Ah\Phi(1 - S_w)/B_o \quad (2.2)$$

$$G = Ah\Phi(1 - S_w)/Bg \quad (2.3)$$

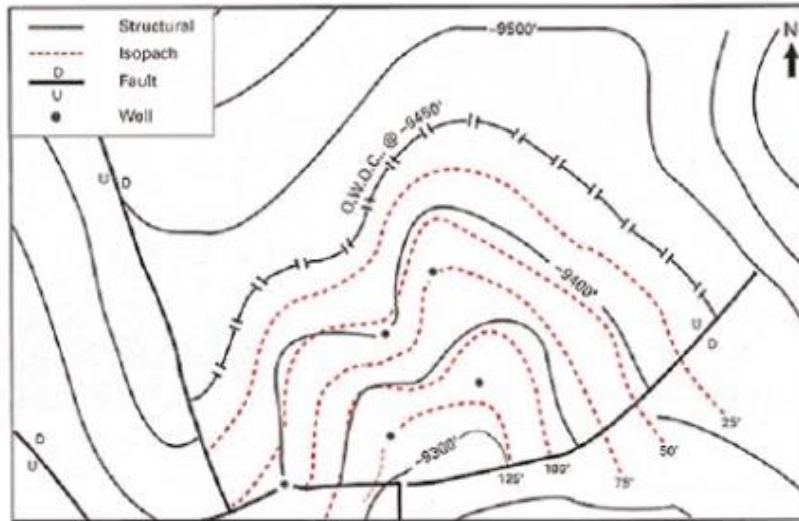


Figura 2.5 Mapa estructural de donde se obtienen los datos para el cálculo de VOHCS

- En general, h , Φ , y S_w varían a lo largo del yacimiento, dificultando realizar la integral.
- El uso de parámetros promedio a lo largo de todo el sistema puede implicar graves errores.

En general, una vez que se dispone de información proveniente de los pozos puede utilizarse el siguiente algoritmo para determinar el VOHCS:

1. Calcular $\psi = \frac{h\Phi(1 - S_w)}{B_f}$ para los pozos disponibles. ψ se define como el volumen de hidrocarburos a condiciones estándar por unidad de área del yacimiento.
2. Hacer un mapa de contorno de ψ espaciado uniformemente, respetando la información disponible.
3. Determinar y escalar el área encerrada por cada contorno.
4. Obtener los volúmenes de hidrocarburos mediante algún método de integración numérica.

Reglas de integración:

El volumen de una figura de contorno no-definido puede ser aproximado al dividirla en una serie de figuras incrementales. Para ello se pueden utilizar los siguientes métodos:

1. Regla del Trapezoide:

$$V = \frac{\Delta Z}{2} (A_1 + 2A_2 + 2A_3 + \dots + 2A_{n-1} + A_n)$$

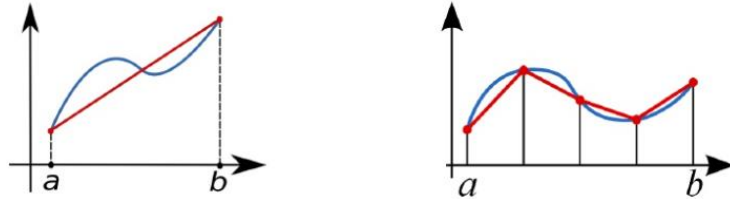


Figura 2.6 Ejemplo de aproximación al dividir una curva en segmentos incrementales

2. Regla piramidal:

$$V = \frac{\Delta Z}{3} (A_1 + 2A_2 + 2A_3 + \dots + 2A_{n-1} + A_n + \sqrt{A_1 A_2} + \sqrt{A_2 A_3} + \dots + \sqrt{A_{n-1} A_n})$$

3. Regla de Simpson:

$$V = \frac{\Delta Z}{3} (A_1 + 4A_2 + 2A_3 + 4A_4 + \dots + 2A_{n-1} + A_n)$$

Otros métodos de estimación volumétrica:

Método de cimas y bases:

Procedimiento de cálculo:

1. Obtener la profundidad de la cima y de la base, así como del valor de saturación de agua para cada uno de los pozos del yacimiento.
2. Ubicar en un plano los pozos y construir un mapa de curvas de nivel de las cimas y otro de las bases de la formación.
3. Determinar el área de cada superficie y obtener el volumen real de roca delimitado por los perfiles de cimas y bases.
4. Multiplicar el volumen de roca por la porosidad y saturación de hidrocarburos medias de la formación y llevar a condiciones estándar.

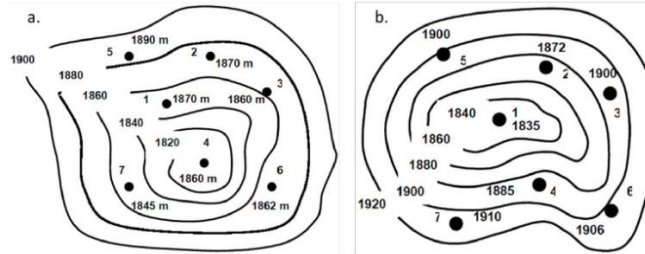


Figura 2.7 Mapas de la formación de: a) Cimas, y b) Bases. Fuente: Carlos A. García 2013

Método de isohidrocarburos:

Procedimiento de cálculo:

1. Obtener el espesor neto atravesado, la saturación de agua, y porosidades de los pozos del yacimiento y superponerlos con la información geológica y geofísica disponible.
2. Ubicar en un plano los pozos y construir un mapa de isopacas con el producto $h * \Phi * S_{hc}$ de la formación.
3. Determinar el área de cada isopaca y obtener el volumen real de roca impregnada por hidrocarburos.
4. Expresar el volumen de hidrocarburos a condiciones estándar.

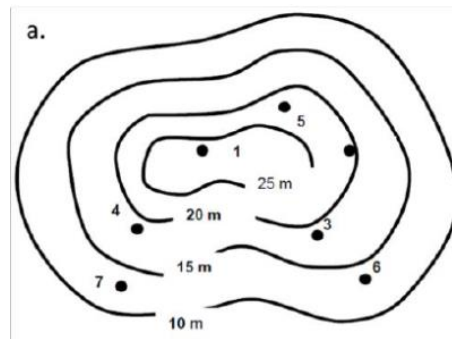


Figura 2.8 Mapa de isopacas de una formación. Fuente: Carlos A. García 2013

Uso y generación de mapas computarizados

Las aplicaciones actuales no necesariamente producen los mismos resultados que el trabajo manual de un ser humano en forma automática; sin embargo, el proceso completo de usos de sistemas de cómputo es mucho más eficiente y los resultados pueden ser satisfactorios si se realizan ciertos ajustes durante dicho proceso.

Las regresiones utilizadas por los principales paquetes de cómputo para generar los contornos son:

1. Krige,
2. Curvatura mínima,
3. Distancia inversa,
4. Triangulación,
5. Funciones multi-cuadráticas,
6. Funciones multi-logarítmicas,
7. Splines cúbicos.

2.1.4. Caracterización Inicial y delimitación del yacimiento. En la tercera etapa de dicho proceso se realiza la delimitación de yacimientos, dando certeza a los volúmenes de reservas descubiertas mediante un análisis de la geometría y propiedades estáticas y dinámicas de los yacimientos. Esto hace posible que los científicos que participan en el proceso puedan conceptualizar con mayor grado de confianza su desarrollo y futuras exploraciones.

Es la interrelación e integración de un conjunto de disciplinas geocientíficas aplicadas a la definición de las características externas e internas de un yacimiento, así como la estimación del volumen original y distribución de los hidrocarburos dentro del mismo para ser utilizados en la simulación numérica.

Se trata de determinar cualitativa y cuantitativamente, las características propias de la roca y del sistema roca-fluidos y definir, con detalle su variación dentro del yacimiento.

Además conocer la diversa información de fracturamiento que se asociará con propiedades sísmicas para definir sus variaciones laterales y verticales con la finalidad de optimizar la estimación de reservas y una posible delimitación del campo, para posteriormente transferir el descubrimiento exploratorio al área de explotación.

2.1.4.1. Reservas. Son aquellos volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas actuales, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales.

El petróleo es la mayor fuente de energía en el mundo y es un factor clave en el continuo desarrollo de los países. Es esencial para la planificación futura que los gobiernos y la industria tengan un estimado de las cantidades de petróleo disponible para producción y

cantidades que se espera estén disponibles dentro de un tiempo prudencial a través de desarrollo adicional de los yacimientos, avances tecnológicos o exploración. Para lograr tal cuantificación, es necesario que la industria adopte una nomenclatura consistente para estimar las cantidades actuales y futuras del petróleo que se espera sea recuperado de acumulaciones subterráneas. Tales cantidades son definidas como reservas y su cuantificación es de considerable importancia para gobiernos, agencias internacionales, economistas, banqueros y la industria energética internacional.

Los estimados de reservas serán revisados a medida que se cuenten con datos adicionales y disponibles de geología e ingeniería o cuando ocurran cambios en las condiciones económicas. Las reservas no incluyen cantidades de petróleo mantenidos en inventarios y si se requieren para un reporte financiero, pueden ser disminuidas en el volumen correspondiente a uso propio o pérdidas por procesamiento.

Reserva Original.- Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de exploración aplicables a una fecha específica. También se puede decir que es la fracción del recurso que podría obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

Reservas Probadas.- Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones. Las reservas probadas pueden ser subdivididas en desarrolladas y no desarrolladas.

Si se emplea el método determinístico, el término "razonable certeza" quiere decir que se considera un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se emplea el método probabilístico, debe existir al menos un 90 % de probabilidad que las cantidades a ser recuperadas serán iguales o excederán al estimado.

En general, las reservas son consideradas probadas si la producción comercial futura del yacimiento esta soportada pruebas de formación o producción actuales. En este contexto, el término probado se refiere a las actuales cantidades de reservas de petróleo y no a la productividad de un pozo o yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden ser asignadas sobre la base de registros de pozos y/o análisis de núcleos que indican que el yacimiento contiene hidrocarburos y es análogo a yacimientos en la misma área, donde

están produciendo o han demostrado que son factibles de ser producidos sobre la base de pruebas de formación.

El área de un yacimiento considerado con reservas probadas incluye:

- 1) El área delimitada por la perforación y definida por los contactos de fluidos, y
- 2) El área no perforada del yacimiento, que puede razonablemente ser considerada como productiva comercialmente sobre la base de datos disponibles de geología e ingeniería.

Reservas Probables.- Las reservas probables son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas. En este contexto, cuando se usen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas más las probables.

En general, las reservas probables pueden incluir:

- 1) Reservas que se anticipaban como probadas por perforación de un normal step-out, pero el control del subsuelo es inadecuado para clasificar estas reservas como probadas,
- 2) Reservas en formaciones que parecen ser productivas y están basadas en características de perfiles eléctricos pero faltan datos de núcleos o pruebas definitivas y que no son análogos a yacimientos en producción o yacimientos probados existentes en el área,
- 3) Reservas incrementales que se atribuyen a perforación de interubicaciones (infill) que podrían ser clasificados como probadas si es que el espaciamiento reducido hubiera sido aprobado a la fecha del estimado,
- 4) Reservas que se atribuyen a un método de recuperación mejorada que ha sido establecido por una repetida aplicación comercial exitosa, cuando:
 - a) Un proyecto o piloto que está planeado pero no en operación, y
 - b) Las características de yacimiento, fluido y roca aparecen como favorables para una aplicación comercial
- 5) Reservas en un área donde la formación parece estar separada del área probada por fallamiento y la interpretación geológica indica que el área objetivo esta estructuralmente más alta que el área probada,
- 6) Reservas atribuibles a un futuro reacondicionamiento, tratamiento, re-tratamiento, cambio de equipo u otro procedimiento mecánico, donde tal procedimiento no ha

sido probado exitosamente en pozos que muestran similar comportamiento en yacimientos análogos, y

- 7) Reservas incrementales en yacimientos probados donde una interpretación alternativa de los datos de comportamiento o volumétricos indican reservas mayores a las que fueron clasificadas como probadas.

Reservas Posibles.- Las reservas posibles son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilicen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían la suma de las reservas probadas más probables y más posibles.

En general, las reservas posibles pueden incluir:

- 1) Reservas que, basadas en interpretaciones geológicas, podrían existir más allá del área clasificada como probable,
- 2) Reservas en formaciones que parecen contener petróleo basado en análisis de núcleos y registros, pero pueden no ser productivas a tasas comerciales.,
- 3) Reservas incrementales atribuidas a perforación infill que están sujetas a incertidumbre técnica,
- 4) Reservas atribuidas a métodos de recuperación mejorada cuando:
 - a) Un proyecto piloto está planeado pero no en operación, y
 - b) Las características de yacimiento, roca y fluido son tales que existe una razonable duda que el proyecto será comercial, y
- 5) Reservas en un área donde la formación parece estar separada del área probada por fallamiento y la interpretación geológica indica que el área objetivo esta estructuralmente más baja que el área probada.

En la figura 2.9 se muestra la clasificación de las reservas y los recursos petrolíferos.

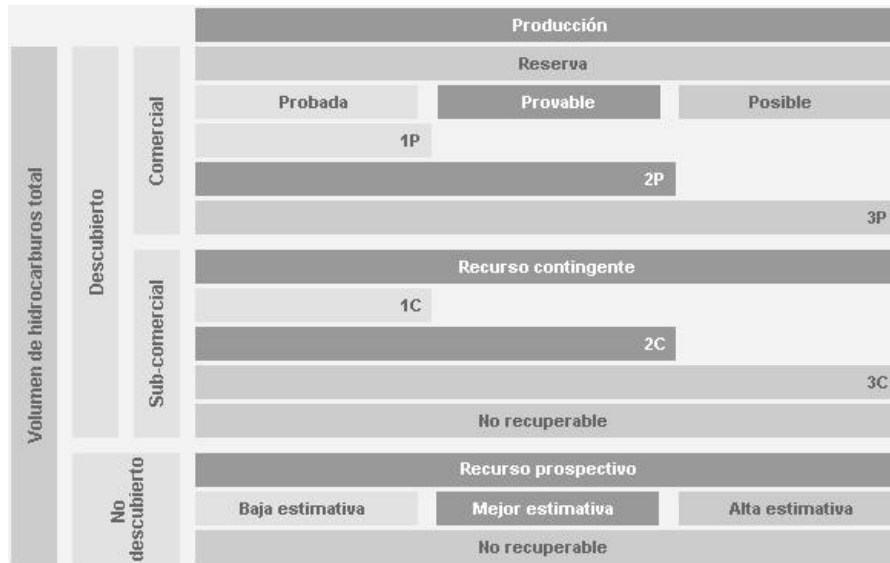


Figura 2.9 Clasificación de reservas y recursos petrolíferos. Referencia: Galp energía

2.2. Cadena del proceso de explotación

Los procesos de exploración y producción, se interrelacionan a través de la ejecución de las diferentes fases que se llevan a cabo antes, durante y después de los Proyectos que sustentan el Plan de Negocios.

La etapa de producción se refiere a la explotación del petróleo y el gas natural de los yacimientos o reservas. La fase de producción de un campo productor de hidrocarburos comienza después de que se ha comprobado la presencia del recurso gracias a la perforación de pozos exploratorios.

La explotación se refiere a todas las operaciones y actividades organizadas que se realicen para la obtención del petróleo. Después de la localización del petróleo lo que se hace son perforaciones para determinar la magnitud del yacimiento.

Después del proceso de exploración prosigue el sondeo, la extracción y la venta de hidrocarburos.

El proceso de explotación, como el de exploración, también se constituye por una serie de etapas organizadas para un desarrollo óptimo de nuestro proyecto. No se debe olvidar que en cada uno de los procesos la información siempre está incrementando de acuerdo a las operaciones que se vayan realizando, ya que dicha información constituirá nuestra caracterización estática e integral de yacimientos.

2.2.1. Desarrollo de campos

El objetivo en este punto es diseñar y coordinar de la mejor forma las estrategias de desarrollo y explotación de campos, para documentar proyectos de inversión que permitan maximizar el valor económico de los yacimientos.

En la figura 2.10 se describe el proceso de desarrollo de la cadena de explotación indicando las diferentes etapas, comprendiendo desde la parte inicial de la actualización del volumen original, su análisis nodal, el factor de declinación, costo de infraestructura, premisas económicas, número óptimo de pozos, configuración geológica con el número de pozos, jerarquización de pozos, pronóstico de producción y los indicadores económicos del campo.

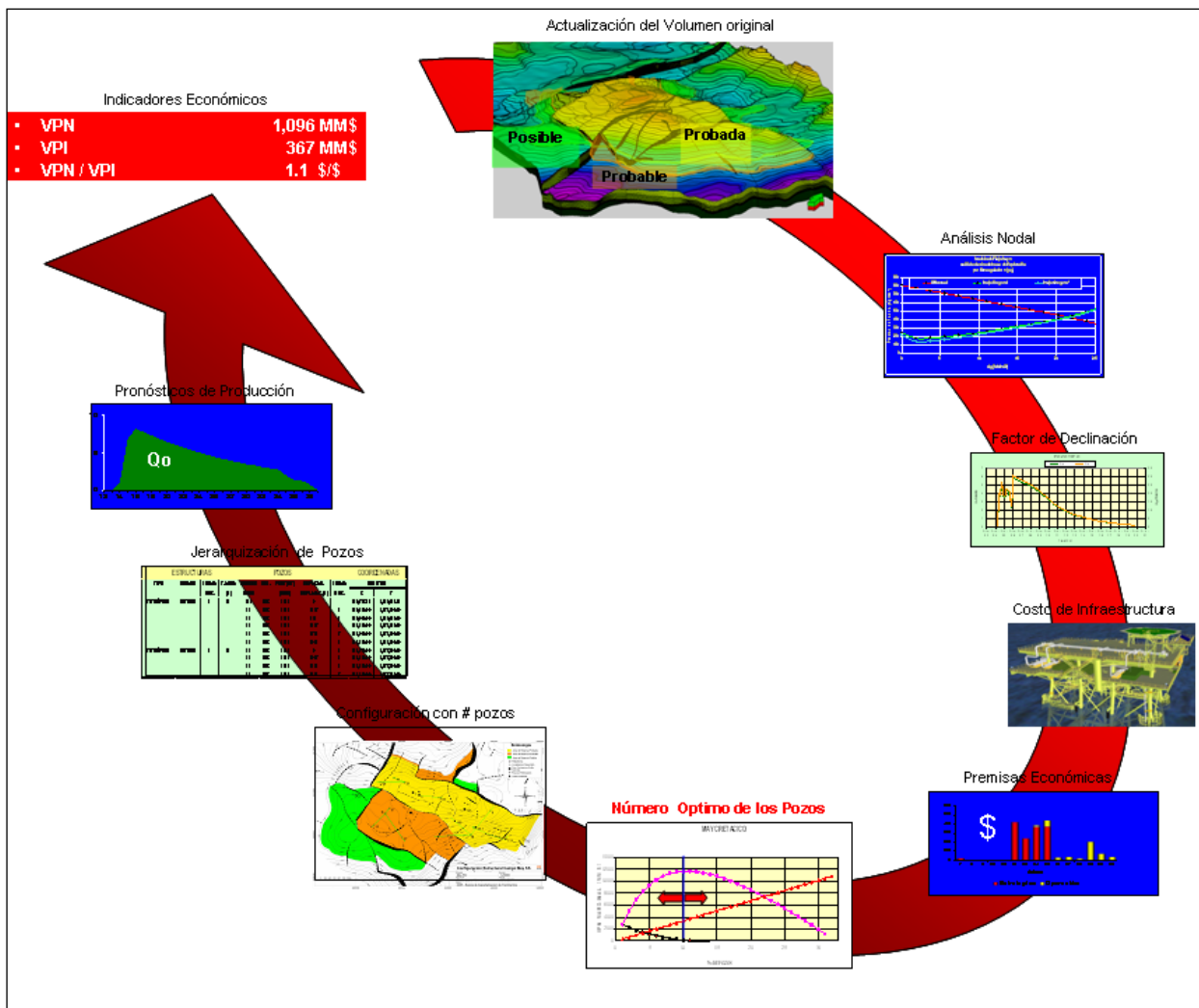


Figura 2.10 Etapas del proceso de desarrollo de la cadena de explotación. Tomada de Pemex

2.2.1.1. La actualización del volumen original; parte de los nuevos descubrimientos que se hagan, la incorporación de reservas y cualquier nuevo dato que indique una modificación en el volumen original.

Dentro de la cadena de valor del proceso de exploración y explotación se encuentra la clasificación y evaluación de reservas, donde implícitamente se identifican los proyectos asociado(s) con una acumulación de hidrocarburos que puede ser recuperada, misma que debe clasificarse de acuerdo a su estado de madurez y oportunidad comercial.

Un proyecto integral inicia con el proceso de exploración, donde se establecen iniciativas o hipótesis sobre la existencia de sistemas petroleros, plays y prospectos, estimando su potencial petrolero (recursos de hidrocarburos) y el posible valor económico. Durante este proceso se realizan los estudios sísmicos, modelos geológicos, simulaciones y perforación de pozos exploratorios y delimitadores, entre otros. Así como la evaluación de incertidumbres y riesgos asociados a las oportunidades que conduzcan a la posible incorporación de reservas.

Con base en lo anterior, se definen los yacimientos que serán producidos mediante los proyectos de explotación con base en diferentes opciones técnicas y estrategias de ejecución determinando de esta manera los recursos a ser recuperados de manera comercial. Un esquema general de este proceso se muestra en la Figura 2.11.



Figura 2.11 Proceso general para vincular reservas con proyectos. Tomada de: CNH 2014

2.2.1.2. Análisis nodal se refiere a un método de análisis que se realiza sobre un sistema integral de producción donde se calculan las caídas de presión que ocurren en los elementos del sistema, en función de los ritmos de explotación a fin de determinar la distribución de presiones en los nodos.

Es un método analítico utilizado para el pronóstico del desempeño de los diversos elementos que integran el sistema de terminación y producción. El análisis nodal se utiliza para optimizar el diseño de la terminación con el fin de que se adecue a la capacidad de producción del yacimiento y para identificar las restricciones o límites presentes en el

sistema de producción y cualquier mecanismo de mejoramiento de la eficiencia de la producción.

El análisis del sistema, llamado a menudo Análisis nodal, ha sido aplicado por varios años para analizar el rendimiento del sistema a partir de la interacción de cada uno de sus componentes. Complejas redes de ductos y sistemas de bombeo artificial son todos analizados utilizando este método.

El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el sistema integral de producción y dividir el sistema en ese punto. Las ubicaciones más comunes usadas para los nodos se muestran a continuación en la figura 2.12.

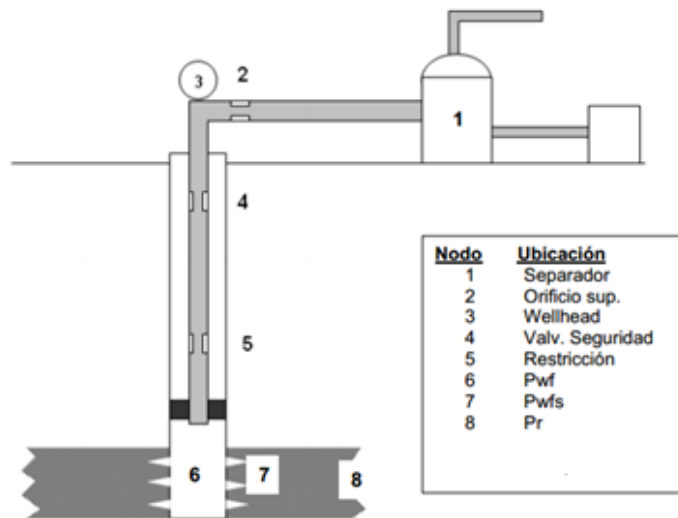


Figura 2.12 Ubicaciones comunes para los nodos. Fuente: Marcelo Hirschfeldt 2009

El análisis nodal de sistemas de producción puede ser utilizado para analizar problemas en pozos de petróleo y gas. El procedimiento puede ser utilizado tanto para pozos primarios como pozos con sistemas de levantamiento artificial. Este procedimiento también puede ser utilizado para analizar el rendimiento de pozos inyectores a partir de la modificación de las ecuaciones de entrada (inflow) y salida (outflow). Una lista parcial de aplicaciones se presenta a continuación.

1. Selección de diámetros de tuberías
2. Selección de líneas de conducción
3. Diseños de empacadores
4. Dimensionamiento de estranguladores de superficie o fondo
5. Análisis de problemas en restricciones
6. Diseño de sistemas de levantamiento artificial

7. Evaluación de estimulación de pozos
8. Analizar el efecto de comprimir gas en boca de pozo
9. Analizar el rendimiento de la densidad de disparos
10. Predecir los efectos de la declinación de yacimientos

2.2.1.3. El factor de declinación se puede explicar cómo una razón de decremento en el aporte de fluidos del yacimiento al pozo debido a las caídas de presión.

El factor de declinación (Fd) se tipifica por campo en función del comportamiento histórico. Este factor representa los efectos en producción de la declinación energética del yacimiento más la declinación mecánica generada por problemas locales a nivel de pozo, tales como: avance de contactos, efectos de conificación, problemas mecánicos y eficiencia de los métodos de producción.

La declinación es la disminución en la capacidad de producción de aceite y/o gas de un pozo o conjunto de pozos como consecuencia de una disminución de la presión del yacimiento debido al vaciamiento de éste. La declinación sigue un comportamiento que obedece las curvas convencionales de declinación, que se muestran en la figura 2.13.

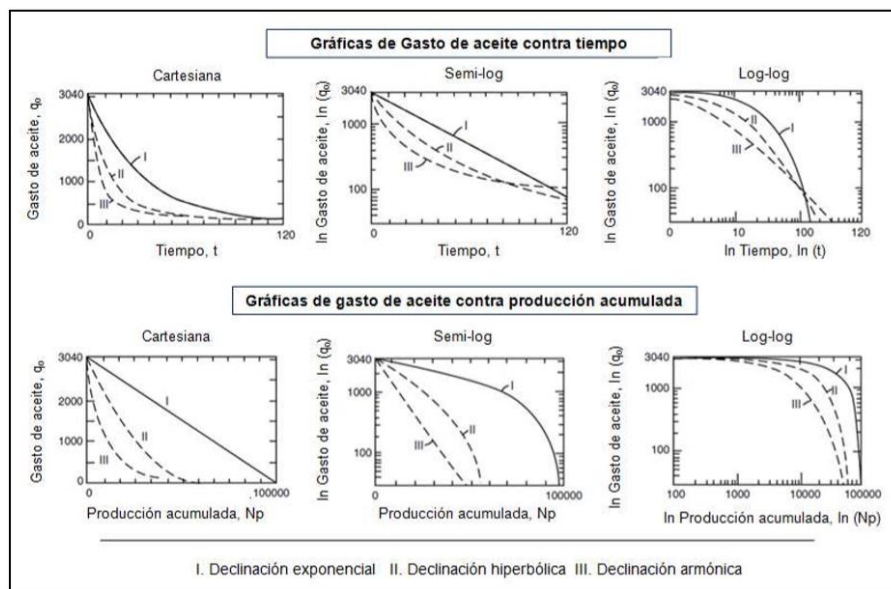


Figura 2.13 Curvas convencionales de declinación propuestas por Arps 1945. Tomada de: PEP 2012

La declinación exponencial es la más ampliamente empleada en la Industria Petrolera por las siguientes razones:

- La mayoría de los pozos siguen un gasto de declinación constante en gran parte de su vida productiva.

- Las matemáticas involucradas, que se describen por expresiones lineales, son más sencillas de aplicar a diferencia de las implicadas en la declinación hiperbólica y armónica.

El factor de declinación, F_d , se obtiene cuando el gasto se resta periódicamente al factor de declinación producido. Así al final de cada periodo, el gasto de producción que se tiene es el gasto anterior menos el factor de declinación producido por ese gasto en dicho periodo.

2.2.1.4. Los costos de inversión (infraestructura de producción, de perforación, costos de operación y mantenimiento, costos de transporte, etc). Cuando se habla de dichos costos, se refieren a todos los costos necesarios para el desarrollo del proyecto del yacimiento, es decir, equipo de perforación, personal, logística, etc. Es de los puntos más importantes pues con este dato también conoceremos nuestras utilidades.

Son todos los gastos necesarios para mantener en operación el proyecto, esto incluye los bienes y servicios que se requerirán. En la terminología de la industria esta variable se refiere al Opex (Operating Expenditure).

Los costos serán determinados en función de la infraestructura y su mantenimiento requerido, de los productos y los servicios que se necesitan, así como de la eficiencia en el uso de estos recursos. Los costos pueden ser clasificados en diversos tipos según la forma de imputación a las unidades de producto en: variables o fijos.

El modelo de costos de perforación y terminación parte del análisis estadístico del comportamiento histórico del costo; y genera una distribución probabilística de todos los posibles valores de costo que podría tener el trabajo de perforación y terminación. La salida de este modelo se incorpora al modelo económico del ciclo de vida del activo en forma de inversión inicial y perfil de egresos.

2.2.1.5. Las premisas económicas son suposiciones de todos los gastos del proyecto que se deben considerar ante aquellas circunstancias o condiciones futuras que afectarán el curso en que va a desarrollarse este. Se establecen al inicio del proceso de planeación, aunque también pueden ser desarrolladas a lo largo del mismo.

Son las variables que inciden en la evaluación de los proyectos, es decir, precio de barril, tasas de interés, paridad peso/dólar.

Precio del barril; es el precio que se le da a un barril de petróleo, considerándose un barril como 159 litros de petróleo (42 galones). Debido a las características actuales de la economía mundial el precio puede oscilar o variar en relación a los tiempos de prosperidad y niveles de consumo, la especulación, cantidad de reservas disponibles y acontecimientos sociales importantes, sobre todo los de aquellos países productores.

Tasas de interés; Las tasas de interés son el precio del dinero. Si una persona, empresa o gobierno requiere de dinero para adquirir bienes o financiar sus operaciones, y solicita un préstamo, el interés que se pague sobre el dinero solicitado será el costo que tendrá que pagar por ese servicio. Como en cualquier producto, se cumple la ley de la oferta y la demanda: mientras sea más fácil conseguir dinero (mayor oferta, mayor liquidez), la tasa de interés será más baja. Por el contrario, si no hay suficiente dinero para prestar, la tasa será más alta.

Paridad peso/dólar; Equivalencia del peso respecto a otras monedas de países con los cuales se comercia. Esta equivalencia se modifica por ajustes en el valor del peso respecto al dólar y de éste con relación a otras divisas extranjeras.

Estas premisas pueden hacer variar las inversiones que se necesiten en nuestro proyecto entre muchos otros factores, es a lo que llamamos premisas económicas.

La figura 2.14 muestra un ejemplo de algunas premisas económicas en influyen en un proyecto petrolero.

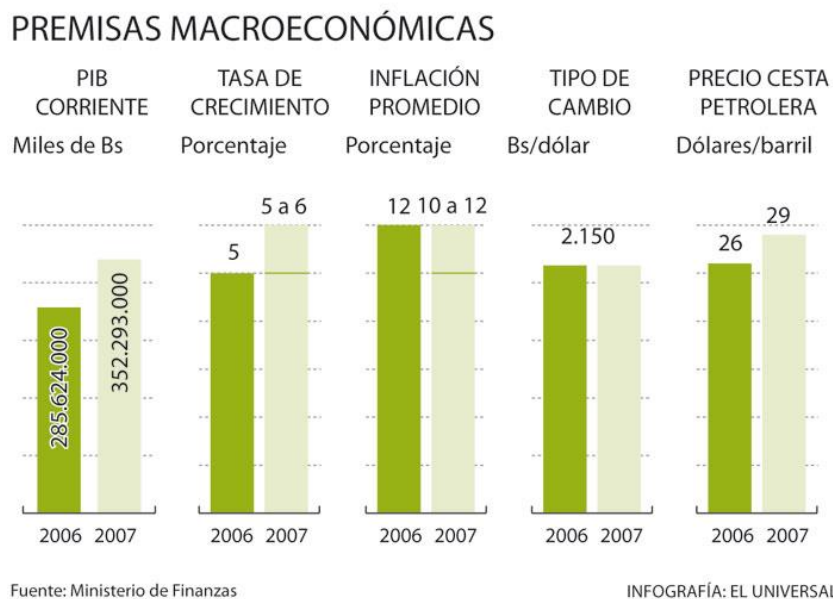


Figura 2.14 Ejemplo de premisas económicas. Fuente: Karina Semeco 2006

2.2.1.6. El número óptimo de pozos son aquellos pozos que se perforarán a lo largo del proyecto los cuales se han calculado con estudios previos, maximizando el volumen de producción e indicadores económicos.

En la práctica, la selección del tipo de arreglo depende de la distribución geométrica de los pozos existentes y, finalmente, de los análisis económicos de los planes de explotación, los cuales se realizan con modelos analíticos o numéricos de los yacimientos. Sin embargo, hay que tomar en cuenta que el número óptimo de pozos para desarrollar un yacimiento es proporcional a la cantidad de petróleo in situ y a la productividad por pozo individual, razón por la cual los yacimientos de mayor espesor se deben desarrollar con un espaciamiento menor que los delgados.

Cuando no se tiene un cálculo correcto del número óptimo de pozos es necesario buscar métodos para compensar la falta de estos, por eso es de vital importancia tener información precisa que ayude a calcular correctamente el número óptimo de pozos. La figura 2.15 muestra un ejemplo de yacimientos lenticulares con pozos interespaciados que ayudan a drenar petróleo que no se ha producido por falta de pozos que lo capturen.

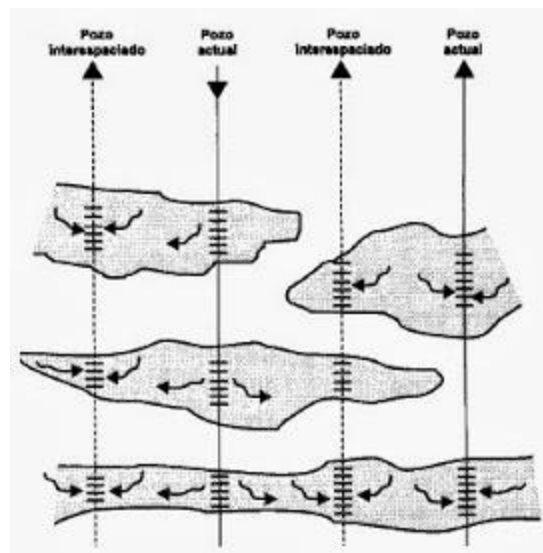


Figura 2.15 Pozos interespaciados en yacimientos lenticulares. Fuente: Raysha P. Vera 2013

2.2.1.7. Esquema de explotación (Configuración geológica con el número de pozos). El número de pozos requeridos para llevar a cabo la explotación de un yacimiento de hidrocarburos, sea de petróleo o gas, tienen un altísimo impacto en los indicadores económicos y de gestión de cualquier empresa, sea estatal o privada.

El término “espaciamiento de pozos”, se refiere a la distancia entre pozos vecinos contiguos que producen fluidos de un mismo yacimiento y que forman parte de un sistema reticular. Esa distancia puede ser constante o variable y raras veces es del todo uniforme. Debe establecerse, la diferencia entre el espaciamiento en la superficie y el espaciamiento en el subsuelo, ya que con frecuencia, este último es mayor que el primero, especialmente en campos con yacimientos superpuestos a distintos niveles.

El espaciamiento de pozos es un problema que debe ser abordado desde un punto de vista técnico y económico dentro del marco establecido en la ley de hidrocarburos; por lo tanto, se plantea la maximización de los indicadores económicos (valor presente neto, tasa interna de retorno y eficiencia de la inversión) mediante la selección de un óptimo espaciamiento entre pozos productores.

Se obtienen mejores indicadores financieros y de gestión si se optima el espaciamiento de pozos mediante la maximización de indicadores económicos que consideren variables de yacimiento y factores financieros, que si se toma en cuenta solamente la edad geológica de los yacimientos. De esta manera, los indicadores económicos (VPN, TIR, EI,) constituyen criterios objetivos para diseñar un adecuado espaciamiento entre pozos, contribuyendo a garantizar el éxito económico de la explotación.

El espaciamiento de pozos es uno de los aspectos más importantes en el desarrollo de yacimientos de petróleo o gas, pues debe tomar en cuenta aspectos técnicos, económicos y legales y usualmente está asociado a cuantiosas inversiones de dinero para la construcción de pozos y su infraestructura conexas.

El actual sistema para el espaciamiento de los pozos está basado en la edad geológica de los yacimientos, tal como se aprecia en la figura 2.16.

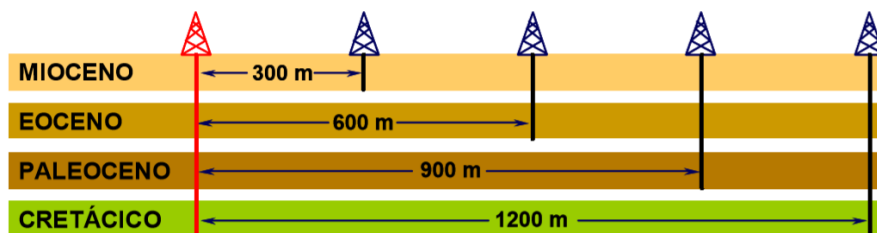


Figura 2.16 Espaciamiento de pozos en función de la edad geológica. Fuente: Luis A. Gzlez. 2002

2.2.1.8. La jerarquización de pozos; se refiere al orden de importancia que se le da a los pozos de acuerdo a su pronóstico de producción y costos de inversión principalmente.

En esta actividad se establece la mejor combinación de proyectos de reparación y perforación que garantice un nivel óptimo de riesgo y rentabilidad de la cartera de proyectos de inversión; tal y como se muestra en la Figura 2.17.

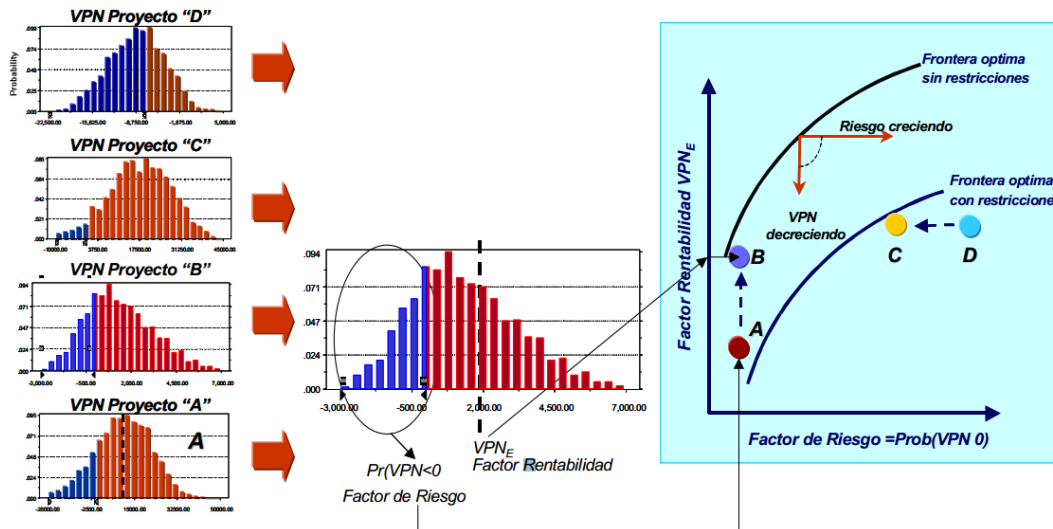


Figura 2.17 Jerarquización de portafolios de proyectos. Fuente: Karina Semeco 2006

2.2.1.9. Los pronósticos de producción basados en métodos cuantitativos (métodos volumétricos, balance de materia y simulación de yacimientos, principalmente) son la referencia más importante dentro de un proyecto de inversión.

En el marco de la evaluación económica de un proyecto de perforación o reparación, el pronóstico de producción y la vida útil del pozo, determinan el tiempo y las condiciones bajo las cuales se obtendrán los ingresos. Para un pozo, el pronóstico de producción se estima de la siguiente manera:

- Se toma como punto de partida la cuota inicial calculada en el modelo anterior.
- El factor de declinación con un factor de producción (Fd) se tipifica por campo en función del comportamiento histórico.
- El perfil de producción probabilístico en el ciclo de vida útil del pozo se obtiene a partir de una cuota inicial de tipo probabilística, que declinada a una velocidad equivalente al factor (Fd), se convierte en una banda de valores probables de producción como la que se muestra en la Figura 2.18.

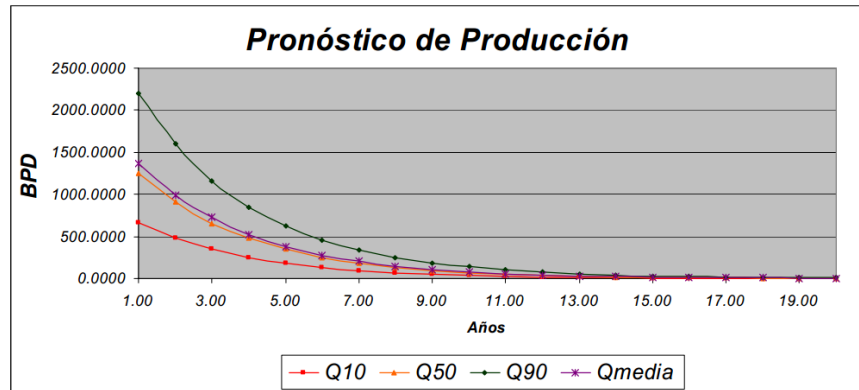


Figura 2.18 Pronóstico de producción de un pozo. Fuente: Karina Semeco 2006

2.2.1.10. Los indicadores económicos se refieren al VPN y VPI, dichos indicadores son criterios económicos utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial.

La inversión se cuantifica mediante el costo de todos los elementos tanto físicos (maquinaria, equipo, terrenos, etc.) como de capital de trabajo, que permitirán la puesta en marcha de un cierto proyecto o la actualización de éste, ya que las erogaciones posteriores se contabilizan como costos.

En la terminología de la industria esta variable se refiere al Capex (Capital Expenditure). La evaluación económica de un proyecto se realiza mediante el análisis de los indicadores económicos, éstos nos permiten conocer y evaluar los flujos de efectivo (ingresos-egresos) durante el tiempo. Conociendo estos indicadores y utilizando las metodologías de evaluación, podremos conocer el valor del proyecto durante el tiempo y con esto determinar el valor de las reservas.

- Valor presente neto
- Tasa interna de retorno.
- Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)

El límite económico es el punto máximo del acumulado del flujo de efectivo, define la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable, ya que los costos de producción han superado la capacidad del proyecto para generar ganancias. Por lo tanto es la fecha en la cual son determinados los valores las reservas. Para que un proyecto sea rentable, el límite económico debe ser mayor que el periodo de recuperación, es decir que haya pasado el tiempo suficiente para que le proyecto haya generado las ganancias suficientes para al menos recuperar las inversiones y los gastos. La figura 2.19 muestra un ejemplo del límite económico de un proyecto.

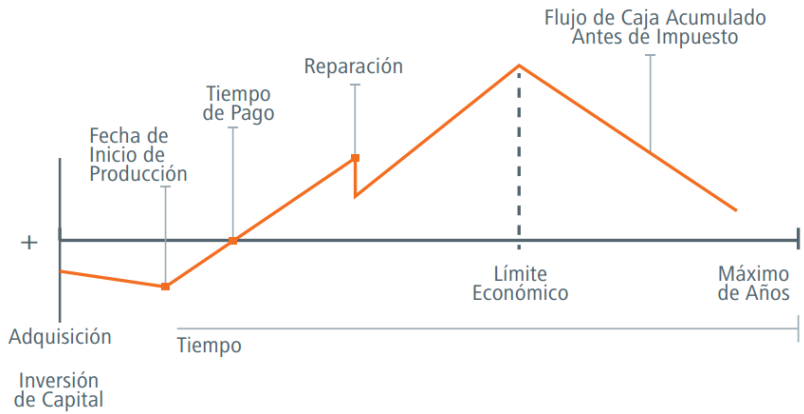


Figura 2.19 Límite económico. Tomada de: CNH 2012

El indicador económico utilizado para realizar la evaluación económica es el Valor Presente Neto (VPN). De la función de distribución de probabilidad del VPN, se obtienen dos parámetros importantes: El factor de rentabilidad y el factor de riesgo. El factor de rentabilidad del proyecto, está representado por la media de la distribución o valor esperado de VPN. El factor de riesgo, está definido como el área bajo la curva que representa la probabilidad de destruir valor, generalmente está limitada por valores de VPN igual o menor a cero, sin embargo, este requerimiento mínimo de rentabilidad puede ser un objetivo establecido mediante lineamiento corporativo y solo aplicable a los negocios de una empresa determinada. Ver Figura 2.20.

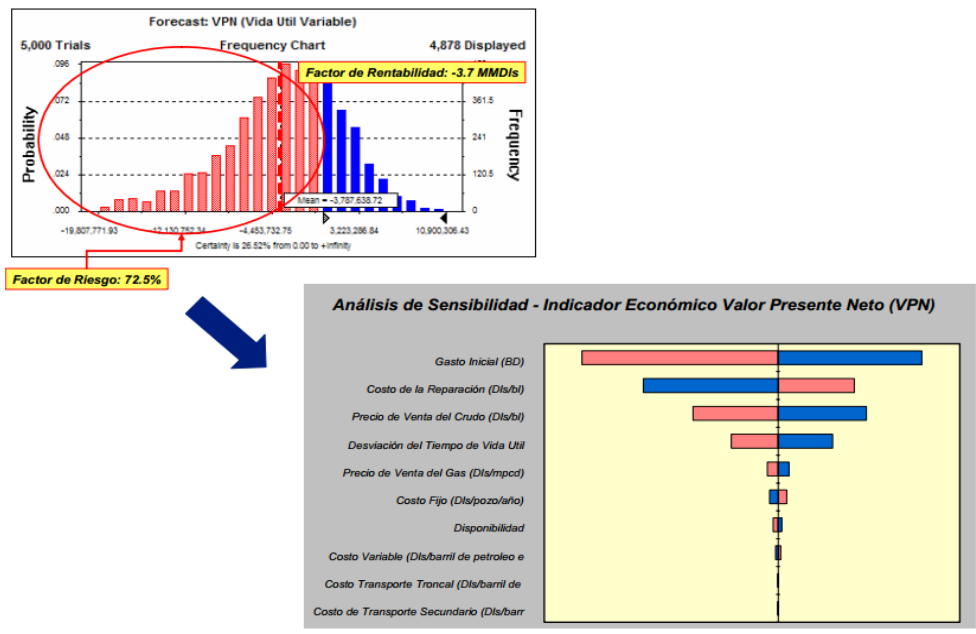


Figura 2.20 Salidas del modelo económico- VPN probabilística y diagrama de sensibilidad. Fuente: Karina Semeco 2006

En cualquiera de los casos, ambos parámetros se utilizan como criterios de decisión en cuanto a la conveniencia o no de una inversión. Los proyectos que queden con valores inferiores de VPN al mínimo establecido dejan de ser atractivos bajo las condiciones existentes para el momento del análisis, desviando los flujos de capital hacia aquellos que si cumplan los requerimientos de rentabilidad.

De esta manera se tiene una herramienta de análisis que permite apoyar el proceso de toma de decisión proactivamente, permitiendo establecer los planes de mitigación de riesgo que permitan maximizar la rentabilidad del negocio.

2.2.2. Abandono de campos

No se debe dejar de lado que todas las etapas de explotación del yacimiento son importantes incluyendo esta etapa la cual entrega la última información del yacimiento, por eso no se debe descartar ninguna información hasta el último paso de su abandono.

La industria petrolera prevé un aumento en la actividad de las operaciones de abandono de pozos y desmantelamiento de plataformas. A medida que las regulaciones se tornan más estrictas y complejas, los abandonos realizados técnicamente son esenciales para la protección del medio ambiente en el largo plazo. Si bien las nuevas tecnologías y técnicas le dan un nuevo sentido al término “permanente” cuando se habla de abandono, los operadores buscan minimizar los costos de abandono y desmantelamiento ya que estas erogaciones no son recuperables. El abandono de los pozos se está haciendo cada vez más frecuente a medida que los yacimientos van envejeciendo y alcanzando sus límites productivos y económicos.

La figura 2.21 muestra las diferentes etapas de explotación hasta llegar a la etapa de abandono toda la caracterización del yacimiento concluye teóricamente ya que en algunos casos pueden ser reactivados si presentan las condiciones y características convenientes.

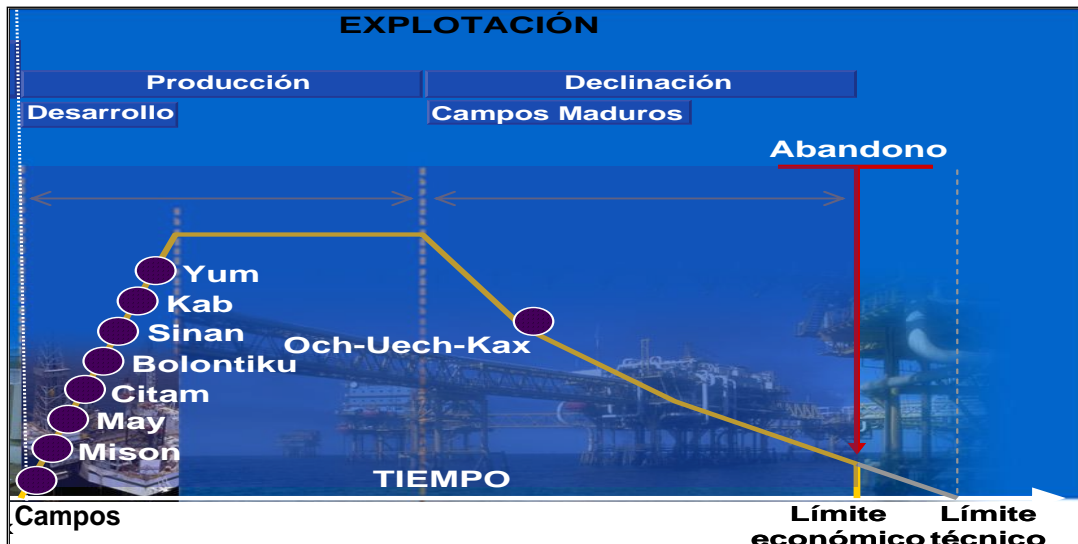


Figura 2.21 Descripción de las etapas de explotación de los campos hasta su abandono. Tomada de: Pemex

Se le llama abandono de pozos a la etapa donde finaliza la vida productiva de un campo, en la cual se llega a sus límites técnicos y/o económicos en la producción de hidrocarburos; aunque no se debe olvidar que cualquiera de dichos pozos puede ser retomado si se considera según nuevas tecnologías o cambios administrativos para continuar extrayendo el petróleo que en los momentos de su abandono ya no pudo extraerse.

En esta etapa la reserva remanente ya se ha extraído dejando solamente la saturación residual, resultado del avance de algún contacto: agua-aceite o gas-aceite.

El abandono de campos se inicia con el taponamiento de los pozos improductivos, que se quedaron sin opción de producir en otro intervalo de la misma formación o bien de formaciones respectivas que hayan resultado económicamente productoras.

Los propósitos de la obturación o taponamiento de un pozo son los siguientes:

- Prevenir que los fluidos se salgan de la zona de inyección hacia fuentes subterráneas de agua potable
- Prevenir el movimiento de líquido desde la superficie hacia el fondo del pozo y hacia las fuentes subterráneas de agua potable
- Proteger los recursos naturales en la zona inferior al punto de inyección del pozo

La obturación o taponamiento comienza con un permiso; dicho permiso contiene un plan que describe la forma de obturar o taponar el pozo:

- Prevenir que el líquido salga de la zona de inyección
- Proteger los recursos contra el flujo de otras zonas
- Proteger las fuentes subterráneas de agua potable contra el flujo procedente del fondo y de la superficie
- Considera el diámetros del revestimiento y el hueco
- Considera las características del cemento que se va a usar
- Volumen final de cada bolsa de cemento

Los objetivos del abandono se hacen siempre tomando en cuenta las leyes y normas de seguridad, tanto para el ambiente como para las personas ya que al abandonar cualquier operación en ese pozo se da por hecho que dicha área se integrará nuevamente a la comunidad, además uno de los objetivos principales del abandono de campos es reducir la carga fiscal a la empresa; es decir, desincorporar activos fijos y con esto pagar menos impuestos. La figura 2.22 muestra algunos de los principales objetivos.



Figura 2.22 Diagrama de objetivos en el procedimiento de abandono. Fuente: Adiestramiento de inspectores del programa de control de inyección subterránea 2014

En el capítulo dos se trató de todas las etapas por la que un proyecto de yacimiento tiene que pasar para desarrollarse y así mismo comenzar la caracterización del yacimiento; sin embargo, para dicho desarrollo se necesitan herramientas indispensables para garantizar que todos los procesos sean correctos. El siguiente capítulo trata de una de las principales herramientas para caracterizar un yacimiento, el registro geofísico.

CAPÍTULO 3

3. REGISTROS GEOFÍSICOS

Los registros geofísicos de pozos, constituyen una de las informaciones básicas obtenidas durante la perforación de un pozo petrolero, ya que permiten determinar propiedades geológicas y petrofísicas de las rocas tales como litología, porosidad, saturación de fluidos, etc. (véase Figura 3.1) y, por consiguiente, su capacidad de producción de hidrocarburos y su calidad de rocas almacén y sello.

También son considerados elementos indispensables en la interpretación geológica-económica de áreas exploratorias, desarrollo de campos, caracterización de yacimientos y evaluación de reservas.

Factores que influyen en las respuestas de la formación que se registra:

- Litología
- Porosidad
- Contenido de fluidos

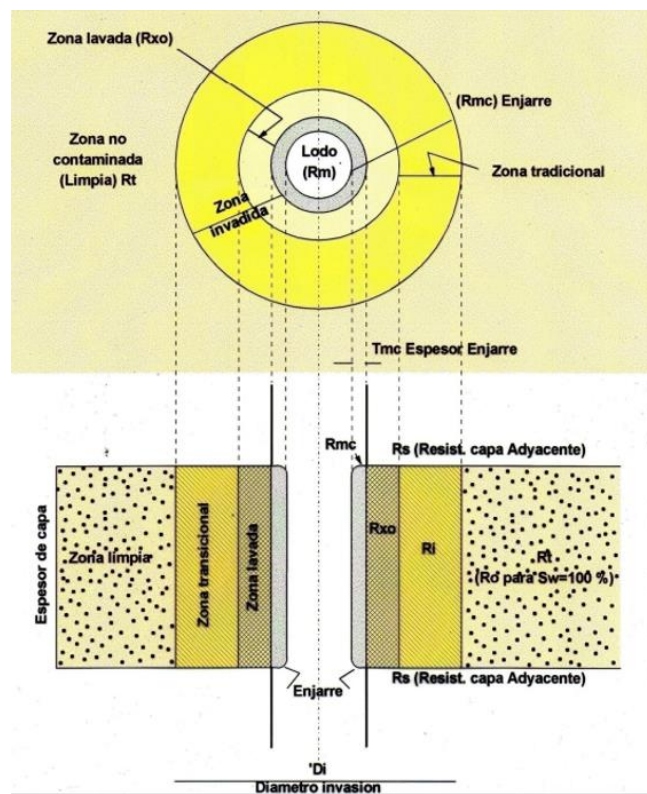


Figura 3.1 Ejemplo de radio de investigación de un registro geofísico. Modificado de: Bernardo Martell 2010

3.1. Clasificación de registros

A) En función del principio físico de la herramienta:

- Resistividad:
 - Rt: Eléctrico (ES), Eléctrico enfocado (LL), Doble eléctrico enfocado (DLL), Inducción (I-ES), Doble inducción- Eléctrico enfocado (DIL), Eléctrico enfocado azimutal (ARI), Arreglo de inducción (AIT)
 - Rxo: Micro eléctrico (ML) microlog, Micro enfocado (MLL) microlaterolog, Micro proximidad (MPL), Micro esférico enfocado (MSFL)

- Acústico:
 - Sónico de porosidad (BHC)
 - Sónico digital
 - Sónico dipolar
 - Sónico de amplitud (A-BHC)
 - Sónico de densidad variable (VDL)
 - BHTV-TV Pozo

- Radioactivos :
 - Rayos Gamma: Rayos gamma naturales (GR), Espectroscopia de rayos gamma naturales (NGT)
 - Neutrones: Radioactivo (GNT), Epitermal (SNP), Compensado (CNL)
 - Densidad: Densidad de formación (FDC), Lito densidad (LDT)

- Mecánicos:
 - Temperatura
 - Calibración
 - Desviaciones
 - Medición de echados

B) En función de la propiedad petrofísica por medir:

- Resistividad:
 - Rt (Investigación profunda): eléctrico, eléctrico enfocado, doble eléctrico enfocado, inducción
 - Rxo (Investigación somera): micro eléctrico, micro enfocado, micro proximidad, micro enfocado esférico

- Porosidad:
 - Sónico compensado
 - Radioactivo
 - Densidad compensado
 - Lateral neutrón
 - Neutrón compensado

3.2. Utilidad de los Registros

Algunas de las principales utilidades de los registros son:

- Correlación y límites entre capas
- Diferenciación entre rocas duras y blandas
- Determinación de cuerpos permeables
- Discriminación de capas acuíferas-petrolíferas
- Determinación de contactos agua-hidrocarburos
- Determinación cuantitativa de F(factor de formación) y Sw(saturación de agua)
- Determinación de productividad
- Pronóstico de fluidos a producir
- Determinación de la litología
- Determinación de porosidad secundaria
- Delineación de características estructurales y sedimentarias
- Volumen de arcilla, y permeabilidad (k) a partir de datos de registros
- Salinidad de agua de formación
- Medida del diámetro de agujero

3.3. Factor de formación

Experimentalmente se ha establecido que la resistividad de una formación limpia es proporcional a la resistividad de la solución salina con la cual está saturada. La constante de proporcionalidad es el factor de formación (F). R_o = resistividad de una roca limpia saturada totalmente por agua salada con resistividad (R_w) por lo tanto:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (3.1)$$

Por otro lado,

El factor de formación también es una función de la porosidad. Archie propuso la siguiente fórmula:

$$F = \frac{a}{\varphi^m} \quad (3.2)$$

donde:

φ = Porosidad

a = Una constante que se determina en forma empírica.

m = Factor de cementación.

Por lo que se tienen los siguientes resultados:

Para Archie

- En arenas:

$$F = \frac{0.81}{\varphi^2} \quad (3.3)$$

- En carbonatos o formaciones compactadas:

$$F = \frac{1}{\varphi^2} \quad (3.4)$$

Para Humble:

$$F = \frac{0.62}{\varphi^2} \quad (3.5)$$

Ecuación de Archie

$$S_w = \frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \varphi^m} \quad (3.6)$$

donde:

Parámetro		Obtenido de:
a	Factor de tortuosidad	Núcleos, Otras técnicas
R_w	Resistividad del agua de formación	SP, LL, IL, Otras técnicas
R_t	Resistividad verdadera de la formación	IL, LL
φ	Porosidad	Sónico, Densidad, Neutrón

<i>m</i>	Exponente de cementación	IL, LL, Núcleos, Otras técnicas
<i>n</i>	Exponente de saturación	Núcleos, Otras técnicas

3.4. Registros

En este punto se describirán en forma detallada los parámetros necesarios para la evaluación de un yacimiento, y la importancia que tiene cada uno de ellos, además de las diferentes formas de obtenerlos. Del conocimiento de los diferentes parámetros que los registros geofísicos nos proporcionan, dependerá la extracción eficiente de los hidrocarburos.

Para ello se cuenta con el muestreo de los pozos; es decir, del registro de lo que la barrena atraviesa. Este muestreo se hace en forma directa: estudiando muestras de la formación, o mediante el análisis continuo del fluido de perforación, y por la introducción mediante cables con conductores eléctricos de dispositivos medidores de los distintos parámetros característicos de las formaciones atravesadas y de su contenido. De estos métodos de muestreo, el que mayores avances tecnológicos ha reportado es el originalmente conocido como registro eléctrico. Actualmente, a éste se le han sumado una serie numerosa de registros de otros parámetros y se les denomina genéricamente registros geofísicos.

Un registro geofísico es un gráfico X-Y en donde el eje Y representa la profundidad del pozo y el eje X representa el o los valores de algunas características del pozo que se pueden medir o calcular como son:

1. Porosidad
2. Saturación de fluidos
3. Resistividad de las formaciones
4. Agua de formación
5. Conceptos de invasión de las formaciones
6. Determinación de la resistividad del lodo, del filtrado de lodo y del enjarre
7. Densidad
8. Tiempo de tránsito
9. Diámetro del agujero, etc.

Para determinar algunas características de las formaciones del subsuelo es necesario llevar a cabo la toma de registros. Para esto se utiliza una unidad móvil (o estacionaria en pozos costa afuera) que contiene un sistema computarizado para la obtención y

procesamiento de datos. También cuenta con el envío de potencia y señales de comando a un equipo que se baja al fondo del pozo por medio de un cable electromecánico. El registro se obtiene al hacer pasar los sensores de la sonda en frente de la formación, moviendo la herramienta lentamente con el cable.

Dentro de los objetivos del registro geofísico podemos mencionar:

- Determinación de las características de la formación: porosidad, saturación de agua/hidrocarburos, densidad.
- Delimitación (cambios) de litología
- Desviación y rumbo del agujero
- Medición del diámetro del agujero
- Dirección del hechado de formación
- Evaluación de la cementación
- Condiciones mecánicas de la TR

Registros en Agujero Entubado

- Evaluación de la cementación
- Pruebas de formación
- Desgaste de tubería

Registros en Agujero Descubierta

- Inducción
- Doble laterolog
- Neutrón compensado
- Densidad compensada
- Sónico digital
- Imágenes de pozo

3.4.1. Registro de potencial espontáneo

El registro SP mide la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie, en función de la profundidad. Figura 3.2.

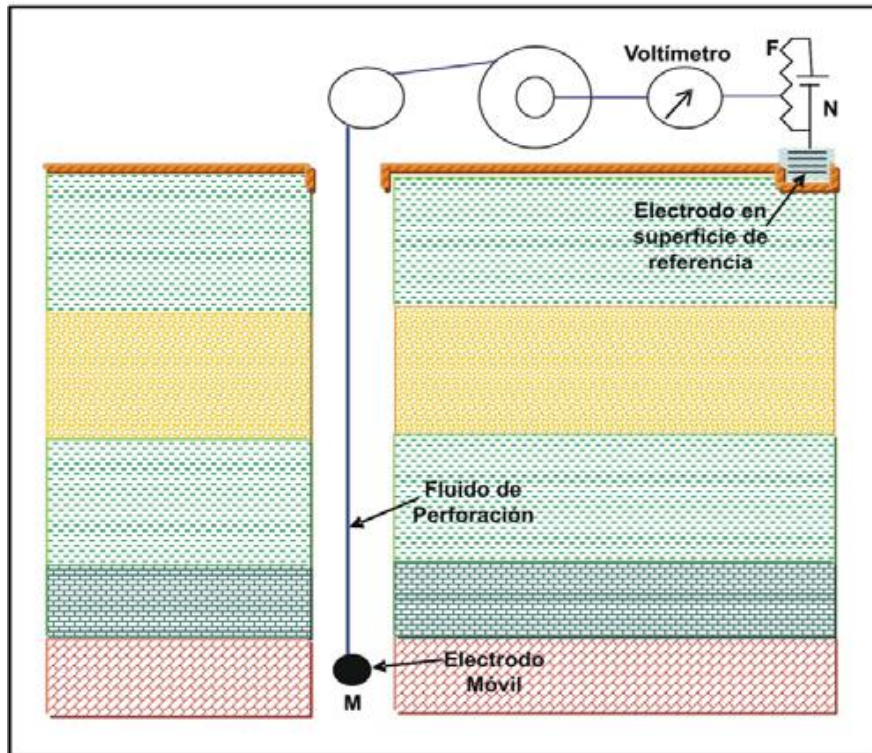


Figura 3.2 Obtención del registro de potencial espontáneo. Tomada de: Heberto Ramos 2008

No se puede registrar una curva de SP en pozos con tubería de revestimiento (TR) o tubería de producción (TP) metálica, o cuando se utilizan fluidos de perforación (comúnmente lodo de perforación) no conductivos, ya que en estos casos no se proporciona una continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Adicionalmente, si las resistividades del filtrado de lodo y del agua de formación son casi iguales, las deflexiones de la curva del registro SP serán muy pequeñas y por lo tanto, no significativas.

En presencia de lutitas, el registro SP por lo general, define una línea más o menos recta, que se denomina línea base de lutitas. En presencia de formaciones permeables, la curva muestra variaciones con respecto a la línea base de lutitas: en los estratos con espesor mayor, estas variaciones tienden a alcanzar un valor esencialmente constante, definiendo así una línea denominada de arenas. La deflexión de la curva en el registro puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva), dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado de lodo. Si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado de lodo, la deflexión es a la izquierda. Por el contrario, si la salinidad del filtrado de lodo es mayor que la del agua de formación, la deflexión de la curva es a la derecha.

La figura 3.3 representa un ejemplo del registro SP combinado con un registro de resistividad. El registro SP en el carril de la izquierda es medido en milivolts, en este

registro también se puede apreciar la línea base de arenas (menor voltaje) y la línea base de las lutitas (mayor voltaje). A la derecha se observa el carril de resistividades medido en ohms en el cual se observan la toma de lecturas somera (alterada debido al filtrado de fluido de perforación), media y profunda.

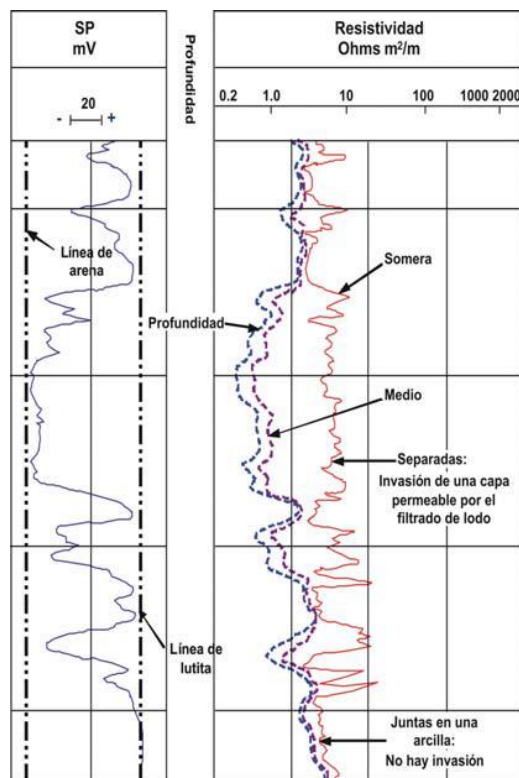


Figura 3.3 Ejemplo de un registro de SP en una serie de lutitas y areniscas. Fuente: Heberto Ramos 2008

3.4.1.1. Origen del SP

Las deflexiones de la curva del registro SP resultan de las corrientes eléctricas que fluyen en el lodo del pozo. Estas corrientes se deben a fuerzas eléctricas en las formaciones, las cuales tienen un origen electroquímico y electrocinético.

El potencial espontáneo de la formaciones de un pozo (SP), se define como la diferencia de potencial que existe entre un electrodo colocado en la superficie del suelo, y otro electrodo móvil en el lodo del pozo.

En la práctica, la medida del SP se obtiene mediante un electrodo, que va en la misma sonda con que se obtiene simultáneamente otros registros, y un electrodo colocado en la superficie en un medio húmedo que bien puede ser la presa del lodo de perforación o un agujero en las vecindades del camión de registros.

De esta forma se van obteniendo las variaciones del potencial espontáneo de las formaciones, sobre un negativo de película en el camión de registros en la superficie, frente a la cual va pasando la sonda.

La curva de potencial espontáneo es un registro de fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas in situ. El movimiento de iones que causa el fenómeno de SP es posible solo en formaciones que tengan un mínimo de permeabilidad. El registro SP se mide en milivoltios (*mV*).

Como el área de la sección transversal vertical de una arena delgada en un pozo es comparativamente menor que la arena de espesor grande, el área disponible para el flujo de corriente en aquella será menor, habiendo por lo tanto una caída de potencial mayor en el sistema eléctrico lodo-arena-lutita. En el registro SP se obtiene una deflexión menor de la curva de potencial frente a una arena delgada que frente a una arena de gran espesor. Ver figura 3.4.

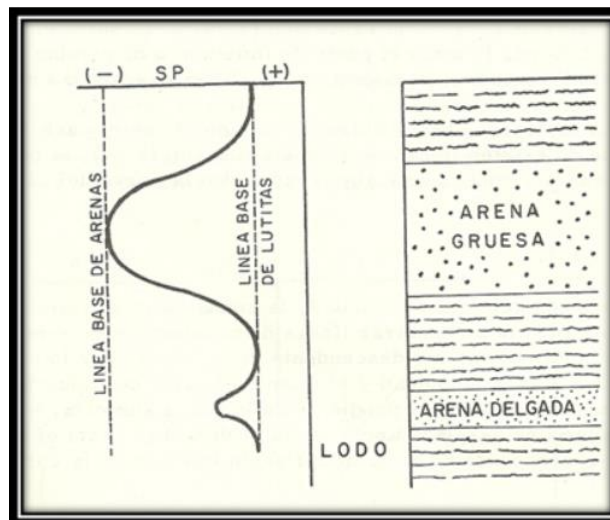


Figura 3.4 Comparación del SP en arenas gruesas y delgadas. Fuente: Ruth Santos 2012

También es frecuente el caso de intercalaciones de capas delgadas de lutitas en una arena. Cuando existen estas condiciones, ocurre algo similar al caso de arenas delgadas, es decir hay una considerable caída de potencial, al ser menor el área de flujo en la corriente eléctrica en la lutita. La consecuencia de la caída de potencial en la lutita es que la curva SP no alcanza la línea base de la lutitas, apareciendo como pequeñas variaciones del SP en la arena. Ver figura 3.5.

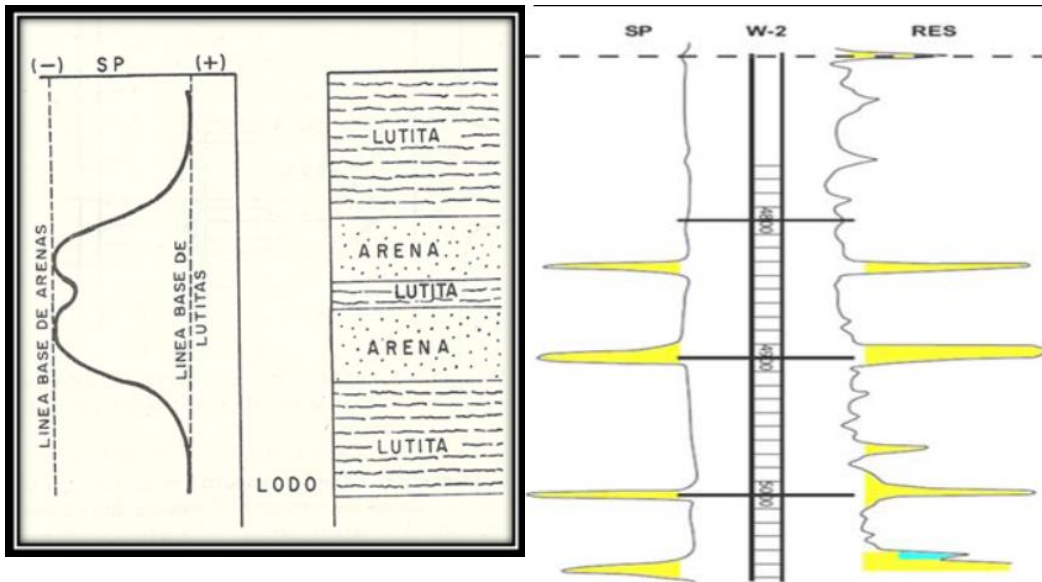


Figura 3.5 Ejemplos de efecto de intercalaciones delgadas de lutita en arena. Fuente: Ruth Santos 2012

3.4.1.2. Influencia de los fluidos de perforación

La perforación de un pozo generalmente se lleva a cabo con diversos lodos de perforación pero que tienen como finalidad principalmente: la suspensión y eliminación de los cortes que se van generando de la operación de la barrena, la lubricación de la misma y la correcta estabilización de presiones de la formación que se pueden generar durante la perforación, y como resultado de estas presiones que se generan entonces la presión hidrostática de la columna de lodo de perforación debe ser siempre mayor en el fondo del pozo.

La presión que se ejerce en las formaciones del pozo en operación, provocan que en las secciones porosas y permeables se produzca una filtración de la fase líquida que compone parte del lodo de perforación, dentro de dichas formaciones, a esto se le conoce como filtrado del lodo. Como resultado de esta filtración, las partículas sólidas del lodo se quedan adheridas en la pared del pozo, constituyendo lo que se denomina película de lodo, mejor conocido como enjarre.

La concentración salina del agua o filtrado del lodo que penetra en la sección permeable, puede ser distinta que la que existe dentro de la roca, alterando entonces la resistividad de la zona lavada y la zona transicional, que constituyen la zona de invasión del filtrado.

El diámetro (D_i) es variable dependiendo de la porosidad y la permeabilidad de la roca, así como también las características físicas del lodo de perforación, como por ejemplo la pérdida del filtrado y la densidad.

Finalmente también participa el tiempo de exposición del lodo frente a la formación permeable. Comúnmente el diámetro de invasión es mayor de dos veces que el diámetro del agujero, sin embargo, en pozos menores a 500m de profundidad el diámetro de invasión puede ser menor.

Inicialmente el ritmo de la filtración alcanza su valor máximo y va disminuyendo a medida que aumenta el espesor del enjarre, en otras palabras si este tiene generalmente muy baja permeabilidad, se reduce en forma considerable el proceso de invasión a medida que se va formando el enjarre.

Para el cálculo de S_w y ϕ , el análisis se debe obtener de información de los registros geofísicos, tomando en cuenta el tipo de roca que constituye el probable yacimiento, ya que para los clásticos se usan un grupo de registros y para los carbonatos otro conjunto de registros con parámetros diferentes.

3.4.1.3. Aplicaciones del Registro SP

El movimiento de iones que causa el fenómeno de SP es posible sólo en formaciones que tengan un mínimo de permeabilidad (es suficiente una pequeña fracción de milidarcy). No hay una relación directa entre el valor de la permeabilidad y la magnitud de la deflexión de SP, tampoco existe una relación directa entre la deflexión de SP con la porosidad, sin embargo, permite diferenciar cualitativamente las capas permeables y porosas.

Algunas aplicaciones del registro SP son las siguientes:

- A. Determinar cuerpos permeables
- B. Determinar los límites entre capas
- C. Correlacionar estratos
- D. Conocer cualitativamente el contenido arcilloso de una capa

Factores que afectan el registro de SP:

- El espesor de la capa
- La arcillosidad de la formación
- La resistividad de la formación
- La profundidad de la invasión
- Resistividad del lodo / Diámetro del pozo

El ruido (vibraciones que pueden captar los registros debido a diferentes aparatos externos y que dañan la respuesta del registro) es un factor muy importante que afecta el registro SP. Algunas veces una señal de baja amplitud de onda sinusoidal queda superpuesta en el SP. Esto sucede cuando una parte móvil del malacate se magnetiza

accidentalmente. Un contacto intermitente entre la cubierta y la armadura del cable puede causar también picos falsos en la curva de SP. En estas situaciones, la curva de SP debe leerse de tal manera que la amplitud de la onda sinusoidal o el pico no se sume o reste a la verdadera deflexión del SP.

Las corrientes directas que fluyen a través de las formaciones cerca del electrodo del SP también pueden dar como resultado valores del SP erróneos, particularmente cuando las resistividades de la formación son altas. Estas corrientes pueden deberse al bimetalismo que ocurre cuando dos piezas de diferentes metales se tocan, y al estar rodeados por lodo forman una batería débil. Estas corrientes son pequeñas y no tienden a afectar el SP, excepto en formaciones de alta resistividad. Por consiguiente, si una curva del SP en formaciones muy resistivas parece dudosa, es preferible leer las deflexiones del SP en los intervalos no arcillosos donde las resistividades sean lo más bajas posible.

A veces es difícil registrar un buen SP en pozos donde hay instalaciones cercanas (Figura 3.6), en plataformas marinas o en embarcaciones. Los barcos que pasan, instrumentos de protección catódicos y fuentes de energía electromagnética que se irradia, pueden contribuir a un registro de SP ruidoso. En tierra, la proximidad a líneas de energía o a pozos de bombeo, puede tener un efecto similar al mencionado en la curva del SP. Muchas de estas alteraciones pueden minimizarse mediante una elección cuidadosa de la ubicación del electrodo de tierra.

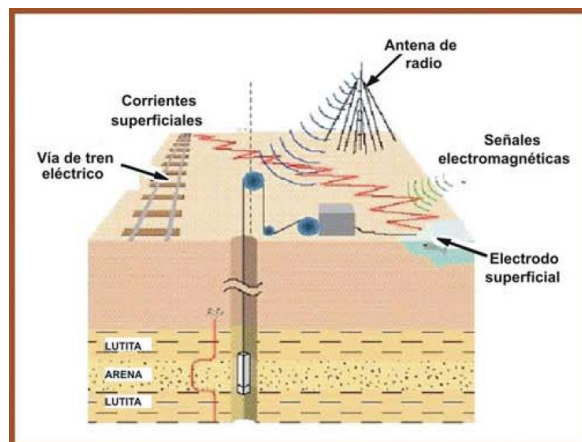


Figura 3.6 Alteraciones superficiales de la curva del SP. Tomada de: Heberto Ramos 2008

3.4.2. Registro neutrón compensado

Los registros de neutrones se utilizan principalmente para definir formaciones porosas y para determinar su porosidad. Responden principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias, cuyos poros estén saturados con agua o aceite, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad que está saturada con esos fluidos.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras. Cada una tiene una masa casi idéntica a la de un átomo de hidrógeno. Una fuente radiactiva en la sonda emite constantemente neutrones de alta energía (rápidos). Estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación, en lo que podría considerarse como colisiones elásticas de “bolas de billar”. Con cada colisión, el neutrón pierde algo de su energía. La cantidad de energía perdida por colisión depende de la masa relativa del núcleo con el que choca el neutrón. La mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón golpea un núcleo con una masa prácticamente igual, es decir, un núcleo de hidrógeno. Las colisiones con núcleos pesados no desaceleran mucho al neutrón. Por lo tanto, la desaceleración de neutrones depende en gran parte de la cantidad de hidrógeno de la formación.

Su medición se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto depende del fluido (índice de hidrógeno) contenido en los poros de la roca y por lo tanto, de la porosidad.

Los hidrocarburos líquidos tienen índices de hidrógeno cercanos al del agua. Sin embargo, el gas generalmente tiene una concentración de hidrógeno considerablemente más baja que varía con la temperatura y la presión. Por lo tanto, cuando el gas está presente a una distancia suficiente al agujero para estar dentro de la zona de investigación de la herramienta, el registro de neutrones lee una porosidad muy baja.

Esta característica permite que se utilice el registro de neutrones con otros registros de porosidad para detectar zonas de gas e identificar contactos gas/líquido. Una combinación de registros de neutrones y de densidad proporciona una lectura de porosidad más exacta y un valor de saturación de gas mínima.

3.4.2.1. Aplicaciones de la herramienta de neutrón compensado:

Las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al comparar el registro de neutrones con otro de porosidad o con un análisis de muestras. La combinación del registro de neutrones con uno o más registros de porosidad permite reducir la incertidumbre en la

determinación de litologías y en la cuantificación de la porosidad de la formación, incluso en la evaluación del contenido de arcilla.

Las principales aplicaciones de la herramienta de neutrón compensado (CNL) son:

1. Determinación de la porosidad
2. Identificación de la litología
3. Análisis del contenido de arcilla
4. Detección de gas

La figura 3.7 muestra un ejemplo del registro CNL; el carril de la izquierda muestra el registro del caliper, es decir, diámetro del agujero y en el carril derecho se muestra el registro del CNL que va variando de acuerdo al contenido de hidrógeno según se ha explicado anteriormente.

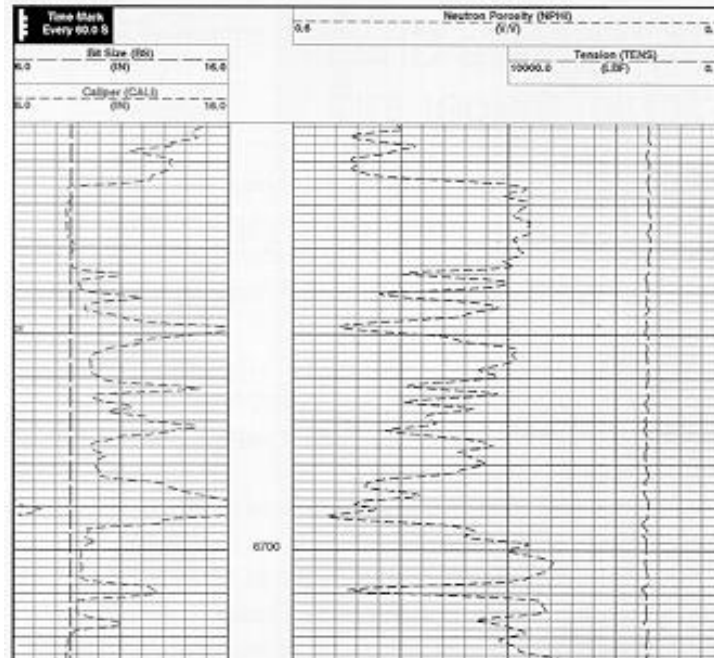


Figura 3.7 Registro de neutrón compensado. Tomada de: Alejandro Arroyo 2007

3.4.3. Registro de litodensidad compensada

El equipo de densidad (FDC) es una herramienta nuclear para registros en pozos, desarrollada para obtener la densidad de la formación e inferir, con base en ella, la porosidad, presencia de gas, evaluación de arenas con arcilla y de litologías complejas, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de la roca.

En el caso de la herramienta de lito- densidad (LDT), ésta hace una identificación litológica por medio de la medición del índice de absorción fotoeléctrica, el cual es la cuantificación

de la capacidad del material de la formación de absorber radiación electromagnética, mediante el mecanismo de absorción fotoeléctrica.

Este parámetro es función directa del número atómico promedio de la formación (Z) y depende poco de la porosidad y del fluido existente.

El sistema de medición consta de una fuente radiactiva y dos detectores montados en un patín, el cual los mantiene pegados a la formación con un brazo mecánico, eliminando mucho del efecto del pozo sobre la medición, el cual es originado por el lodo de perforación presente entre la formación y el sistema de medición. Figura 3.8.

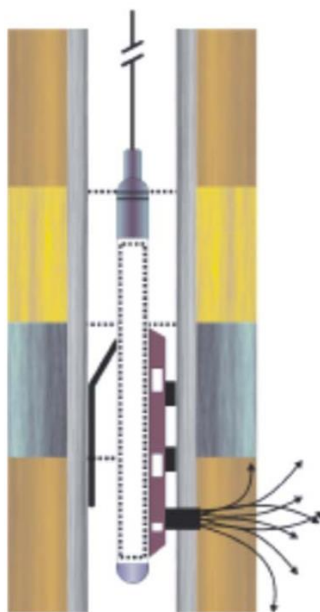


Figura 3.8 Herramienta de densidad compensada. Tomada de: Heberto Ramos 2008

Para obtener la densidad, se mide el conteo de rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con el material. Ya que el contenido obtenido es función del número de electrones por cm^3 y éste se relaciona con la densidad real del material, lo que hace posible la determinación de la densidad. La identificación de la litología se hace por medio de la medición del “índice de absorción fotoeléctrica”. Éste representa una cuantificación de la capacidad del material de la formación para absorber radiación electromagnética mediante el mecanismo de absorción fotoeléctrica.

3.4.3.1. Aplicaciones de la herramienta de litodensidad compensada:

Las principales aplicaciones de la herramienta de litodensidad compensada (LDT) son:

1. Análisis de porosidad
2. Determinación de litología

3. Calibrador
4. Identificación de presiones anormales
5. Detección de gas cuando se combina con CNL

La figura 3.9 muestra un ejemplo del registro. El carril de la izquierda muestra el registro del caliper, es decir, diámetro del agujero y en el carril derecho se muestra el registro del LDT que va variando de acuerdo al contenido de rayos gamma en los detectores según se ha explicado anteriormente.

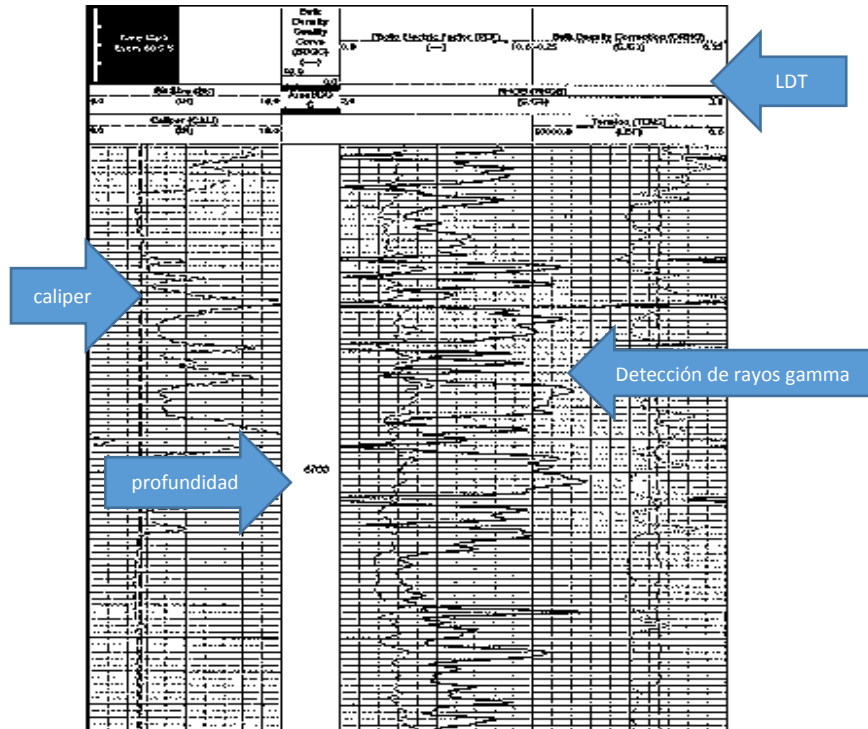


Figura 3.9 Registro de litodensidad compensada. Fuente: Alejandro Arroyo 2007

3.4.4. Registros de rayos gamma

El registro de GR es una medición de la radiactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radiactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas.

Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radiactividad, a menos que contaminantes radiactivos como cenizas volcánicas, sales de Uranio o residuos de granito estén presentes, o que las aguas de formación contengan sales radiactivas disueltas.

Este registro se puede tomar simultáneamente con otros, ya sean también radiactivos o de resistividad, en agujeros vacíos o llenos de cualquier tipo de lodo y en pozos entubados (GR, CCL).

3.4.4.1. Propiedades de los Rayos Gamma

Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radiactivos. El isótopo de Potasio radiactivo con un peso atómico de 40 (K40), y los elementos radiactivos de las series de Uranio y Torio, emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la tierra.

Cada uno de estos elementos emite rayos gamma. La cantidad y la energía son distintivos de cada elemento.

Al pasar a través de la materia, los rayos gamma experimentan colisiones sucesivas (efecto Compton), con los átomos del material de la formación y pierden energía en cada colisión.

Después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía, un átomo de la formación lo absorbe por medio de un efecto fotoeléctrico. Por consiguiente, los rayos gamma naturales se absorben gradualmente y sus energías se degradan al pasar a través de la formación. La tasa de absorción varía con la densidad de la formación, es decir, dos formaciones que tengan la misma cantidad de material radiactivo por unidad de volumen, pero con diferentes densidades, mostrarán diferentes niveles de radioactividad. Las formaciones menos densas aparecerán algo más radioactivas. La respuesta del registro de GR, después de las correcciones apropiadas para el pozo, es proporcional a las concentraciones de peso del material radiactivo en la formación.

3.4.4.2. Aplicaciones de la herramienta de rayos gamma

El registro de GR es particularmente útil para definir las capas arcillosas cuando el SP está distorsionado (en formaciones muy resistivas), o cuando el SP tiene un valor insignificante (en formaciones que llevan agua dulce o en lodo salado, es decir cuando R_{mf} es cercano a R_w), o cuando el SP no se puede registrar (en lodo no conductivo, pozos vacíos o perforados con aire o en pozos con agujero entubado). En todos los casos, se toma el límite de la capa en un punto intermedio entre la deflexión máxima y la mínima de la anomalía.

El registro de GR refleja la proporción de arcilla y, en muchas regiones, se puede utilizar cuantitativamente como un indicador de la arcillosidad. También se emplea para la detección y evaluación de minerales radiactivos, como Potasio o Uranio. Su respuesta,

corregidos los efectos de pozo, es prácticamente proporcional al contenido de K₂O, aproximadamente 15 unidades API por cada 1% de K₂O. El registro de GR también se puede utilizar para delinear minerales no radiactivos.

El GR forma parte de la mayoría de los programas de registro tanto en agujero abierto como en agujero entubado (para correlación y disparos). Adicionalmente, gracias a su facilidad de combinación con otras herramientas de registro, el GR permite la correlación precisa de registros hechos en una corrida con los que se hicieron en otra corrida diferente.

En general algunas aplicaciones del registro GR son:

1. Correlación, identificación de litología
2. Evaluación de la arcillosidad (cuantitativa)
3. Evaluación de depositación de materiales radioactivos
4. Correlación de profundidad
5. Identificación de disparos
6. Detección e identificación de flujos

3.4.4.3. Equipo (GR) Rayos Gamma

La sonda de GR contiene un detector para medir la radiación gamma que se origina en el volumen de la formación cerca de la sonda. Actualmente se emplean contadores de centelleo acoplados con un fotomultiplicador y un amplificador-discriminador para esta medición (Véase Figura 3.10), ya que son mucho más eficaces que los contadores Geiger-Müller que se usaban en el pasado.

INTERACCIONES DE LOS RAYOS GAMMA

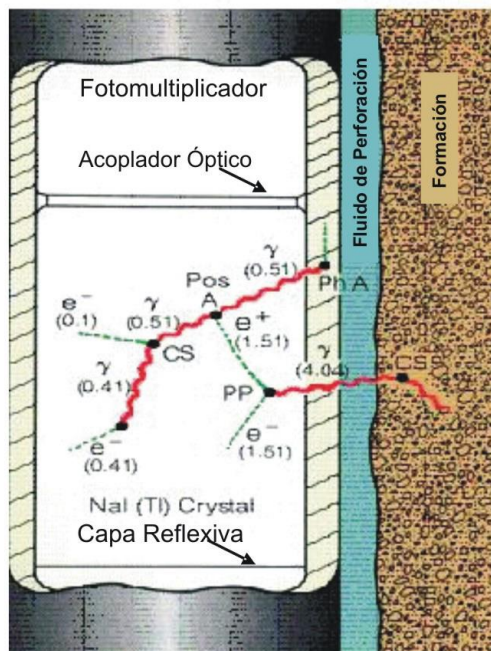


Figura 3.10 Detector de centelleo, interacción cristal-formación. Fuente: Heberto Ramos 2008

3.4.5. Espectroscopía de rayos gamma

La respuesta de una herramienta de rayos gamma depende del contenido de arcilla de una formación. Sin embargo, la herramienta de rayos gamma naturales no tiene la capacidad de diferenciar el elemento radiactivo que produce la medida. La mayor parte de la radiación gamma natural encontrada en la tierra es emitida por elementos radiactivos de la serie del uranio, torio y potasio. El análisis de las cantidades de torio y potasio en las arcillas ayudan a identificar el tipo de arcillas. El análisis del contenido de uranio puede facilitar el reconocimiento de rocas generadoras.

En rocas de carbonatos se puede obtener un buen indicador de arcillosidad si se resta de la curva de rayos gamma la contribución del uranio.

La herramienta NGS utiliza un detector de centelleo de Ioduro de Sodio, contenido en una caja sellada a presión que durante el registro se mantiene contra la pared del pozo por medio de un resorte inclinado. Los rayos gamma emitidos por la formación casi nunca alcanzan al detector directamente. Más bien, están dispersos y pierden energía por medio de tres interacciones posibles con la formación: efecto fotoeléctrico, dispersión de Compton, y producción de pares. Debido a estas interacciones y a la respuesta del detector de centelleo de Ioduro de Sodio, los espectros originales se convierten en los espectros más difusos.

3.4.5.1. Aplicaciones de la herramienta de espectroscopía de rayos gamma:

Las principales aplicaciones del registro de espectroscopía de rayos gamma son:

1. Análisis del tipo de arcilla
2. Detección de minerales pesados
3. Contenido de potasio en evaporitas
4. Correlación entre pozos

El registro NGS proporciona un registro de las cantidades (concentraciones) de Potasio, Torio y Uranio en la formación. Éstos generalmente se presentan en los carriles 2 y 3 del registro (Figura 3.11). Las concentraciones de Torio y Uranio se presentan en partes por millón (ppm) y la concentración de Potasio en porcentajes (%). Además de las concentraciones de los tres elementos radiactivos individuales, una curva de GR total (estándar) se registra y se presenta en el carril 1. La respuesta total se determina por medio de una combinación lineal de las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio. Esta curva estándar se expresa en unidades API. Si se desea, también se puede proporcionar una medición “libre de Uranio” (CGR) que es la suma de los rayos gamma del Torio y del Potasio.

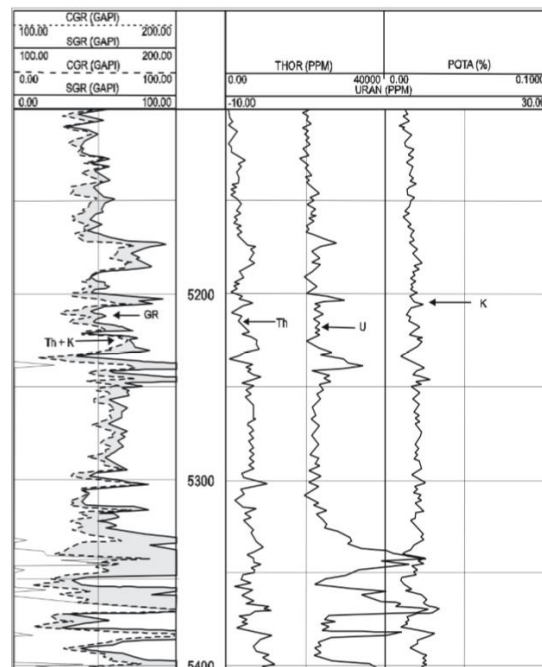


Figura 3.11 Registro de espectroscopía de Rayos Gamma. Fuente: Heberto Ramos 2008

3.4.6. Registros de resistividad

En los primeros veinticinco años de vida de los registros de pozos, los únicos registros de resistividad disponibles eran los registros eléctricos convencionales. Se corrieron miles de ellos cada año por todo el mundo. Desde entonces, se han desarrollado métodos de medición de resistividad más sofisticados a fin de medir la resistividad de la zona lavada R_{xo} , y la resistividad real de la zona virgen, R_t .

El registro eléctrico convencional (ES) consistía, por lo general, de un SP y dispositivos normales de 16", normal de 64", y lateral de 18' 8". Ya que el registro eléctrico es el único disponible en muchos pozos antiguos, en este capítulo se muestran el principio de medición y su respuesta.

Se introducían corrientes en la formación por medio de electrodos, y se medían los voltajes entre los electrodos de medición. Estos voltajes correspondían proporcionalmente a las resistividades de la formación que la herramienta medía en su viaje a través del agujero perforado.

En una formación homogénea e isotrópica de extensión infinita, las superficies equipotenciales que rodean un solo electrodo emisor de corriente (A), son esféricas. El voltaje entre un electrodo (M) situado en una de esas superficies y uno en el infinito, es proporcional a la resistividad de la formación homogénea.

La cantidad de aceite o gas contenido en una unidad de volumen del yacimiento, es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos.

Los parámetros físicos principales para evaluar un yacimiento son porosidad por la saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y permeabilidad.

Para deducir la resistividad de formación en la zona no invadida, las medidas de resistividad se usan, solas o en combinación. Es decir, atrás de la zona contaminada por los fluidos de control del pozo. También se usan para determinar la resistividad cercana al agujero. Ahí, en gran parte, el filtrado del lodo ha reemplazado los fluidos originales.

Las medidas de resistividad junto con la porosidad y resistividad del agua de formación, se usan para obtener la saturación de agua. La saturación obtenida de las resistividades somera y profunda se comparan para evaluar la productividad de la formación.

La resistividad de una formación pura saturada con agua, es proporcional a la resistividad del agua con la que se encuentra saturada.

$$R_o \propto R_w \tag{3.7}$$

$$R_o = F * R_w \quad (3.8)$$

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (3.9)$$

En donde: F = Factor de formación, R_w = Resistividad del agua de formación, y R_o = Resistividad de la roca saturada 100% con agua.

La resistividad de una formación depende del fluido contenido en la misma y del tipo de formación.

Para medir la resistividad de la formación se cuenta con dos herramientas:

- Inducción
- Doble laterolog

Generalmente, se prefiere usar la herramienta de inducción cuando la resistividad de la formación es baja, del orden de 500 ohms. Cuando se tienen formaciones altamente resistivas la herramienta de doble Laterolog proporciona información más confiable. En las formaciones de carbonatos de baja porosidad se tienen resistividades muy altas. Por esto, si se requiere hacer una interpretación cuantitativa, se debe tomar un registro doble laterolog. Sin embargo, se necesita de un medio conductor entre la herramienta y la pared del pozo. Por ello, no es posible tomar un registro doble laterolog en lodos no conductivos, como los que son a base de aceite.

3.4.6.1. Doble Inducción fasorial

La herramienta doble inducción fasorial realiza medidas de resistividad a tres diferentes profundidades de investigación. De esta manera, proporciona información para determinar las resistividades de la zona virgen, la zona barrida y la zona de transición (en su caso). Con esta información se pueden obtener datos de saturación y movilidad de fluidos (complementada con información de otras herramientas).

El sistema fasorial permite obtener datos más exactos para diferentes valores de resistividad. La herramienta cuenta con un sistema de autocalibración que mejora la precisión de la respuesta y reduce el efecto de las condiciones ambientales. Además, el sistema de transición de datos en forma digital del fondo a la superficie permite una mayor capacidad de señales libres de ruidos.

3.4.6.2. Aplicaciones de la herramienta de doble inducción fasorial

Los registros de resistividad, por oposición a los de micro resistividad, tienen gran profundidad de investigación y reducida resolución vertical. Son los registros utilizados

para determinar la resistividad verdadera y se les denomina registros de resistividad profunda. Los registros de resistividad profunda pueden ser utilizados para:

Principales aplicaciones de la herramienta doble inducción fasorial:

1. Interpretación de formaciones con diámetros grandes de invasión.
2. Formaciones con contraste medio-alto de resistividades.
3. Gráficos de invasión.
4. Pozos con lodos no conductivos.

La figura 3.12 muestra un ejemplo del registro. En todas estas herramientas, las curvas SP y/o GR se graban en el carril 1. Algunas veces, la curva de conductividad de Inducción se graba en los carriles 2 y 3. La escala lineal se expresa en milimhos por metro (mmho/m), aumentando hacia la izquierda. En el carril 2 se presentan dos décadas de resistividad sobre la escala logarítmica.

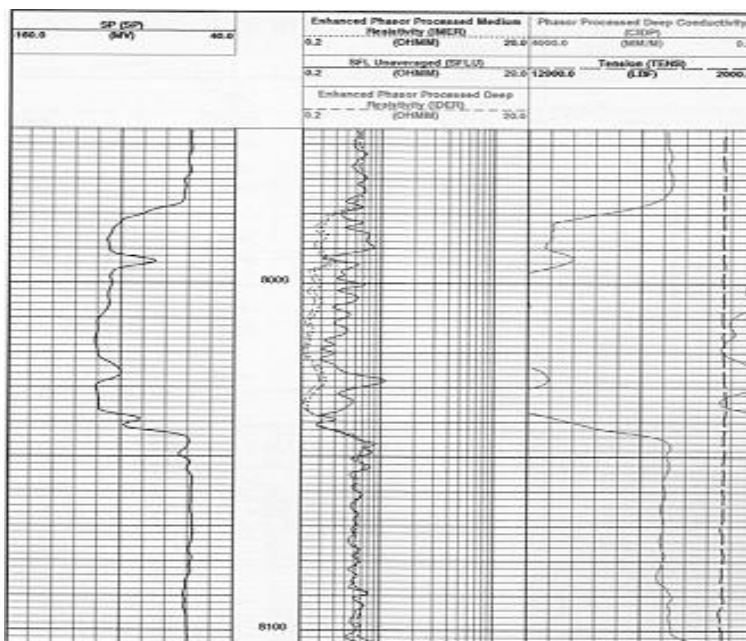


Figura 3.12 Registro doble inducción fasorial. Fuente: Alejandro Arroyo 2007

3.4.6.3. Doble laterolog telemétrico

La herramienta Doble Laterolog proporciona dos mediciones con la mayor profundidad de investigación, de tres mediciones necesarias que se requieren para tratar de determinar la resistividad de la zona invadida (R_{xo}) y de la zona virgen (R_t), a éstas se les conocen como Lateral Somera (Ls) y Lateral Profunda (Ld). Ambas mediciones dependen del diámetro de invasión y de los valores relativos de la resistividad del filtrado (R_{mf}) y la del agua de la formación (R_w).

La tercera medición requerida se puede obtener de correr la herramienta de Enfoque Esférico o Microesférico (MSFL) en forma independiente o combinada. En la herramienta DLL se permite que varíe tanto el voltaje emitido como la corriente (pero manteniendo el producto potencial constante), con lo cual brinda un rango de mediciones.

Se infiere que no es factible obtener un valor confiable de R_t con las herramientas Laterolog y SFL, ya que sus respuestas están afectadas por los factores del entorno del pozo, estas limitaciones impulsaron el desarrollo de la herramienta Doble Laterolog DLT (Figura 3.13), que adicionalmente maneja un rango de resistividades más amplio (0.1 a 40,000 ohm-m).

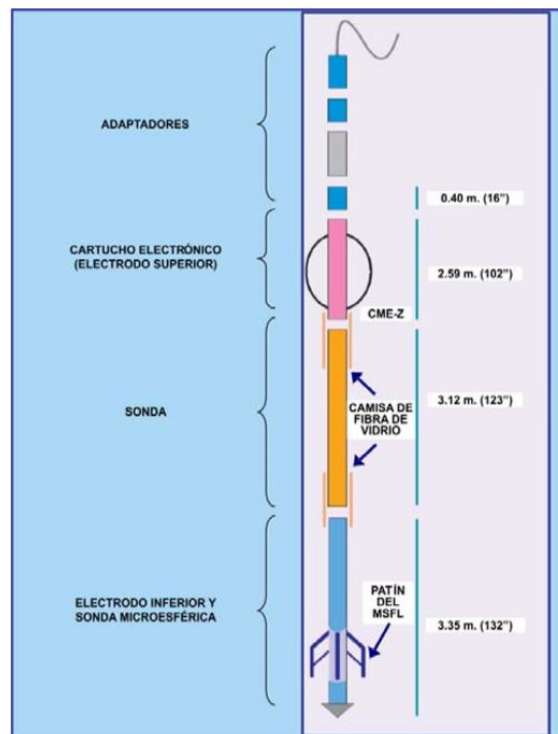


Figura 3.13 Esquema de ensamblado de una herramienta Doble laterolog. Fuente: Heberto Ramos 2008

El Doble Laterolog se recomienda cuando se utilizan lodos salados base agua, cuando se requiere una buena definición de espesores de capa y cuando el rango de resistividades a medir es amplio (hasta 40, 000 ohm – metro).

La Figura 3.14 muestra una gráfica que se utiliza para determinar la zona donde es conveniente registrar con el equipo Doble Laterolog y la zona donde conviene tomar el registro de Inducción. La diferencia más importante entre el equipo de Inducción y el Doble Laterolog, es la respuesta que proporcionan en la zona invadida. Para el equipo de Inducción, la zona invadida y la no contaminada se presentan como elementos de un circuito eléctrico conectados en paralelo. Para el Doble Laterolog, la zona invadida y la no

contaminada, se pueden representar como elementos de un circuito eléctrico conectados en serie.

Este hecho indica que las mediciones que proporciona el equipo de Inducción están influenciadas por la zona más conductiva y las del Doble Laterolog por la más resistiva. Esa es la razón por la que se recomienda utilizar este último para registrar formaciones con resistividades altas, ya que el de Inducción es impreciso e inestable en este tipo de formaciones.

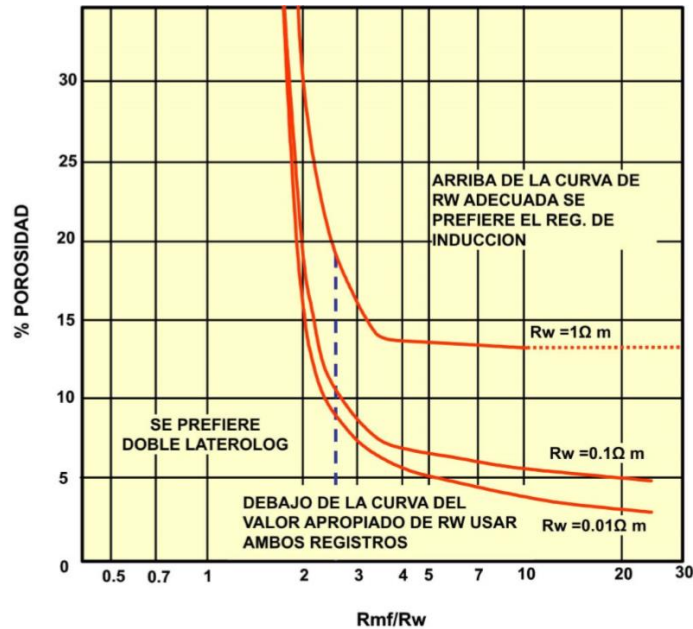


Figura 3.14 Gráfica para determinar el mejor equipo para registrar, considerando la porosidad y la relación R_{mf} / R_w . Fuente: Heberto Ramos 2008

3.4.6.4. Aplicaciones de la herramienta doble laterolog telemétrico:

El registro Doble Laterolog es útil en las siguientes aplicaciones:

1. Resistividad en la zona virgen y zona lavada
2. Perfiles de invasión
3. Correlación
4. Detección de vista rápida de hidrocarburos
5. Control de profundidad
6. Indicador de hidrocarburos móviles
7. Detección de zonas permeables

En la figura 3.15 se muestra la presentación estandarizada del registro Doble Laterolog y se señalan las características más importantes.

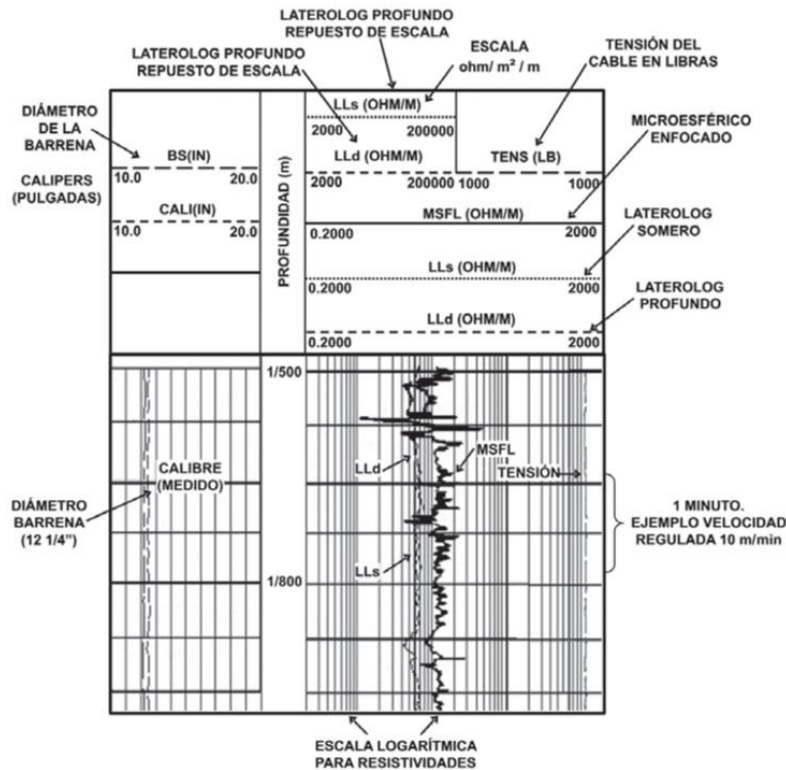


Figura 3.15 Presentación típica de un registro doble laterolog. Tomada de: Carlos Rasso

3.4.6.5. Microesférico enfocado

Esta herramienta surge de la necesidad de conocer R_{xo} para realizar correcciones a las lecturas de otras herramientas y tener un valor adecuado de R_t .

Durante el desarrollo de las herramientas de registros se han pasado por varias etapas hasta llegar al SRT (Spherically Focused Resistivity Tool). Previos a esta generación podemos citar microlog, microlaterolog y proximidad.

Es un registro de enfoque esférico montado en un patín que ha remplazado a las herramientas Micro Laterolog y de Proximidad. Tiene dos ventajas sobre los otros dispositivos R_{xo} . La primera, es su capacidad de combinación con otras herramientas de registros, incluyendo el DIL y el DLL. Esto elimina la necesidad de un registro por separado para obtener información de R_{xo} . La segunda, es que la respuesta de la herramienta a las zonas poco profundas de R_{xo} , en presencia de enjarre, es mejor.

La herramienta actual se conoce genéricamente como registro microesférico (Micro spherical Focused Log). Se basa en el principio de enfoque esférico usado en los equipos de inducción pero con un espaciamiento de electrodos mucho menor. En este caso los electrodos se ubican en un patín de hule que se apoya directamente sobre la pared del pozo. La figura 3.16 muestra un ejemplo del registro con sus características principales.

3.4.6.6. Aplicaciones de la herramienta microesférico enfocado

Las principales aplicaciones de la herramienta MSFL son:

1. Resistividad de la zona lavada
2. Localización de poros y zonas permeables
3. Indicador de hidrocarburos móvil
4. Calibrador

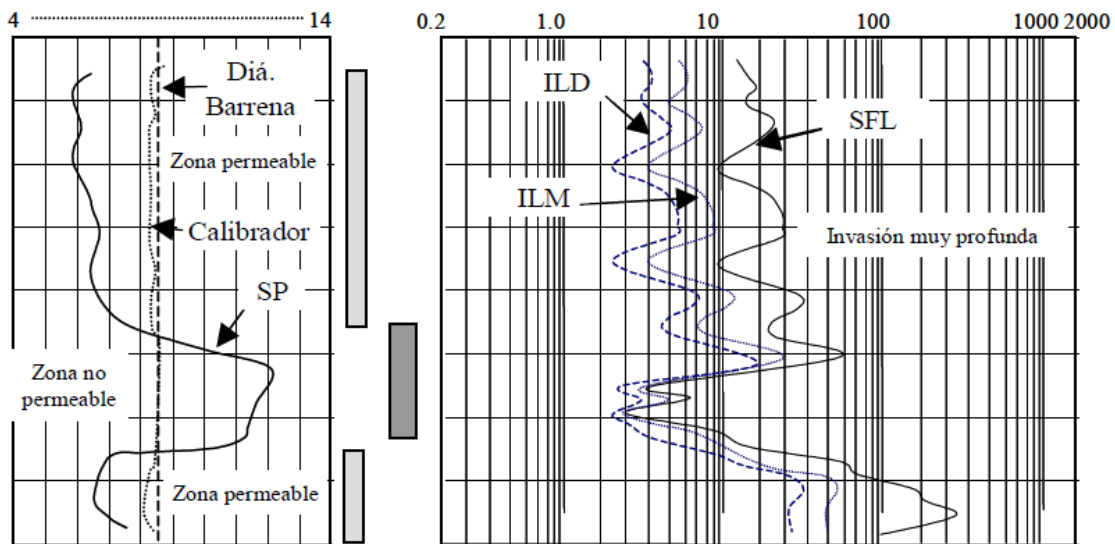


Figura 3.16 Registro Microesférico Enfocado. Tomada de: Carlos Rasso

3.4.7. Registro sínico digital

La energía sónica emitida desde el transmisor impacta la pared del pozo. Esto origina una serie de ondas en la formación y en su superficie. El análisis del tren de ondas complejo, proporciona la información concerniente a la disipación de la energía de sonido en el medio.

La herramienta Sónico Digital permite la digitación del tren de ondas completo en el fondo, de tal manera que se elimina la distorsión del cable. La mayor capacidad de obtención y procesamiento de datos permite el análisis de todos los componentes de la onda de sonido (ondas compresionales, transversales y Stoneley).

El pozo debe estar lleno de fluido para que los receptores puedan detectar la energía sónica. Cuando el pozo no está lleno y la herramienta está operando, ésta deja de registrar al estar sobre el nivel del fluido del pozo.

Cuando la onda de sonido emitida por el transmisor choca con las paredes del pozo, se forman trenes de onda en la formación, parecidos a los que se forman en la superficie. El tren de ondas sónicas en agujero descubierto es muy complejo, pero contiene la información esencial sobre la disipación de la energía del sonido dentro del medio en que se está registrando. A continuación se muestra la imagen 3.17 de la configuración de una herramienta de registro sónico digital.

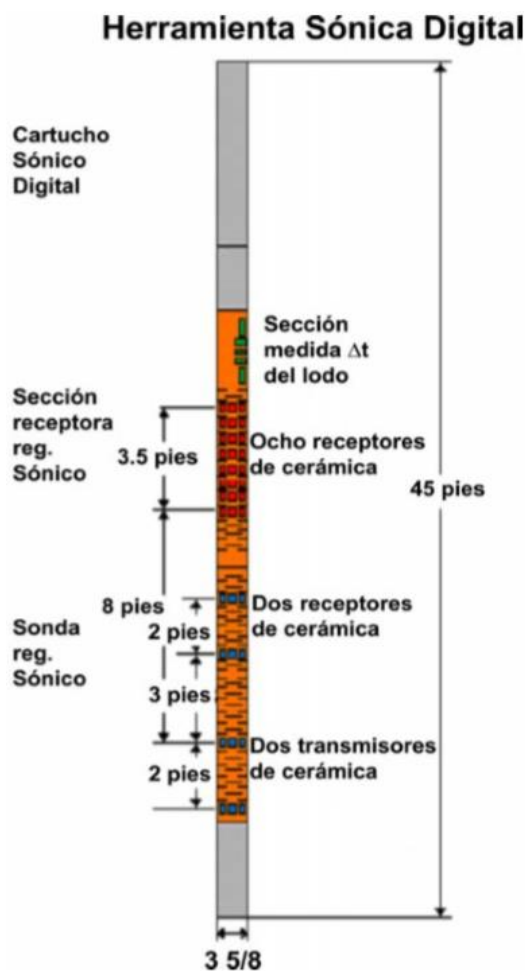


Figura 3.17 Configuración de la herramienta de Arreglo Sónico. Fuente: Heberto Ramos 2008

3.4.7.1. Aplicaciones de la herramienta sónica-digital

La herramienta sónica digital SDT compila información acústica, tanto analógica como digital, durante el proceso de toma de registro. Esta información es utilizada para las siguientes aplicaciones:

1. Geofísica
 - Correlación/calibración sísmica

- Sismogramas sintéticos.
- 2. Evaluación de la formación en agujeros descubiertos y entubados.
 - Determinación de porosidades primaria y secundaria.
 - Evaluación del espesor de formación.
 - Detección de gas.
 - Determinación de la porosidad detrás de la tubería de revestimiento (sólo SDT).
- 3. Detección de fracturas.
- 4. Propiedades mecánicas de la roca.
 - Determinación de las dimensiones de la fractura hidráulica.
 - Análisis de arenas.
 - Estabilidad del agujero abierto.
- 5. Registro de cementación (CBL).

Las principales aplicaciones de la herramienta de registro sísmico digital (SDT) son:

1. Correlación de datos sísmicos
2. Sismogramas sintéticos
3. Determinación de porosidad primaria y secundaria
4. Detección de gas
5. Detección de fracturas
6. Características mecánicas de la roca
7. Estabilidad del agujero
8. Registro sísmico de cemento

El tiempo de tránsito y la porosidad, por lo general, se registran en una escala lineal en los carriles 2 y 3. El tiempo de tránsito integrado se da por una serie de puntos que, por lo general, se registran en el extremo izquierdo del carril 2. En el carril 1 se muestra el registro del caliper, es decir, diámetro del agujero. La siguiente imagen 3.18 se muestra un ejemplo de un registro sísmico.

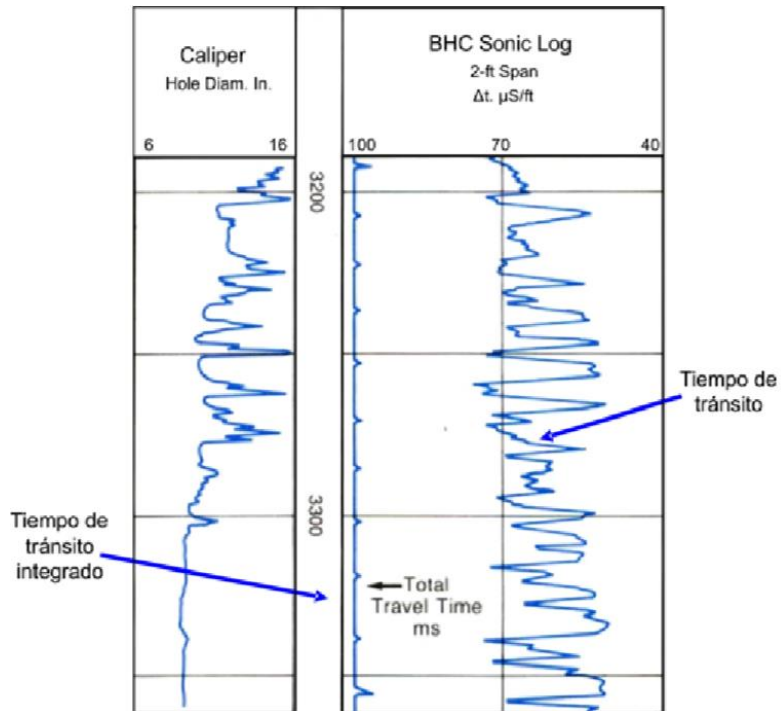


Figura 3.18 Ejemplo de registro sónico. Heberto Ramos 2008

3.4.8. Registro de imágenes

Los registros de imagen son herramientas bajadas con cable en un pozo abierto de aceite o gas, que miden propiedades físicas en la pared del pozo tales como la conductividad eléctrica, o el tiempo de viaje sónico más la reflectancia acústica, pero que se diferencian de otros registros similares en que la información obtenida es convertida en imágenes con colores de los 360 de la pared del pozo.

Los yacimientos complejos requieren una detallada evaluación de la formación que sólo se puede lograr con herramientas de generación de imágenes de la pared del pozo. En campos de todo el mundo, el análisis de estos datos es un proceso de rutina, y los expertos en yacimientos han llegado a depender de la información proporcionada por las imágenes. Si bien la tecnología de generación de imágenes a partir de la microrresistividad ha avanzado durante los últimos 15 años para cubrir una mayor porción de la pared del pozo, para lograr una mejor resolución y para tener sistemas de medición más confiables, también se han producido cambios en el ambiente del pozo en que deben operar estas herramientas.

3.4.8.1. Aplicaciones de los registros de imágenes

Las herramientas de generación de imágenes de microrresistividad se han vuelto imprescindibles para los Ingenieros Geólogos, Geofísicos y Petroleros, ya que les ayudan a

obtener información integral sobre las complejidades de los yacimientos controlados estratigráfica o estructuralmente, o mediante una combinación de ambos. A mayor escala espacial, las imágenes de la pared del pozo ayudan a los intérpretes a definir la posición estructural del yacimiento y a detectar características tales como pliegues y fallas. Los geólogos y los geofísicos utilizan los detalles de las fallas y de los echados de la formación para refinar las interpretaciones sísmicas, con el objetivo de lograr una mayor comprensión y un mejor mapeo del yacimiento, estimaciones de reservas más precisas y una mejor ubicación de los pozos de desarrollo. Los geólogos evalúan los cambios verticales y laterales del yacimiento mediante la identificación y caracterización de eventos sedimentarios a gran escala y de límites de secuencias estratigráficas a través de los campos.

Un examen detallado de la estratificación revela la historia de sedimentación en sucesiones verticales de tipos de sedimentos y tamaños de grano, contribuyendo a responder cuestiones sobre el origen del yacimiento. A menudo, existen yacimientos en los cuales tanto los elementos estratigráficos como estructurales confinan los hidrocarburos (trampa combinada).

En general estos registros pueden ser usados para correlacionar los núcleos a las profundidades, ayudar en la caracterización de las facies y procesos diagenéticos, y proporcionar información precisa y detallada para el análisis de las paleocorrientes. También son muy útiles en la interpretación de fracturas en los yacimientos, especialmente en determinar si esas fracturas son naturales y si fueron inducidas durante la perforación. En el análisis de fractura de pozos también es útil este tipo de registros. Debido a la alta resolución de los registros de imagen, es común que puedan proporcionar información del espesor y de la distribución de las capas en una secuencia.

Adicionalmente, los registros de imagen pueden ser usados en una gran variedad de entornos geológicos y de perforación, brindando imágenes de alta resolución de la roca y los fluidos en formaciones que van desde carbonatos fracturados a secuencias intercaladas de capas delgadas de arena y lutita.

Se identifican dos grandes grupos de registros de imagen: los registros eléctricos de imagen y los registros acústicos de imagen.

3.4.8.2. Registros de imagen resistivos

Debido a la creciente demanda de combustibles fósiles, la exploración y el desarrollo de hidrocarburos de yacimientos convencionales y no convencionales están creciendo alrededor del mundo. Sin importar el tipo de hidrocarburos o de yacimiento, la necesidad de tener una evaluación detallada del yacimiento está llegando a ser cada vez más

importante en fin de comprender y maximizar la producción de estos yacimientos. Además de las herramientas de evaluación como la sísmica, evaluación de núcleos y recortes, registros de lodo, registros básicos en hueco abierto, y pruebas de la formación, el rol de las imágenes de microrresistividad se está expandiendo y provee de información crítica para los geólogos e ingenieros igualmente.

Numerosos ejemplos en los cuales las imágenes de microrresistividad han dado grandes beneficios para el entendimiento y el desarrollo de yacimientos incluyen:

- La identificación y caracterización de fracturas en yacimientos de gas profundos y no convencionales.
- La identificación de intercalaciones de gas en yacimientos no convencionales de baja permeabilidad.
- La identificación de esfuerzos característicos in-situ que resultan cuando se perforan pozos cerca o sobrebalance.
- Aplicaciones en yacimientos de turbiditas cuando las estimaciones exactas de la proporción de las unidades de arenas finas en las secuencia es vital.
- La caracterización de las fracciones de porosidad secundaria en yacimientos de carbonatos vulgares y fracturados.

En general las aplicaciones listadas arriba son también caracterizadas por su alto costo de exploración y desarrollo. A pesar de las recientes mejoras en perforaciones profundas, exploración, y técnicas de extracción (las cuales han mejorado el manejo económico de muchos yacimientos), la necesidad de entender estos yacimientos en extremo detalle puede ser la diferencia entre un prospecto económico o no económico. Por lo tanto una alta resolución en las imágenes resistivas puede jugar un rol crítico en el sucesivo desarrollo de estos yacimientos.

3.4.8.3. Aplicaciones de los registros de imagen resistivos

Varias aplicaciones han sido desarrolladas para transformar las características de la pared del pozo en información útil para caracterizar el yacimiento. Como muchas de estas características son geológicas en naturaleza (las rocas, las intersecciones entre las diferentes unidades de rocas, las fracturas, etc.) pueden ser utilizados en las siguientes aplicaciones:

- Zonificación estructural (por análisis de buzamiento).
- Interpretación de límites estructurales.
- Integración del análisis de curvatura con los registros y datos sísmicos.
- Caracterización de la fractura, la descripción de la fractura y su distribución.

- Análisis del régimen de esfuerzos y parámetros geomecánicos.
- Evaluación de la porosidad secundaria.
- Determinación del espesor de arena neta.
- Determinación de la dirección de las paleocorrientes.

También puede que otras características de la pared del pozo sean no geológicas, pero también pueden ser interpretadas a partir de un registro de imagen resistivo. Algunos son creados por las tensiones de la perforación, las alteraciones de la pared del pozo causadas por los fluidos de perforación y de extracción de muestras y por operaciones de registros. Un intérprete tiene que tener cuidado en estas situaciones para entender lo que las imágenes están retratando. Algunas de estas características no geológicas como ruptura y fracturas inducidas por la broca y por oleadas de lodo en el sistema en viajes dan una idea distorsionada de la compresión, tracción y las propiedades cortantes de las formaciones. Esta información puede ser utilizada por los ingenieros de perforación para comprender mejor la estabilidad del pozo y por ingenieros de yacimientos para ayudar en la caracterización de yacimientos, y en la producción y la toma de decisión de la finalización.

3.4.8.4. Registros de imagen acústicos

Los registros acústicos de imagen proporcionan información de la pared del hueco y permiten la descripción de varias propiedades del yacimiento por medio de la identificación de características estratigráficas, intervalos de fractura, orientaciones de las mismas, cambios en la porosidad de la roca, litofacies, estratos delgados, análisis estructural y orientación de esfuerzos locales en sitio.

Los registros acústicos de imagen consisten de una imagen que abarca los 360° de la pared del pozo circunferencialmente. La herramienta está orientada magnéticamente y el principio de medida está basado en una onda acústica reflejada de la pared del pozo. La presentación gráfica procesada usada a menudo consiste de tres bandas, leídas de izquierda a derecha (aunque pueden existir otras configuraciones); la primera, la del Gamma Ray al lado de la orientación y los buzamientos calculados de las capas y las fracturas; la segunda, una imagen de la amplitud de la onda acústica reflejada; y la tercera, una imagen del tiempo de viaje de la onda para regresar al receptor, los contrastes en la amplitud acústica y el tiempo de viaje son convertidos en escalas de color.

Durante el procesamiento de los registros acústicos de imagen acústica y otra del tiempo de viaje calibrado. La amplitud es usada para la interpretación de características geológicas y del yacimiento y el tiempo de viaje es usado para establecer la morfología del hueco, y como datos necesarios junto a los datos de orientación para calcular los buzamientos de las capas y fracturas.

La amplitud acústica, o reflectancia, la cual es convertida en una imagen de contrastes de colores, puede ser usada en muchos casos como indicador de litología. Las zonas de grandes reflectancias acústicas (amplitudes grandes), tales como arenas y calizas de bajas porosidades, al igual que fracturas llenas de calcita, son presentadas con tonos claros. Por su parte, las zonas de baja reflectancia (amplitudes bajas), tales como las areniscas porosas, las dolomitas porosas (sea intercrystalina o vugular) y las fracturas abiertas, son presentadas en colores oscuros.

El tiempo de viaje es usado como un caliper de 360° de cobertura y ayuda en la determinación de si las fracturas son abiertas, cerradas o parcialmente selladas. Los colores claros indican tiempos de viaje más cortos, y los más oscuros representan pérdidas de señal, frecuentemente asociados con ensanchamientos del hueco, lavados y fracturas abiertas. A continuación un ejemplo del registro acústico de imagen.

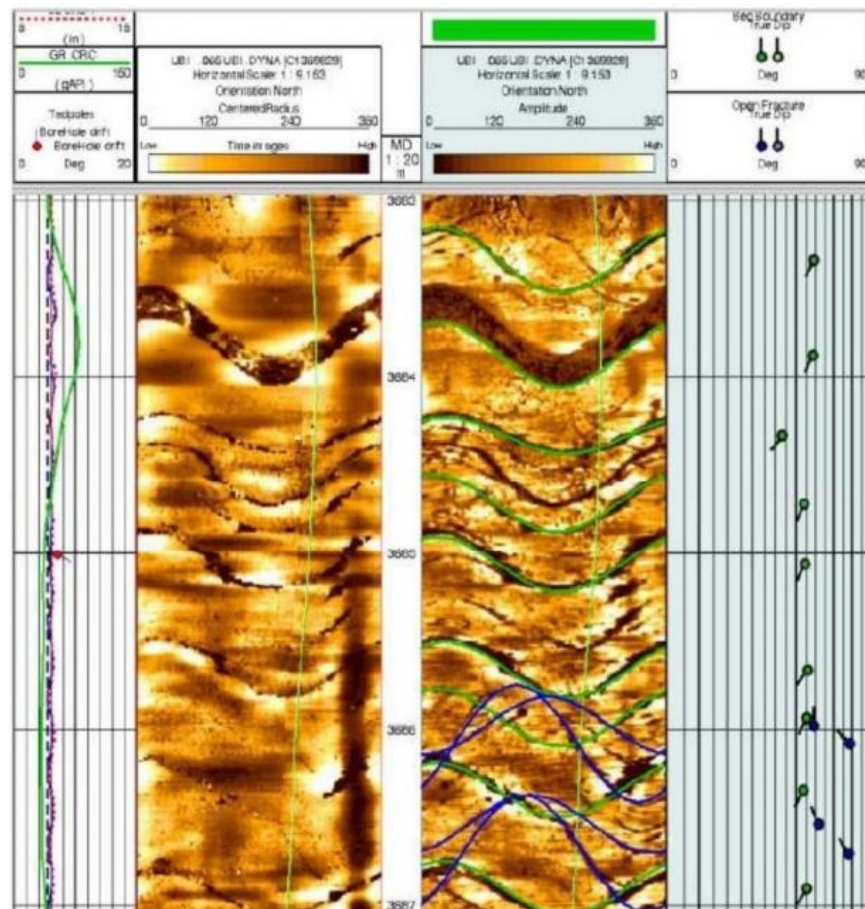


Figura 3.19 Muestra de un registro de imagen, en el cual se observan los tiempos de viaje de la onda a la izquierda, y de reflectancia acústica a la derecha, junto con información calculada de los buzamientos de las fracturas y las capas y un registro calibrado en profundidad de Gamma Ray. Tomada de: Grisel Jiménez 2012

3.4.8.5. Aplicaciones de los registros de imagen acústicos

- La Caracterización de los sistemas de fracturas.
Los registros acústicos permiten definir aquellas características del sistema de fracturas que influyen en la productividad del pozo. Se pueden contar como tales características la orientación, densidad, apertura y distribución de las fracturas.
- Orientación de los esfuerzos.
Conociendo la dirección de los esfuerzos horizontales (el mayor y el menor) es de la misma importancia que conocer la orientación de las fracturas. Esto también puede tener un efecto en la productividad. Cuando la dirección de la fractura es paralela a la dirección del esfuerzo mínimo, hay una tendencia a que se reduzca la permeabilidad durante la producción porque el esfuerzo horizontal principal tiende a cerrar la fractura durante y después del drenaje.
- Estructura sedimentaria
Durante la interpretación de registros de imagen es posible definir características detalladas tales como la estratificación cruzada. La productividad se puede mejorar al conocer estas importantes características geológicas al orientar los pozos perpendicularmente a la dirección de sedimentación de los cuerpos continuos de arena.
- Facies sedimentarias.
En formaciones de arena, los registros acústicos de imagen son usados para determinar variaciones de las facies sedimentarias derivadas de diferentes niveles de compactación. Como se mencionó anteriormente, la variación en los colores dentro de la misma litología puede ser usada para definir las facies de acuerdo a la compactación (porosidad) con resoluciones verticales de menos de un pie, permitiendo que el tamaño del hueco permanezca relativamente constante. Esta relación puede también reflejarse en el cambio de textura de las areniscas. Conociendo el área y la relación entre los colores y la compactación de la arena permite la perforación selectiva para la mejora de la productividad asociada con las capas más porosas y permeables.

Una vez conocidas las principales herramientas para la caracterización, entonces se puede continuar con la determinación de tipos de roca, para desarrollar debidamente el método en que la tesis se enfoca para caracterizar petrofísicamente el yacimiento. A continuación el capítulo cuatro desarrolla dicha parte del método.

CAPITULO 4

4. Determinación de tipos de roca

La metodología aplicada consiste en la integración de la geología, geofísica, datos de las pruebas de producción, análisis de registros geofísicos y datos de laboratorio de núcleos como son: porosidad, permeabilidad absoluta, densidad de grano, descripción de láminas delgadas, análisis granulométrico, difracción de rayos X, análisis de microscopio de barrido electrónico, resonancia magnética nuclear y presión capilar con inyección de mercurio (Gunter et al., 1997).

La caracterización petrofísica ayuda a reevaluar las reservas, definir los tipos de roca y unidades de flujo que contribuyen a la producción, así como identificar zonas con potencial de producción.

Para determinar los tipos de roca nos basaremos en la metodología que se desarrolla completa en el Capítulo 6.

4.1. Etapa 1

Esta etapa se enfoca al conocimiento y desarrollo de los estudios que nos ayudarán a la determinación de tipos de roca y su calidad.

La etapa anterior es la etapa cero que constituye toda una metodología que se desarrollará detenidamente en el Capítulo 6, los pasos de la etapa cero que se realizan son enfocados al estudio a nivel macro del área determinada en el proceso de exploración, es decir, ambientes sedimentarios o estratigrafía del yacimiento; en la etapa uno el enfoque comienza a ser más específico en cuanto al área de estudio ya que se va del nivel macro a micro, es decir, los estudios se enfocan por ejemplo en la porosidad o permeabilidad de la roca que se obtuvo en el yacimiento de la etapa cero, sin olvidar que es un proceso continuo todo con la finalidad de la caracterización petrofísica del yacimiento.

La etapa uno comienza determinando las litofacies que conforman nuestro yacimiento.

4.1.1. Las litofacies, son definidas como un cuerpo de rocas sedimentarias con características específicas; pueden involucrar una simple capa o incluso un grupo de ellas. Se pueden definir por su color, estructuras, composición, textura, fósiles y arquitectura sedimentaria. Normalmente por una combinación de estos atributos.

Se considera que este cuerpo de roca ha sido formado bajo determinadas condiciones físicas y químicas, y por lo tanto evidencia un proceso sedimentario particular.

Los elementos arquitecturales son empleados para describir conjuntos característicos de litofacies y geometrías particulares, con el fin de comprender el ambiente y condiciones depositacionales de los sedimentos, sin embargo el concepto arquitectural debe ser empleado en casos en que la geometría y configuración de las litofacies permitan un claro reconocimiento de la arquitectura sedimentaria de cualquier tipo.

Una vez que se tienen determinadas las litofacies del yacimiento, se procede al estudio y análisis detallado de cada paquete de roca que se encuentran en cada litofacie, es decir, se calculan algunos parámetros de la roca para ir desarrollando la información que se desea obtener y con esto damos pie al siguiente paso de la etapa uno.

4.1.2. Rocas y porosidad; cuando se habla de rocas y poros en la etapa uno, se refiere a los estudios convenientes que se realizan a las rocas determinadas por medio del estudio de litofacies y se busca no solo la porosidad sino todos los parámetros necesarios para una caracterización estática detallada del yacimiento.

4.1.2.1. Petrología, se ocupa del estudio de las rocas desde el punto de vista genético y de sus relaciones con otras rocas. Consiste en el estudio de las propiedades físicas, químicas, mineralógicas, espaciales y cronológicas de las asociaciones rocosas y de los procesos responsables de su formación.

El objeto de la Petrología Sedimentaria es el estudio de todos los procesos que conducen a la formación de los sedimentos y de las rocas sedimentarias (alteración o hipergénesis, transporte, sedimentación y diagénesis) y las características mineralógicas, geoquímicas, texturales y estructurales de dichos depósitos. Todo ello requiere el conocimiento de los materiales y de sus procesos generadores y transformadores. Además, siempre hay que tener en cuenta el contexto global en el que se sitúan estas rocas y en el que operan los procesos mencionados.

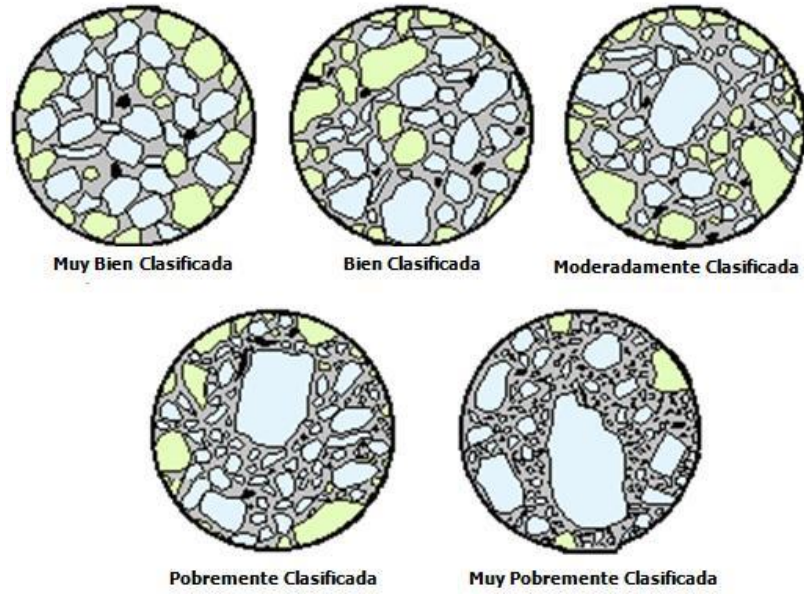


Figura 4.1 Diferentes casos de petrología. Modificada de: Simpson 1995

4.1.2.2. Mineralogía, es la ciencia que se ocupa de identificar minerales y estudiar sus propiedades y origen con el propósito de realizar su clasificación. El estudio de los minerales se efectúa a partir de la observación y el análisis de las rocas que constituyen muestras geológicas.

El estudio de las rocas y los minerales nos permite conocer más acerca de los procesos geológicos que han tenido lugar en una determinada zona, y comprender las características que se observan en la actualidad y definir sus posibles usos.

Dentro de la mineralogía existen dos líneas de trabajo, como se observa en el siguiente esquema.



Figura 4.2 Esquema de mineralogía. Tomada de: CODELCO 2012

- Mineralogía descriptiva: se ocupa de estudiar las propiedades y clasificación de los minerales individuales, su localización, sus formas de aparición y sus usos. Este enfoque de la mineralogía tiene una aplicación económica directa, ya que la mayoría de los materiales inorgánicos usados con fines productivos son minerales o sus derivados.
- Mineralogía determinativa: esta área se ocupa de identificar los minerales presentes en una muestra en función de sus propiedades químicas, físicas y cristalográficas. Estas propiedades de los minerales constituyen subespecialidades de la mineralogía.
 - Mineralogía química: se ocupa de estudiar e identificar la composición química de los minerales. La mineralogía química se realiza con métodos normalizados, cuantitativos y cualitativos, incluyendo análisis con haces de electrones.
 - Mineralogía física: la cual estudia las propiedades físicas de los minerales, tales como las ópticas, mecánicas y electromagnéticas.
 - Cristalografía: que estudia la forma que adoptan la mayoría de los minerales cuando las condiciones de formación son favorables. Los cristales son un ordenamiento de los átomos de un mineral de manera tal que forma superficies planas, paralelas a planos reticulares de su estructura interna.

La cristalografía estudia el crecimiento, la forma y carácter geométrico de los cristales.

De acuerdo con las características los cristales, se agrupan en seis sistemas de simetría:

- ✓ Cúbico o isométrico
- ✓ Hexagonal
- ✓ Tetragonal
- ✓ Ortorrómbico
- ✓ Monoclínico
- ✓ Triclínico

4.1.2.3. Diagénesis, incluye todos los procesos físicos y químicos que afectan al sedimento después del depósito y hasta antes del metamorfismo de bajo grado. Los procesos diagenéticos no operan con uniformidad y regularidad, por lo que el tiempo y edad geológica de las rocas o sedimentos no son factores cruciales en los productos de la diagénesis. Por tanto, si se tiene el mismo grado de litificación no implica la misma historia deposicional para los dos.

Etapas de los procesos diagenéticos:

1) Diagénesis temprana: la cuál ocurre a baja profundidad del sepultamiento (a menos de 50 mts), durante pocos miles a cientos de miles de años, y en algunos casos se lleva a cabo por interacción de agua marina y procesos del fondo marino. Durante esta etapa se desarrollan los procesos iniciales de litificación y compactación.

2) Diagénesis tardía: durante ésta, los eventos posteriores son más lentos y de mayor duración.

Cambios físicos y químicos

Durante la diagénesis, las areniscas sufren cambios tanto en sus propiedades físicas y químicas como texturales y mineralógicas.

Los cambios físicos producen cambios en la densidad del sedimento por medio de la compactación a través del empaquetamiento de los granos, lo que resulta en pérdida de porosidad, pero solo en un bajo porcentaje.

Los cambios químicos son mucho más importantes que los cambios físicos en la alteración de las características de las areniscas después del depósito. Estos cambios físicos producen cementación y litificación de los sedimentos, lo que resulta principalmente de la precipitación de la química de agentes “pegadores” o la soldadura química de los granos detríticos.

Procesos de cementación y litificación:

- 1) Precipitación.
- 2) Disolución.
- 3) Recristalización.
- 4) Alteración.

Cementación. La modificación diagenética más obvia en una arenisca es la introducción de agentes cementantes. Aunque existe una gran variedad de minerales que actúan como agentes cementantes, el sílice como cementante es más abundante que el carbonato de calcio, ya que este se disuelve más fácilmente cuando la arenisca se encuentra en contacto con aguas subterráneas.

Tipos de cementantes: sílice, calcita, dolomita, dolomita ferrosa (ankerita) y siderita. El aragonito se ha encontrado en areniscas más recientes, pero aparentemente se ha reemplazado por calcita en arenas antiguas debido a que es un mineral muy inestable.

4.1.2.4. Porosidad, la porosidad de un material es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee el mismo y está definida como la relación entre el volumen total ocupado por los poros y el volumen total del sólido, lo que se ilustra por medio de la relación:

$$\varphi = V_{poros}/V_{total} \quad (4.1)$$

Dado que la porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos de un sistema, uno de los parámetros más utilizados para determinar la calidad de la roca yacimiento es, precisamente, la porosidad de la misma. En la Tabla 4.1 se muestra la variación de la calidad de la roca yacimiento en función de sus valores de porosidad.

Tabla 4.1 Calidad de la roca yacimiento en función de su porosidad. (Modificado del Curso de Propiedades de la Roca Yacimiento, Universidad Central de Venezuela, Ángel Da Silva, 2011).

Calidad	Φ (%)
Muy buena	>20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

Cualquier descripción petrográfica de rocas carbonatadas (y en general de rocas sedimentarias) debe incluir una evaluación del tipo morfológico de porosidad y del grado de interconexión de los espacios vacíos, al menos de forma cualitativa. La porosidad de las rocas carbonatadas puede ser de origen primario, formada en la roca desde su depósito, o secundario, formada con posterioridad durante los procesos de diagénesis, y/o alteración de la misma.

En las rocas carbonatadas los tipos de porosidad y la interconexión de espacios vacíos son muy variados, tales como intergranulares (localizada entre los granos aloquímicos, en la matriz), intragranulares (localizada dentro de granos particulares, como bioclastos), móldica (producto de disolución de los bioclastos), fracturas (a lo largo de fracturas discretas), canalizada (dispuesta según sistemas canales variados), vacuolar (en espacios discretos más o menos esféricos), por brechificación (irregularmente distribuida por rotura extensiva), debida a organismos excavadores y comedores de fango (irregular, siguiendo canales por los que los organismos se han desplazado; estas morfologías se suelen denominar "burrows", término inglés que significa madriguera).

En base al tipo de comunicación entre los poros de la roca la porosidad puede denominarse:

1. Total o absoluta, que se refiere a la fracción del volumen rocoso que no está ocupado por la matriz.
2. Interconectada o efectiva, la cual se define como el volumen total espacios que pueden contener fluidos y se encuentran comunicados entre sí.
3. No interconectada o no efectiva, que representa la fracción del volumen total de la roca que está conformada por los poros que se encuentran aislados.

Existen diversos parámetros microestructurales que afectan la porosidad. Algunos de ellos son:

- Tipo de empaque
- Efectos de borde
- Tamaño, forma y distribución de los granos
- Compactación y cementación

4.1.2.5. Permeabilidad, La permeabilidad de un material es la capacidad que este tiene de transmitir un fluido. Un material será más permeable cuando sea poroso y estos poros sean de gran tamaño y estén conectados.

La velocidad con la que el fluido atraviesa el material depende de tres factores básicos:

- la porosidad del material;
- la densidad del fluido considerado, afectada por su temperatura;
- la presión a que está sometido el fluido.

Para ser permeable, un material debe ser poroso, es decir, debe contener espacios vacíos o poros que le permitan absorber fluido. A su vez, tales espacios deben estar interconectados para que el fluido disponga de caminos para pasar a través del material.

Los materiales detríticos tienen siempre una porosidad elevada adquirida en el mismo proceso de sedimentación, siendo mayor en los depósitos arcillosos que en los de mayor tamaño de grano (arenas y gravas), en los primeros puede llegar a ser del 50 % si no están compactados. Sin embargo los poros de las arcillas son de tan pequeño tamaño que el agua circula muy lentamente a través de ellos por ello su permeabilidad es muy baja.

La granoselección (selección de tamaño de partículas) también incide en el valor de la porosidad y la permeabilidad, cuanto mejor sea la selección de tamaño (cuanto más

homogéneo sea el depósito) más porosas y permeables serán, puesto que en caso contrario las partículas más pequeñas ocupan parte de los poros.

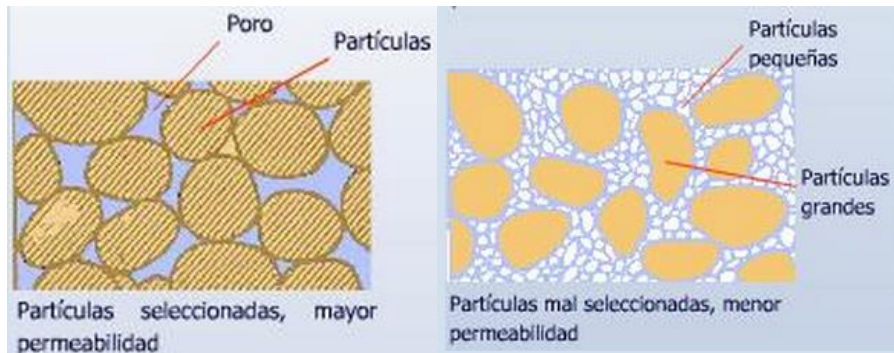


Figura 4.3 Ejemplos de granoselección. Fuente: Universidad Complutense de Madrid 2006

En el proceso de litificación (formación de rocas sedimentarias) la compactación (sobre todo en sedimentos arcillosos) y la cementación hace disminuir ambos valores, por el contrario la disolución hace aumentarlos.

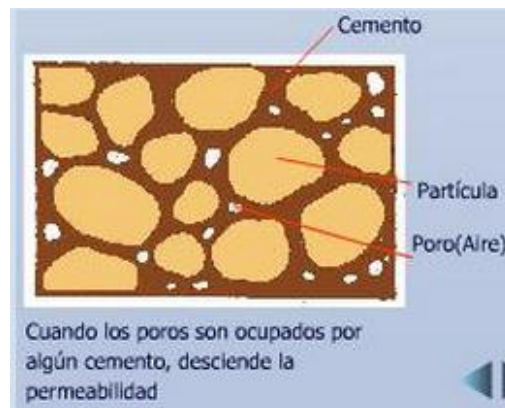


Figura 4.4 Ejemplo de disminución de permeabilidad y porosidad. Fuente: Universidad Complutense de Madrid 2006

Las rocas calizas y las rocas endógenas generalmente tienen una porosidad menor o igual al 1%, sin embargo procesos posteriores a su formación como disolución (carstificación) y fracturación, pueden hacer aumentar la porosidad (porosidad secundaria) y por lo tanto también la permeabilidad.

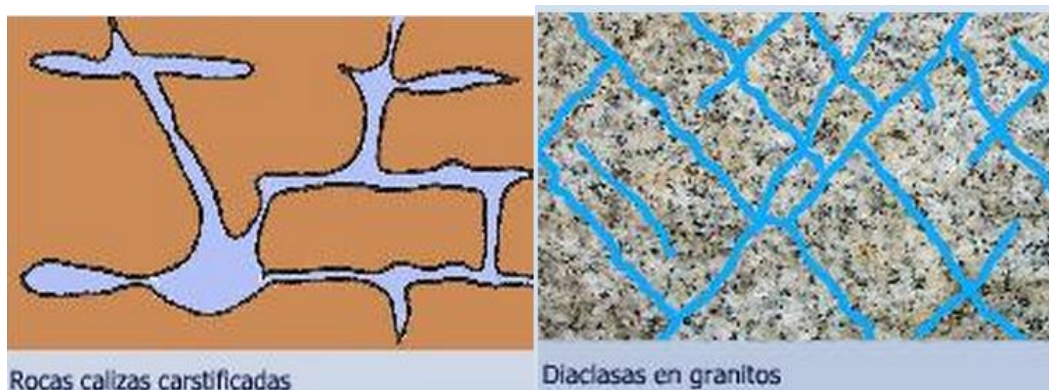


Figura 4.5 Ejemplo de carstificación y fracturas. Fuente: Universidad Complutense de Madrid 2006

La permeabilidad del suelo suele aumentar por la existencia de fallas, grietas, juntas u otros defectos estructurales. Algunos ejemplos de roca permeable son la caliza y la arenisca, mientras que la arcilla o el basalto son prácticamente impermeables.

Por otro lado, hay que hablar de una "permeabilidad intrínseca" (también llamada "coeficiente de permeabilidad"); como constante ligada a las características propias o internas del terreno. Y de una "permeabilidad real" o de Darcy, como función de la permeabilidad intrínseca más las de las características del fluido.

Tabla 4.2 Permeabilidad intrínseca de algunos tipos de suelos. Referencia: Wikipedia

Permeabilidad relativa	Permeabilidad				Semi-Permeable				Muy poco permeable				
Arena o grava no consolidada	Grava continua (o redondeada)		Arena continua o mixta		Arena fina, cieno, Loess, Loam								
Arcilla no consolidada y materia orgánica					Turba		Estrato arcilloso		Arcilla expansiva				
Roca consolidada	Rocas muy fracturadas				Roca petrolífera			Piedra arenisca		Roca sedimentaria, dolomita		Granito	
κ (cm ²)	0.001	0.0001	10 ⁻⁵	10 ⁻⁶	10 ⁻⁷	10 ⁻⁸	10 ⁻⁹	10 ⁻¹⁰	10 ⁻¹¹	10 ⁻¹²	10 ⁻¹³	10 ⁻¹⁴	10 ⁻¹⁵
κ (miliDarcys)	10 ⁺⁸	10 ⁺⁷	10 ⁺⁶	10 ⁺⁵	10,000	1,000	100	10	1	0.1	0.01	0.001	0.0001

4.1.2.6. Tensión superficial. Es la propiedad de un líquido en la interfase "líquido - gas", por la cual las moléculas de la superficie soportan fuerzas de tensión. Por ella, una masa de agua, acomodándose al área mínima forma gotas esféricas. La tensión superficial explica "el rebote de una piedra" lanzada al agua. La tensión superficial se expresa con T y

se define como la fuerza en Newtons por milímetro de longitud de superficie, que el agua es capaz de soportar.

El valor de la tensión es de 73 dinas/cm \approx 0,074 gf/cm siendo gf, gramos-fuerza. Este coeficiente se mide en unidades de trabajo (W) o energía entre unidades de área A y representa la fuerza por unidad de longitud en cualquier línea sobre la superficie. T es entonces, el trabajo W necesario para aumentar el área A de una superficie líquida.

$$T = \frac{dW}{dA} \quad (4.2)$$

4.1.2.7. Capilaridad. Fenómeno debido a la tensión superficial, en virtud del cual un líquido asciende por tubos de pequeño diámetro y por entre láminas muy próximas. Pero no siempre ocurre así debido a que la atracción entre moléculas iguales (cohesión) y moléculas diferentes (adhesión) son fuerzas que dependen de las sustancias (Figura 4.6).

Así, el menisco será cóncavo, plano o convexo, dependiendo de la acción combinada de las fuerzas de adherencia A y de cohesión C, que definen el ángulo α de contacto en la vecindad, y de la gravedad.

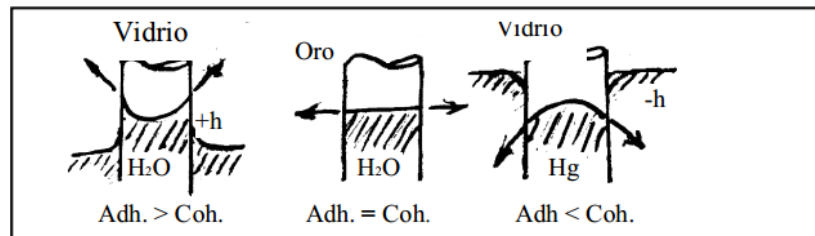


Figura 4.6 Fuerzas de adhesión y cohesión en los meniscos, según los materiales. Tomada de: Andrea Acevedo 2013

4.1.2.8. Saturación. La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido.

$$S_x = \frac{V_x}{V_t} \quad (4.3)$$

donde:

S_x = Saturación de la fase x.

V_x = Volumen de la fase x.

V_t = Volumen poroso total de la roca.

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1. Si consideramos un medio poroso saturado por petróleo, agua y gas, tenemos:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (4.4)$$

donde:

S_o = Saturación de petróleo.

S_w = Saturación de agua.

S_g = Saturación de gas.

Saturación de agua congénita. La saturación de agua congénita (S_{wc}) es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento.

Al inyectar agua en un yacimiento, la primera que se produce (agua congénita) tiene composición diferente a la inyectada, lo que indica que el agua congénita es desplazada por la inyectada.

La determinación de la saturación inicial de agua se puede efectuar por tres diferentes métodos:

- Núcleos tomados en pozos perforados.
- Cálculos a partir de la presión capilar.
- Cálculo a partir de registros eléctricos.

La saturación de agua congénita se correlaciona con la permeabilidad, con el área superficial y con el tamaño de los poros. A mayor área superficial y menor tamaño de partículas, mayor es la saturación de agua congénita.

Saturación residual de una fase. La saturación residual de una fase, generalmente expresada como S_{xr} , donde x corresponde a la fase (petróleo, agua o gas), corresponde a la saturación de dicha fase que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento.

Saturación crítica de una fase. La saturación crítica de una fase, generalmente expresada como S_{xc} , donde x corresponde a la fase (petróleo, agua o gas), corresponde a la mínima

saturación requerida para que una fase pueda moverse en el yacimiento, es decir, corresponde a la saturación a la cual la permeabilidad relativa de dicha fase es cero.

Determinación de la saturación en formaciones limpias. La determinación de la saturación de agua a partir de registros eléctricos en formaciones limpias con una porosidad intergranular homogénea está basada en la ecuación de saturación de Archie.

$$S_w^h = \frac{R_w F}{R_t} \quad (4.5)$$

donde:

h = porosidad homogénea

R_w = Resistividad del agua de formación.

R_t = Resistividad verdadera de la formación.

F = Factor de resistividad de la formación.

F es obtenido usualmente a partir de mediciones de porosidad mediante la siguiente ecuación:

$$F = \frac{a}{\varphi^m} \quad (4.6)$$

donde:

m = Factor de cementación

a = Constante

4.1.2.9. Resonancia magnética nuclear. 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 vóculos.

En la industria petrolera es sustancial determinar la presencia de hidrocarburos, y para estimar las reservas se ha utilizado el perfilaje de pozos como el método económico preferido para evaluar formaciones perforadas. Los registros convencionales han mejorado progresivamente su determinación de porosidad y saturación de fluidos, pero no ha podido proveer una estimación sistemática de la permeabilidad. Es por esta razón que el perfilaje con resonancia magnética nuclear representa una nueva revolución en evaluación de formaciones con registros con cable eléctrico.

La porosidad con NMRL es independiente de los minerales de la matriz, y la respuesta total es muy sensible a las propiedades de los fluidos. Debido a diferencias en tiempos de relajamiento y/o difusividad entre fluidos, los datos se pueden usar para distinguir agua asociada con la arcilla, agua capilar, agua movable, gas, petróleo liviano, y petróleos viscosos. Además se puede extraer más información, tal como tamaño poral, permeabilidad, propiedades de hidrocarburos, cavidades, fracturas, y tamaños de granos.

Las técnicas de Resonancia Magnética Nuclear han ido progresando durante los últimos años. El éxito en la identificación y cuantificación de hidrocarburos se debe a que integra los datos de perfiles convencionales con la metodología interpretativa RMN para mejorar las aplicaciones de la misma. Con este fin, se ha presentado un nuevo instrumento RMN, se han desarrollado nuevas técnicas de procesamiento de datos, y se han puesto a disposición de la industria nuevos paquetes de interpretación de datos (tales como soluciones RMN en tiempo real).

La RNM se construye en base a una señal que proviene de los núcleos de hidrógeno. En el centro de la herramienta MRIL, un imán permanente produce un campo magnético que magnetiza los materiales de la formación. Una antena que rodea a este imán transmite energía de radiofrecuencia hacia la formación, en ráfagas controladas con precisión en el tiempo en forma de campo magnético oscilatorio. Durante el tiempo entre pulsaciones, la antena se utiliza para escuchar la señal de eco decadente proveniente de aquellos protones de hidrógeno que están en resonancia con el campo del imán permanente. Dado que existe una relación lineal entre la frecuencia de resonancia del protón y la intensidad del campo magnético permanente, se puede ajustar la frecuencia de la energía transmitida y recibida a efecto de investigar regiones cilíndricas a diámetros diferentes alrededor de la herramienta MRIL.

Identificación de hidrocarburos con RMN

A pesar de la variabilidad de las propiedades RMN de los fluidos, a menudo se puede predecir la ubicación de las señales de fluidos de diferentes tipos en la distribución de T2, o, si hay datos medidos disponibles, se puede identificar. Esta capacidad provee importante información para la interpretación de datos de RMN y hace que muchas aplicaciones sean prácticas.

- Cantidad de fluido. La herramienta MRIL-PRIME puede medir directamente la densidad de núcleos de hidrógeno en fluidos de yacimiento. Como la densidad del núcleo de hidrógeno presente en el agua es conocida, los datos de la herramienta MRIL-PRIME se pueden convertir directamente a una porosidad aparente llena de agua.

- Propiedades de los fluidos. Las herramientas MRIL-PRIME estudian los fluidos en una zona delgada a pocas pulgadas de la pared del pozo. Estas herramientas MRIL pueden determinar la presencia y las cantidades de diferentes fluidos (agua, petróleo, y gas), y también algunas de las propiedades específicas de los fluidos (por ejemplo, la viscosidad).
- El comportamiento de RMN de un fluido en el espacio poral de una roca de yacimiento es diferente al comportamiento de RMN del fluido en bruto. Por ejemplo, a medida que el tamaño de los poros que contienen agua disminuye, las diferencias entre las propiedades aparentes de RMN del agua en los poros y del agua en bruto aumentan. Se pueden usar métodos simples para obtener información suficiente sobre tamaño poral a partir de datos MRIL como para mejorar considerablemente la estimación de propiedades petrofísicas clave tales como la permeabilidad y el volumen de agua irreductible por capilaridad.
- Distribución de tamaño poral. Cuando una roca humectada con agua está totalmente saturada con agua, el valor de T2 de un solo poro es proporcional a la relación entre superficie y volumen del poro, lo cual es una medida del tamaño del poro.
- Determinación del BVI. La estimación del BVI, el volumen bruto de agua irreductible en una formación, es una de las primeras y más ampliamente utilizadas aplicaciones del perfilaje de RMN. Actualmente hay dos métodos disponibles para la determinación del BVI.

4.1.2.10. Descripción de láminas delgadas; se basa en la observación y el reconocimiento de las distintas propiedades ópticas que tienen los diferentes minerales y otros componentes de las rocas y sedimentos. Se trabaja precisamente con láminas delgadas de distintos tipos de rocas, escogidos de forma que la identificación de sus minerales y otros componentes sea relativamente sencilla y pueda ser llevada a cabo con unas nociones mínimas de óptica mineral.

4.1.2.11. Microscopio electrónico de barrido; El microscopio electrónico de barrido (SEM) es un instrumento capaz de ofrecer un variado rango de informaciones procedentes de la superficie de la muestra. Su funcionamiento se basa en barrer un haz de electrones sobre un área del tamaño que deseemos (aumentos) mientras en un monitor se visualiza la información que hayamos seleccionado en función de los detectores que hayan disponibles.

Cuando el haz incide sobre la muestra, se producen muchas interacciones entre los electrones del mismo haz, y los átomos de la muestra; puede haber, por ejemplo, electrones que reboten como las bolas de billar. Por otra parte, la energía que pierden los

electrones al "chocar" contra la muestra puede hacer que otros electrones salgan despedidos (electrones secundarios), y producir rayos X, electrones Auger, etc. El más común de éstos es el que detecta electrones secundarios, y es con él que se hace la mayoría de las imágenes de microscopios de barrido.

También podemos adquirir la señal de rayos X que se produce cuando se desprenden estos mismos de la muestra, y posteriormente hacer un análisis espectrográfico de la composición de la muestra

Este instrumento permite la observación y caracterización superficial de materiales inorgánicos y orgánicos, entregando información morfológica del material analizado. A partir de él se producen distintos tipos de señal que se generan desde la muestra y se utilizan para examinar muchas de sus características. Con él se pueden observar los aspectos morfológicos de zonas microscópicas de diversos materiales, además del procesamiento y análisis de las imágenes obtenidas.

4.1.2.12. Difracción de rayos X: La difracción es un fenómeno característico de las ondas, que consiste en la dispersión de las ondas cuando se interaccionan con un objeto ordenado. Ocurre en todo tipo de ondas, desde las sonoras, hasta las ondas electromagnéticas como la luz, y también los rayos X.

La difracción de rayos X es el único método que permite, tras un procedimiento generalmente largo y complicado, determinar de modo exacto la estructura molecular de cualquier producto, ya sea un fármaco, un compuesto inorgánico, un mineral, una proteína o incluso un virus.

4.2. Etapa 2

La etapa dos consiste en fusionar todos los conocimientos y estudios anteriores para determinar en sí el tipo de roca y su calidad.

4.2.1. Tipos de roca a partir de núcleos convencionales

Para cualquier pozo en estudio se recuperan núcleos de pared y se les realizan análisis para obtener las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, densidad de grano, tamaño de grano, mineralogía, etc.), con la porosidad y permeabilidad se identifican los tipos de roca petrofísicos. Un tipo de roca petrofísica se definen como: unidades de roca depositadas en condiciones similares que experimentaron procesos diagenéticos similares, dando como resultado una relación única de porosidad y permeabilidad (Gunter et al., 1997).

En general, en el análisis de los tipos de rocas se puede entender con las siguientes características:

1. El mejor tipo de roca petrofísico presenta baja saturación de agua.
2. El peor tipo de roca petrofísico la saturación de agua irreducible es alta.
3. Relación de la geometría de poro y distribución del tamaño determinada con las gráficas de presión capilar.
4. Se puede determinar la saturación de agua de la altura de agua libre en el yacimiento.
5. Los tipos de roca petrofísicos se obtienen con el análisis de núcleos y/o evaluación de los registros geofísicos.

Para determinar los tipos de roca se utiliza la ecuación de Winland (Kolodzie, 1980; Martin et al., 1997) donde se calcula el radio de garganta de poro (R35):

$$\text{Log (R35)} = 0.732 + 0.588 \log (k) - 0.864 \log (\phi).$$

donde:

R35 = radio de garganta de poro correspondiente al 35 % de inyección de mercurio en una gráfica de presión capilar (micrones, μ).

k = permeabilidad a condiciones ambientales (mD).

ϕ = porosidad a condiciones ambientales (%).

Calculado el R35 se construye un gráfico cruzado de porosidad (%) vs. permeabilidad (mD) con isolíneas de garganta de poro (μ) y se establecen divisiones de porosidad entre 4 y 27 % e isolíneas de garganta de poro de 0.1, 0.5, 2.5 y 10 micras, el cual resultan un total de 13 tipos de roca petrofísicos como una medida estándar para cualquier tipo de roca (Gunter et al., 1997).

La figura 4.7 muestra un ejemplo de 6 tipos de roca en una formación de arenas del Neógeno en un pozo gasífero de la cuenca de Veracruz (TR2, TR3, TR4, TR7, TR10 y TR13) determinados con datos de núcleos convencionales y de pared cortados de pozos en estudio.

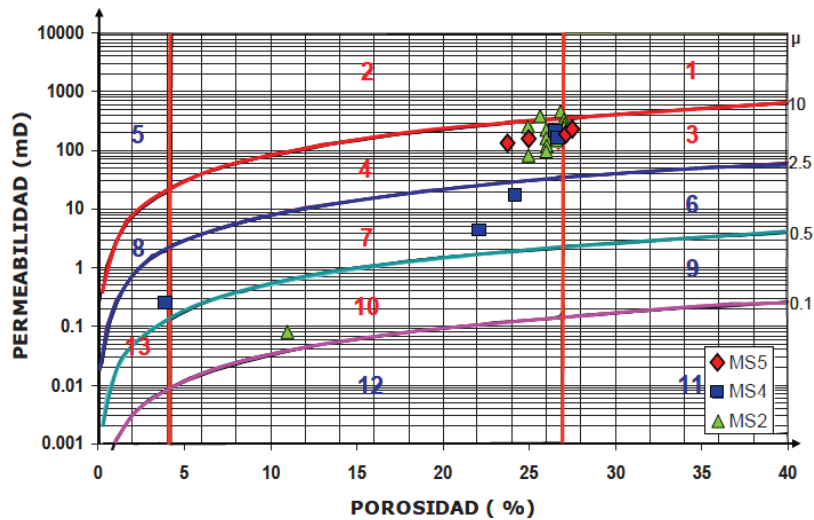


Figura 4.7 Gráfica de Winland, ejemplo de donde se representan los tipos de roca petrofísicos de algunos núcleos en estudio, los números en rojo representan a los tipos de roca petrofísicos presentes en el pozo. Tomada de: Antonio Quinlantan P. 2012

Otro método para obtener el tamaño de poro de la roca es con la prueba de laboratorio denominada **inyección de mercurio a altas presiones**, comúnmente denominada curva de presión capilar y se genera inyectando mercurio (Hg) a un cilindro de roca con presión, se gráfica el volumen de mercurio inyectado vs la presión con que fue desplazado. Se establece que la presión requerida para inyectar el mercurio es proporcional al tamaño de poros presentes en la muestra analizada. La curva resultante se tiene graficando el volumen acumulativo de mercurio inyectado contra la presión del mercurio (Stout, 1964). Se entiende que el volumen acumulativo de mercurio es igual al volumen de espacio del poro (Stout, 1964; Katz y Thompos, 1987).

La curva de inyección de mercurio es una medida precisa de las interconexiones del tamaño de poro de una roca.

La figura 4.8 muestra 4 curvas de inyección de mercurio con el tipo de roca determinado con datos de núcleo; se identifica que el tipo 2 y 3 son los mejores tipos de roca pues requieren bajas presiones para inyectar un fluido por su homogeneidad en el tamaño de poro.

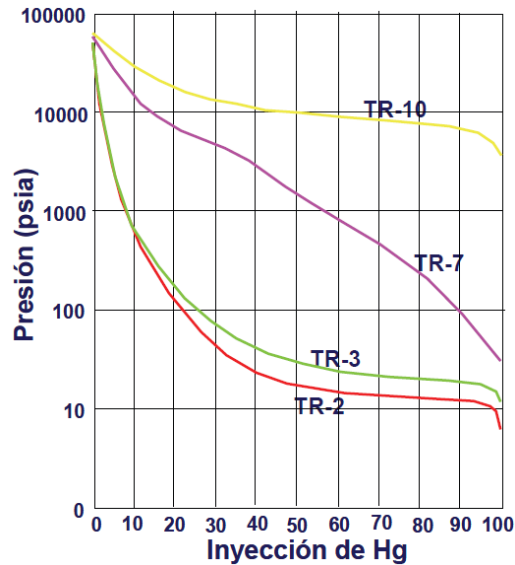


Figura 4.8 Gráfica de inyección de Hg de los núcleos del pozo siguiendo el ejemplo anterior. Tomada de: Antonio Quinlantan P. 2012

Los comportamientos de las curvas de presión capilar y su relación con el tipo de roca (TR) se presenta a continuación:

TR2: típica de excelente roca almacén; la presión de entrada es baja indicando poros grandes y la horizontalidad de la curva se interpreta que son de tamaño uniforme (Figura 4.8).

TR3: el tamaño de poro es menor a la que se observa en la TR2, ya que requiere más presión de entrada; sin embargo sigue siendo un buen tipo de roca (Figura 4.8).

TR7: es una roca con poros aislados, presenta un aumento constante de la presión con respecto a una inyección mínima de mercurio hasta llegar a un tamaño de poro más grande, y genera una segunda inflexión que es característico de dos tamaños de poros (Figura 4.8). Este tipo de roca representa el margen mínimo para que una roca almacenadora tuviese producción.

TR10: es típico de roca sello, con una presión alta de entrada e inyección de mercurio muy pequeña, el tamaño de los poros es pequeño (Figura 4.8).

4.2.2. Tipos de roca a partir de registros geofísicos

Una vez integrada la información de los núcleos, se realiza una evaluación de los registros geofísicos y se calibra con los datos obtenidos de los núcleos.

A partir de las curvas de porosidad y permeabilidad de los registros editados se realiza la gráfica de Winland, y el resultado serán los tipos de roca petrofísicos a partir de los registros geofísicos que se pueden correlacionar en todo el yacimiento.

En la figura 4.9 del ejemplo anterior están representados los tipos de roca petrofísicos a partir de registros y sus características de porosidad (ϕ), permeabilidad (k) y radio de garganta de poro (RGP).

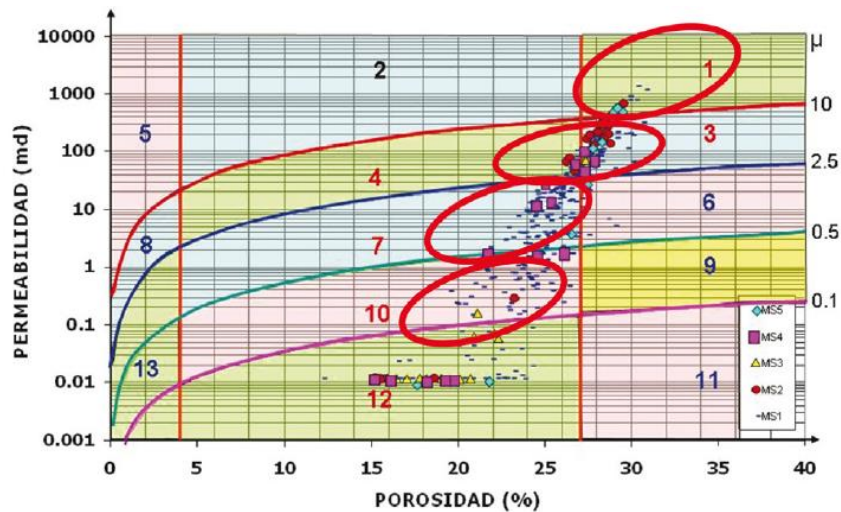


Figura 4.9 Ejemplo anterior, tipos de roca petrofísicos en un cuerpo de arena de un pozo (un yacimiento en estudio). Tomada de: Antonio Quinlantan P. 2012

En la figura 4.10 se presentan las láminas delgadas e imágenes del microscopio electrónico de barrido (MEB) correspondientes a los tipos de roca petrofísicos presentes en el yacimiento.

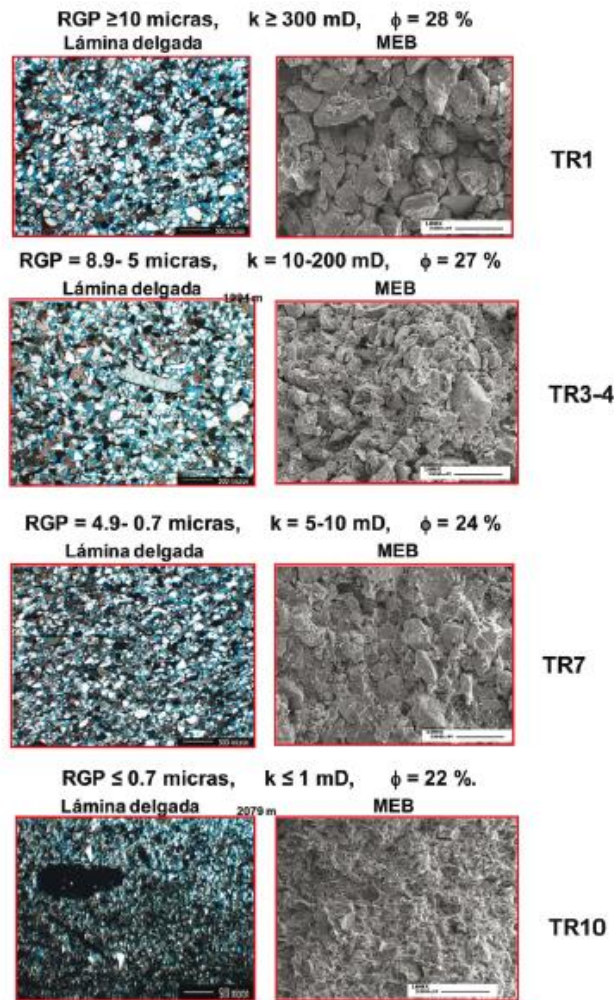


Figura 4.10 Fotomicrografías (nicos cruzados) de los diferentes tipos de rocas petrofísicas presentes en el campo, además de una imagen de microscopio electrónico de barrido. Tomada de: Antonio Quinlantan P. 2012

A continuación se describen los tipos de rocas petrofísicas:

Tipo de roca 1: con un radio de garganta de poro menor a 10 micras, permeabilidad mayor a 300 mD y porosidades de 28 %; se clasifica como litarenita de grano fino (0.17 mm), granos angulares a subredondeados, clasificación moderada, constituida por cuarzo, feldspatos, plagioclasa potásica, fragmentos de calizas y rocas metamórficas; una porosidad intergranular de buen desarrollo, poros amplios; los granos están ligeramente bordeados por arcilla autigénica (illita fibrosa) y siderita. Es el mejor tipo de roca y se corrobora en las gráficas de presión capilar (Figura 4.9 y 4.10).

Tipo de roca 3 y 4: tiene un radio de garganta de poro de 2.5 a 10 micras, tiene permeabilidades de 10 a 200 mD y una porosidad promedio de 27 %, se clasifica como una litarenita de grano fino a muy fino de granos de cuarzo principalmente, con el microscopio

electrónico de barrido (MEB) se observa porosidad de buen desarrollo y arcilla bordeando los granos; la gráfica de inyección de mercurio se muestra como una roca de buena calidad (Figura 4.9 y 4.10).

Tipo de roca 7: presenta un radio de garganta de poro de 0.5 a 2.5 micras, con permeabilidades de 5 a 10 mD con una porosidad promedio de un 24 %, es una litarenita y la porosidad se ve reducida por el aumento de arcilla en un 50 % con respecto al tipo de roca 3-4. En la gráfica de inyección de mercurio se observa esa heterogeneidad en los poros y en la gráfica de volumen de poros se observa regular la distribución de tamaño de poro, este tipo de roca es de mala calidad, pero suficiente para poder fluir en yacimientos gasíferos (Figura 4.9 y 4.10).

Tipo de roca 10: tiene un radio de garganta de poro de 0.1 a 0.5 micras, permeabilidades menores a 1 mD y porosidad promedio de 22 %, es una limolita arcillosa, y es uno de los peores tipos de roca; la porosidad es obstruida por la arcilla; (Figura 4.9 y 4.10).

Tipo de roca 12: tiene radio de garganta de poro menores a 0.1 micras, permeabilidades menores a 0.01 y porosidades entre 15 y 25 %, es una típica Lutita y es excelente como roca sello.

4.2.3. Unidades de flujo

Una unidad de flujo se define como un intervalo estratigráficamente continuo que respeta el marco geológico y mantiene las características de los tipos de roca (Gunter et al., 1997b).

Para la caracterización petrofísica del yacimiento se subdividió preliminarmente en unidades de flujo considerando los radios de garganta de poro y la frecuencia de porosidad vs permeabilidad.

La gráfica modificada de Lorenz (MLP por sus siglas en inglés) (Craig, 1972) se determina la capacidad de almacenamiento y la capacidad de flujo en porcentaje.

La figura 4.11 es un gráfico modificado de Lorenz, en el eje abscisas es la capacidad de almacenamiento (producto de porosidad y espesor, $PHIh$) y el eje de las ordenadas es la capacidad de flujo (producto de la permeabilidad y espesor, kh) (Chopra et al., 1987); la interpretación del gráfico es la siguiente: líneas horizontales son barreras al flujo y las que tienden a ser verticales presentan una buena capacidad de flujo; cabe hacer mención que las barreras al flujo son consideradas como unidades de flujo.

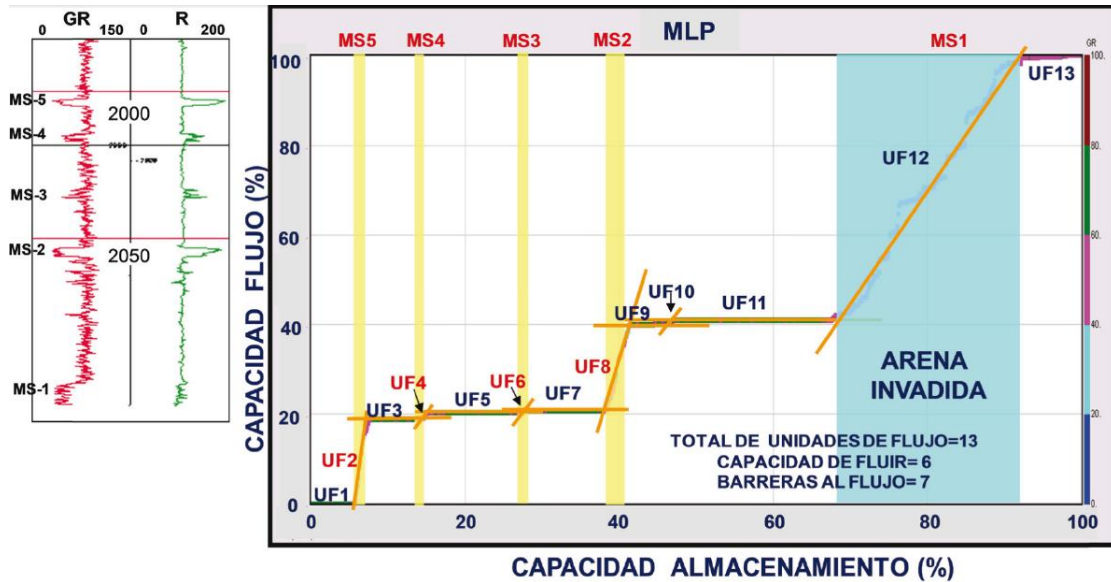


Figura 4.11 Gráfica Modificada de Lorenz (MLP) del pozo A-101, en la parte izquierda se presenta los registros geofísicos rayos gamma, resistividad y los yacimientos (MS1, MS2, MS3, MS4, MS5), en el lado derecho las 13 unidades de flujo en el intervalo 1945 a 2260 m. Tomada de: Antonio Quinlantan P. 2012

En el intervalo analizado del ejemplo anterior se tienen un total de 13 unidades de flujo de las cuales 7 son barreras al flujo. Las arenas MS1, MS2 y MS5 (franja amarilla) tienen muy buena capacidad de flujo.

La gráfica modificada estratificada de Lorenz (SLMP) (Craig, 1972), muestra en el eje de las abscisas la profundidad y en el de las ordenadas la capacidad de flujo, la capacidad de almacenamiento y la curva de almacenamiento de hidrocarburos, en la figura 4.12 se observa que las arenas MS2 y MS5 tienen buena capacidad de flujo y buena capacidad de almacenamiento, mismas que producen el 50 % de la producción de este pozo.

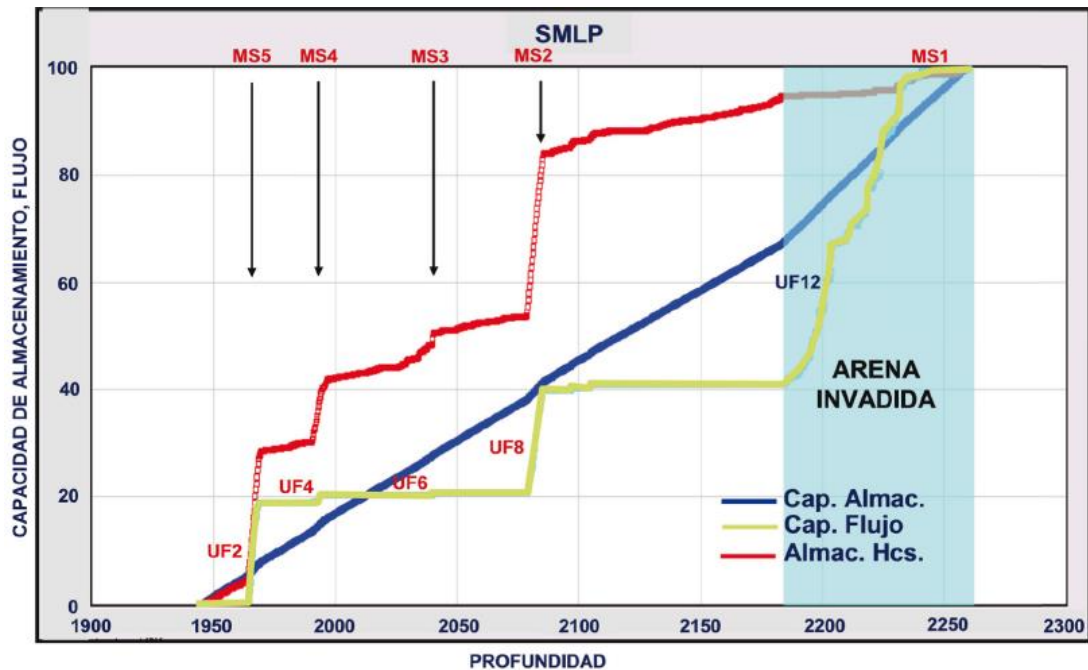


Figura 4.12 Gráfica Estratificada Modificada de Lorenz (SMLP), en el eje y se presenta la capacidad de almacenamiento y flujo (%), en el eje x la profundidad (m). La curva roja representa el almacenamiento de hidrocarburos, la curva verde la capacidad de flujo y la curva azul capacidad de almacenamiento, además de las arenas MS1, MS2, MS3, MS4 y MS5. Tomada de: Antonio Quinlantan P. 2012

Después de haber descritos la forma para determinar los tipos de rocas, es necesario tener los estudios suficientes para un correcto modelo sedimentario, ya que toda la información que se perciba a lo largo del proyecto es necesario e indispensable para el desarrollo del mismo y para la correcta aplicación del método de caracterización petrofísica por medio de tipos de rocas.

A continuación se presenta el capítulo cinco con los estudios necesarios para un correcto modelo sedimentario y sus elementos.

CAPÍTULO 5

5. Modelo sedimentario

El objetivo de un modelo sedimentario es definir de manera regional la distribución de los ambientes deposicionales para determinar las mejores áreas con oportunidades petroleras en cuanto a su calidad como roca almacenadora, tomando en cuenta los procesos diagenéticos y su relación con el incremento o disminución de la porosidad.

El ambiente de depósito o lugar de depósito de los sedimentos está caracterizado por un juego único de condiciones físicas, químicas y biológicas que operan con una tasa de intensidad específica, suficiente para imprimir su huella en los sedimentos. Tales condiciones varían de un lugar a otro, dando como resultado subambientes. La suma de todas las características primarias de una unidad sedimentaria definen una facie. Los estudios sedimentológicos para el modelo sedimentario son herramientas de trabajo que sirven para caracterizar un ambiente, con base en cierta asociación de estructuras sedimentarias y litofacies, dado que existen muchas variaciones en los depósitos de sedimentos.

El modelo sedimentario consiste en la caracterización de facies en sistemas sedimentarios carbonatados, la definición de geometrías de cuerpos sedimentarios y el establecimiento de la arquitectura y dinámica de facies en tiempo y espacio. Los estudios diagenéticos complementan la caracterización al definir los procesos geológicos post sedimentarios y los cambios minerales en las secuencias sedimentarias. Se determinan, asimismo, las propiedades petrofísicas de rocas en términos de fracturamiento, porosidad y permeabilidad para definir la calidad que como yacimiento tienen las facies con interés económico petrolero. Un estudio sedimentológico y diagenéticos se caracteriza por los siguientes elementos:

- Síntesis de información estratigráfica, sedimentológica, geoquímica y geológica en general.
- Estudios megascópicos, microscópicos y geoquímicos de muestras.
- Estudio y modelado sedimentológico.
- Estudio y modelado diagenético.

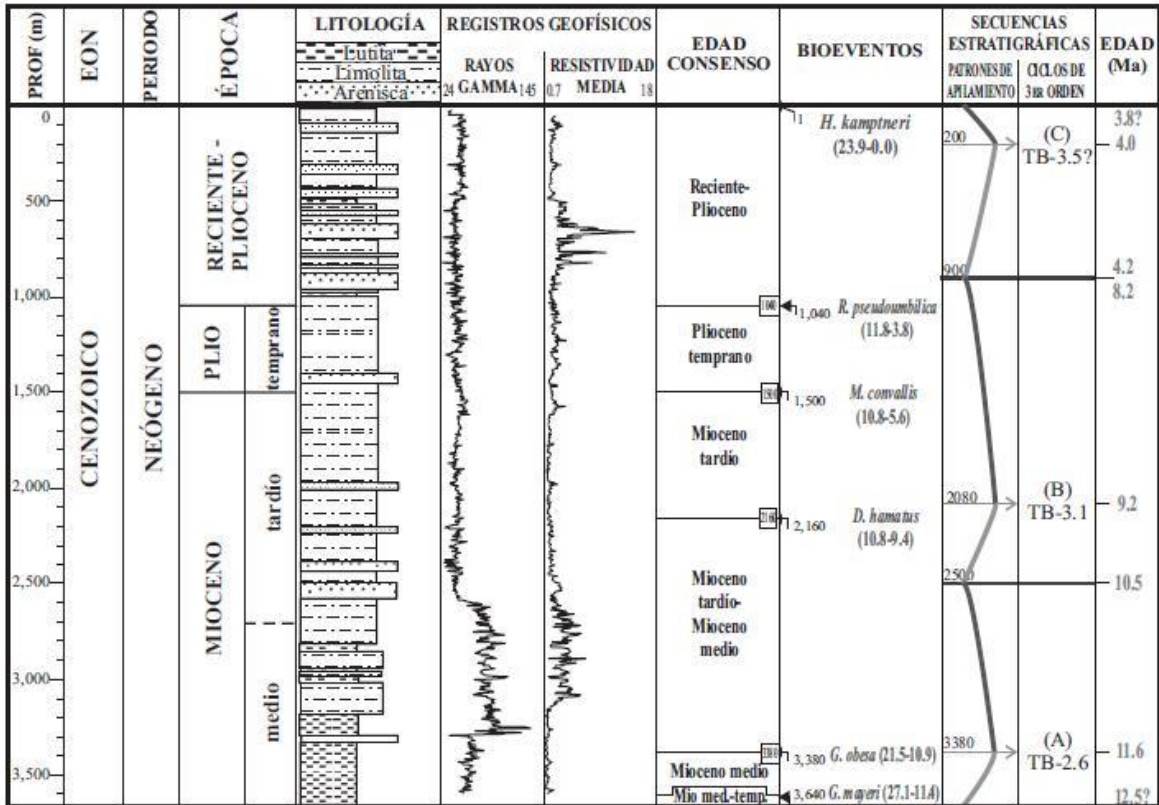


Figura 5.1 Ejemplo de estudio sedimentológico de la cuenca Macuspana. Fuente: PEMEX Exploración y Producción (PEP).

El modelo sedimentario se constituye básicamente de cuatro estudios especializados:

- Estratigrafía
- Sedimentología
- Diagénesis
- Fracturamiento

5.1. Estudio de estratigrafía

El estudio de rocas sedimentarias comprende tres aspectos principales:

Sedimentación, que estudia los procesos por los cuales los sedimentos se forman, se transportan y se depositan.

Petrología sedimentaria, que estudia la roca como tal, su origen, composición, textura y estructura.

Estratigrafía, que trata de las relaciones totales de las rocas estratificadas, tanto espaciales como temporales y de la historia que registran.

Diferentes autores han establecido definiciones de “Estratigrafía”, pero para poder englobar este concepto en una sola definición, es necesario destacar los siguientes tres aspectos fundamentales:

- Aspecto uno: Considera que su objeto de estudio son las rocas que tienen estratos; y que estos se forman y se superponen sucesivamente.
- Aspecto dos: Es el conocimiento del orden y condiciones de formación de los estratos; considera también, a la correlación entre unidades ubicadas en distintos sitios de una cuenca sedimentaria, o entre distintas cuencas sedimentarias.
- Aspecto tres: Es el conocimiento detallado de la naturaleza de las rocas (litología, propiedades geoquímicas y geofísicas), geometría y disposición tridimensional, así como su contenido fósil, a partir del análisis de estos aspectos se puede deducir con un alto nivel de certeza su génesis y su edad.

La Estratigrafía es una ciencia geológica que tiene dos enfoques diferentes y complementarios: El científico y el aplicado.

- El científico, cuyo objetivo es la ordenación temporal e interpretación genética de los materiales.
- El aplicado, cuya finalidad es localizar recursos naturales explotables y contribuir a la planificación de la conservación del medio ambiente.

5.1.1. Los objetivos de la estratigrafía:

5.1.1.1. Identificación de los materiales:

Consiste en reconocer e identificar las principales características de materiales rocosos estratificados, conociendo su litología (composición), textura, estructuras primarias, propiedades geofísicas, propiedades geoquímicas y su contenido fósil.



Figura 5.2 Muestras de rocas con diferentes características. Fuente: Luis Ayala 2012

5.1.1.2. Delimitación de unidades litoestratigráficas:

En función de la litología se delimitarán volúmenes de roca con características distintivas que se representarán sobre mapas topográficos, elaborando así la cartografía litoestratigráfica, que tiene como característica la delimitación de unidades de roca con rango de formación geológica.

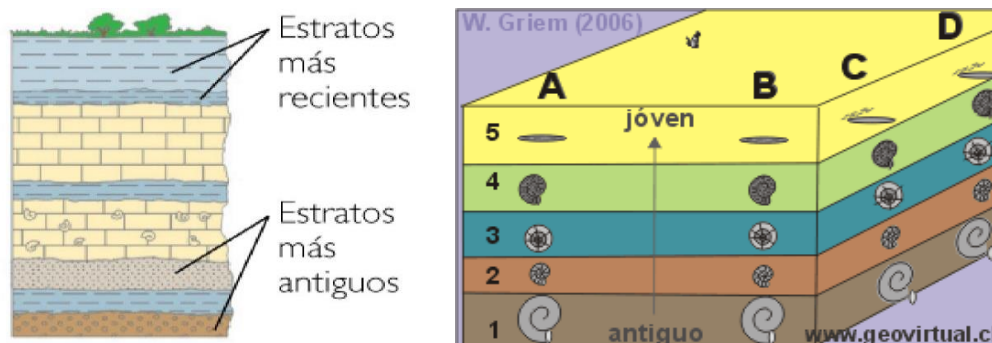


Figura 5.3 División de estratos del más antiguo al más joven. Fuente: Teresa Márquez Gabella

5.1.1.3. Ordenación relativa de las unidades (secciones estratigráficas):

Se observa y registra la continuidad o discontinuidad entre dos unidades litoestratigráficas superpuestas y se interpretan los procesos que originaron las continuidades o discontinuidades.

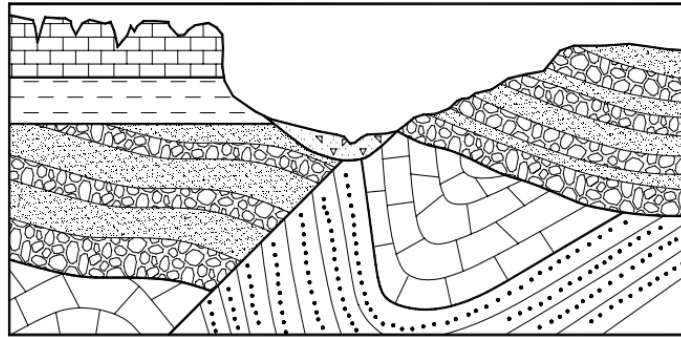


Figura 5.4 Ejemplo de discontinuidades y falla. Modificado de: Gabriel Vázquez C.

5.1.1.4. Interpretación genética de las unidades:

Consiste en conocer las condiciones de sedimentación reinantes en el área de estudio, desde el inicio del depósito de los materiales más antiguos hasta la sedimentación de los más modernos. Cada formación se estudia por separado.



Figura 5.5 Ambiente de duna y ambiente de playa respectivamente. Fuente: Juan Aznar 2005

5.1.1.5. Levantamiento de secciones estratigráficas:

Consiste en realizar el ordenamiento temporal de las unidades litoestratigráficas presentes en el área de estudio, desde la más antigua hasta la más moderna; estudia las relaciones laterales y verticales entre las unidades y registra con detalle todas las características físicas de los materiales estratificados.

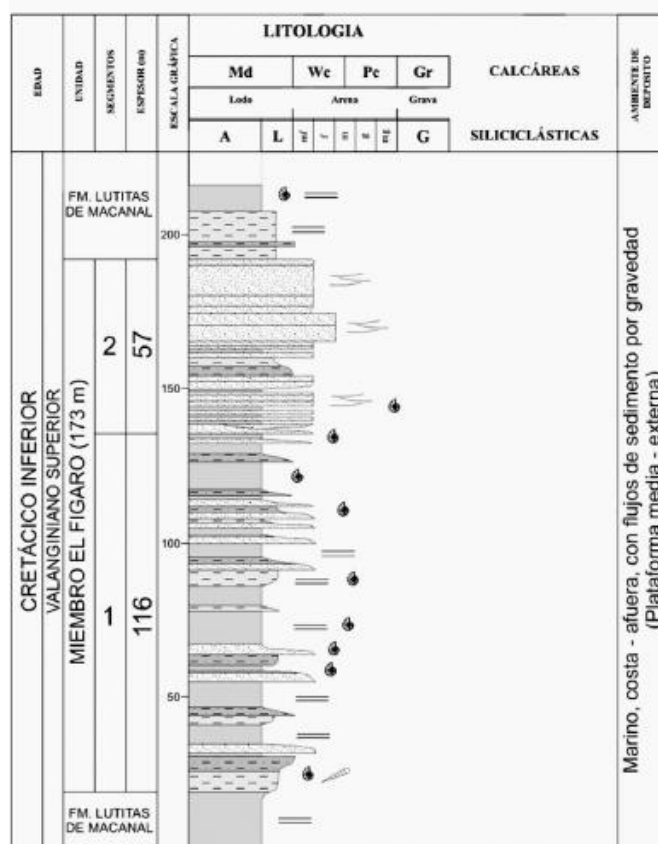


Figura 5.6 Ejemplo de una columna litológica. Tomado de: Wikipedia

5.1.1.6. Correlación:

Por medio de las características físicas y geométricas de los estratos, el contenido fósil, la litología y por las propiedades físicas de determinados niveles de las secciones estratigráficas, se establece la equivalencia de diferentes áreas dentro y fuera de la cuenca sedimentaria; se correlaciona uno o varios niveles estratigráficos y posteriormente se dibujan isócronas en las distintas secciones levantadas.

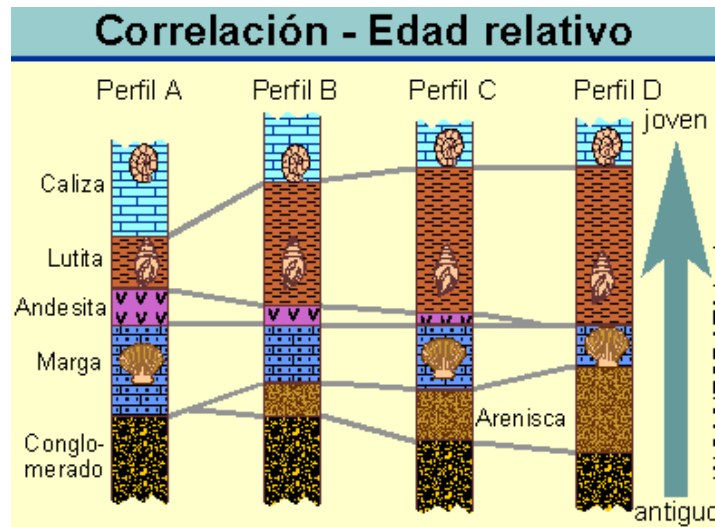


Figura 5.7 Ejemplo de correlación. Fuente: Jorge A. Watanabe

5.1.1.7. Introducción de la coordenada tiempo:

A partir de datos bioestratigráficos y en la medida de lo posible de datos radiométricos y magnetoestratigráficos, se puede calcular la edad relativa o absoluta de los materiales estratificados; se ubican esos estratos o secuencias en la Escala del Tiempo Geológico.



Figura 5.8 Ejemplo de columna geológica ubicada en el tiempo según escala geológica. Fuente: Gabriel Vázquez C.

5.1.1.8. Análisis de cuencas:

El objetivo final es el de conocer el tamaño, la forma, la geometría y la génesis de cada cuenca sedimentaria. Es importante la localización espacial y temporal de cada una de las unidades estratigráficas que se pueden diferenciar en los materiales estratificados depositados en ella.

El análisis de cuencas es muy importante en el área de geología del petróleo, ya que se pueden identificar niveles estratigráficos con características adecuadas para ser rocas generadoras, rocas almacenadoras y rocas sello.

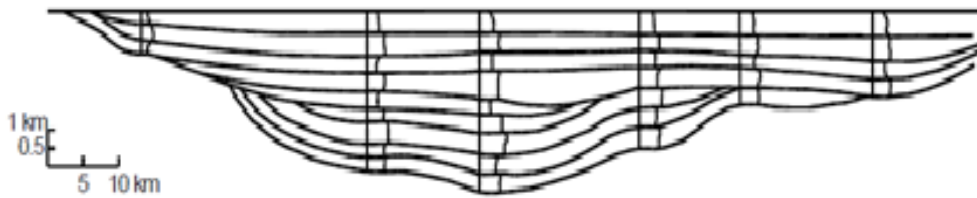


Figura 5.9 Análisis de los datos anteriores para el conjunto de la cuenca. Tomado de: Gabriel Vázquez C.

5.2. Estudio de sedimentología

5.2.1. Sedimentología

La sedimentología se encarga del estudio de la composición y génesis de los sedimentos que componen las rocas de tipo sedimentario, tratando de entender las causas y efectos que influyen en su depósito.

El lugar de depósito o ambientes de depósito de los sedimentos está caracterizado por un conjunto único de condiciones físicas, químicas y biológicas que operan con una tasa e intensidad específicas suficientes para imprimir su huella en los sedimentos. Tales condiciones varían de un lugar a otro, dando como resultado subambientes. La suma de todas las características primarias de una unidad sedimentaria definen las denominadas facies. Los modelos sedimentológicos son herramientas de trabajo que sirven para caracterizar en un primer a un ambiente, con base en ciertas asociaciones de estructuras sedimentarias y litofacies. Es posible que existan muchas variaciones en el ambiente de depósito.

Estudios que la conforman

Una parte importante de la sedimentología se concentra en el estudio e interpretación de los sedimentos y las rocas sedimentarias en términos de los procesos de transporte y deposición, así como su distribución en tiempo y espacio en los distintos ambientes sedimentarios. Para llevar a cabo este tipo de análisis sedimentológicos es necesario contar con ciertos datos, los cuales son tomados principalmente de los afloramientos; sin embargo los datos obtenidos del subsuelo han adquirido suma importancia.

Un análisis satisfactorio de ambientes sedimentarios y su contexto estratigráfico requiere de datos confiables tomados en campo, por lo que los estudios sedimentológicos de campo y su interpretación son requeridos.

5.2.1.1. Estudios de campo: mapeo y registro

Para describir la litología, la clasificación de Dunham en el caso de los carbonatos es empleada, algunas otras características de interés son estudiadas, tales como el espesor del estrato, las estructuras sedimentarias, contenido fósil, color de la roca, desgaste de la roca, grado de consolidación, etc.

Un estudio a profundidad debe involucrar el registro de suficiente información obtenida de las rocas, con el objeto de observar como las unidades particularmente varían en su aspecto geológico, u observar como las características sedimentológicas varían verticalmente (normalmente asociados al tiempo), o incluso ambos casos.

La información para mapear y registrar estos paleo ambientes o estudios estratigráficos debe ser obtenida de manera sistemática y eficiente, para este propósito la elaboración de los registros gráficos sedimentarios son los principales métodos de documentar la información de manera práctica.

En conjunto con la información documentada en los registros, otra información debe ser registrada, tal como paleo corrientes en conjunto con muestras de campo para análisis petrográficos y paleontológicos.

5.2.1.2. Registros gráficos sedimentarios

Un registro sedimentario es un método que representa a través de un gráfico la secuencia de estratos de rocas sedimentarias. Existen diferentes formatos para su uso, variando en la forma de uso que se les dará. El objetivo de cualquier gráfico sedimentario deberá ser el de presentar la información de interés en una forma que se fácil de identificar e interpretar, empleando símbolos y abreviaturas que sean entendibles sin referencia alguna.

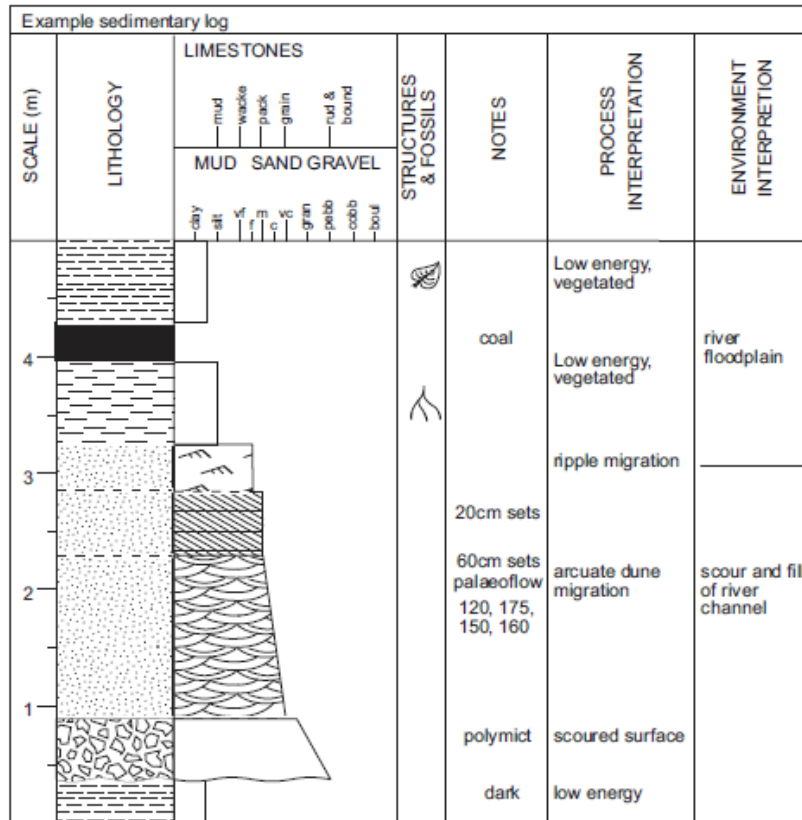


Figura 5.10 Ejemplo de un Registro Sedimentario. Fuente: Sociedad Geológica Mexicana 2013

5.2.1.3. Paleocorrientes

Un indicador de paleocorrientes es evidencia de la dirección del flujo en el tiempo en que los sedimentos se fueron depositando, puede referirse también como paleo flujo. Los datos de los paleo flujos son empleados en conjunto con el análisis de facies y otros estudios con el objeto de realizar reconstrucciones paleogeográficas. La información es normalmente obtenida durante la realización de los registros sedimentológicos, incluso también es obtenida de localidades no mapeadas con el objetivo de aumentar el tamaño de datos obtenidos y corroborarlos.

Indicadores de Paleocorrientes

Se distinguen dos grupos de indicadores de paleo-corrientes en las estructuras sedimentarias:

Indicadores unidireccionales, son características que muestran la dirección de flujo:

- Laminación cruzada
- Estratificación cruzada

- Estratificación cruzada a gran escala
- Imbricación clástica
- Surcos erosionados

Indicadores direccionales de flujo, estructuras que proporcionan información acerca del eje de la corriente sin diferenciar entre la dirección corriente aguas arriba o aguas abajo. Son empleadas la mayoría de veces en combinación con los indicadores unidireccionales.

- Delineación primaria de corrientes en el plano
- Moldes de surcos
- Orientación de clastos erosionados
- Márgenes de canales y surcos

5.2.1.4. Recolección de muestras de roca

Los estudios de campo proporcionan una parte de la información que puede ser obtenida a partir de las rocas, por lo que es normal que además de estos estudios se tomen muestras de roca para ser analizadas. La roca es requerida para estudios paleontológicos, para determinar la edad estratigráfica o incluso para análisis mineralógicos y geoquímicos. Secciones delgadas son empleadas para investigar la textura y composición de la roca a detalle, la roca puede ser disgregada para evaluar el contenido mineralógico e incluso disuelta para llevar a cabo análisis químicos. Estos estudios se realizan con el objetivo de conocer la procedencia de la roca.

El tamaño y las condiciones de la muestra recolectada dependerán del propósito de uso de la misma, aunque normalmente se recolectan muestras de 50 mm de diámetro. Es importante tomar estas muestras frescas, es decir con la superficie expuesta a la intemperie removida. Estas muestras pueden servir de referencia durante la elaboración del registro sedimentológico.

5.2.1.5. Descripción de núcleos

Existen distintas técnicas para determinar la naturaleza de los estratos por debajo de la superficie terrestre, sin embargo una fuente segura de recolección de información del subsuelo es obtenida durante la perforación de pozos y la obtención de núcleos de la formación. Cuando se realiza la perforación de pozos, normalmente la información geológica es obtenida a través de técnicas geofísicas, dejando la recolección de núcleos para cuando se necesiten detalles de los horizontes.

Los núcleos obtenidos durante la perforación normalmente son de un diámetro de entre 100 y 200 mm y divididos verticalmente después para obtener caras planas que faciliten el

estudio. La importancia de la información obtenida a partir de núcleos es la continuidad vertical que ésta tiene, pues a distintas profundidades pueden ser tomados los núcleos y analizados.

La información obtenida a partir de núcleos es registrada en un mapa sedimentario, el cual estará complementado por la información obtenida a partir de técnicas geofísicas, principalmente la toma de registros geofísicos.

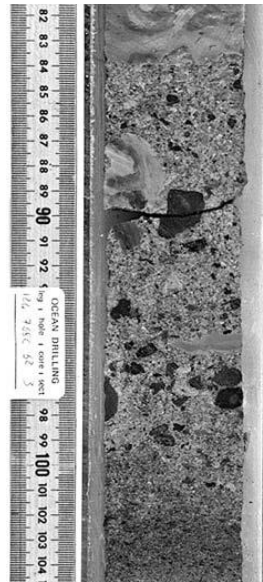


Figura 5.11 Núcleo obtenido durante la perforación de un pozo, con ellos se pueden obtener detalles de los estratos perforados. Fuente: Ricardo Buoz

5.3. Estudio de diagénesis

Son todos aquellos cambios: físicos, químicos y bioquímicos, que ocurren en los sedimentos o en las rocas sedimentarias después del depósito ocasionado por la circulación de fluidos, procesos fisicoquímicos y fuentes de energía requeridas, hasta antes del metamorfismo.

Cada etapa de transporte y posterior sedimentación da lugar a una capa de sedimentos. La repetición de dichos fenómenos trae consigo nuevos depósitos sobre los anteriores.

Como consecuencia de este depósito continuado, una capa concreta de sedimentos es sometida a un aumento de presión, debido a la carga superpuesta de los materiales depositados posteriormente.

En estas condiciones se producen una serie de fenómenos en el sedimento, que modifican sus características. Al conjunto de estos fenómenos lo llamaremos litificación o diagénesis

y los resultados de la misma son la transformación del sedimento en una roca sedimentaria.

a) El primer proceso que tiene lugar es el de compactación del sedimento, que consiste en la expulsión del agua por reducción de los poros entre minerales debido a la presión.

b) El agua puede quedar todavía retenida o escapar, este agua produce nuevos fenómenos cuando comienza a circular por el sedimento, dando origen principalmente al segundo proceso de la diagénesis que es la cementación, consistente en la deposición en los poros de minerales de precipitación química que estuviesen disueltos.

La acción conjunta de compactación y cementación terminan por consolidar el sedimento transformándolo en roca sedimentaria.

Los estudios de diagénesis:

1. Identifican la mineralogía original de los cementos presentes.
2. Determinan como se relaciona esta mineralogía a las rocas y los fluidos originales.
3. Determinan las características de los fluidos y el ambiente en que ocurrió la diagénesis.
4. Determinar el tiempo relativo en que ocurrió la alteración.

Dichos estudios envuelven:

- Petrografía
- Cathodoluminiscencia (CL)
- Scanning electron microscopy (SEM)
- Análisis geoquímicos
 - Isótopos
 - Elementos traza

5.3.1. Procesos de la diagénesis

1. Compactación (mecánica o física y química, incluyendo una deformación o reorientación de los granos).
2. Cementación (relleno de espacios porosos de origen primario o secundario).
3. Recristalización (cambios en el tamaño del cristal, esfuerzo y geometría).
4. Reemplazamiento (de un mineral por otro).
5. Disolución (de minerales inestables en poros secundarios, vesículas o cavernas).
6. Autigénesis (desarrollo de nuevos minerales).

5.3.1.1. Compactación:

Es la reducción de volumen del sedimento, (ya sea detritos, minerales, aloquímico u ortoquímico).

Se refiere a los procesos químicos o mecánicos que son provocados por la sobrecarga de los sedimentos durante el sepultamiento y el incremento de la presión y la temperatura.

La compactación también reduce los espacios porosos, resultado de la desecación y reducción de volumen de los espesores acumulados. En la siguiente figura se muestra como gracias a la presión se puede reducir el contenido de agua en la roca.

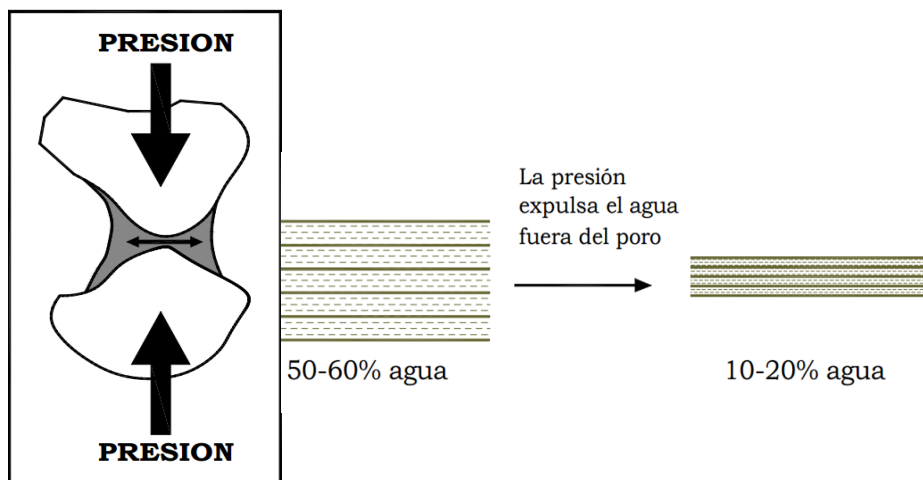


Figura 5.12 Ejemplo de roca expulsando agua debido a la presión sobre esta. Modificado de: Cecilia I. Caballero.

La diagénesis puede reducir la porosidad y la permeabilidad o puede incrementarlas. En general existe una pérdida de estas con un incremento en el tiempo y una profundidad de sepultamiento.

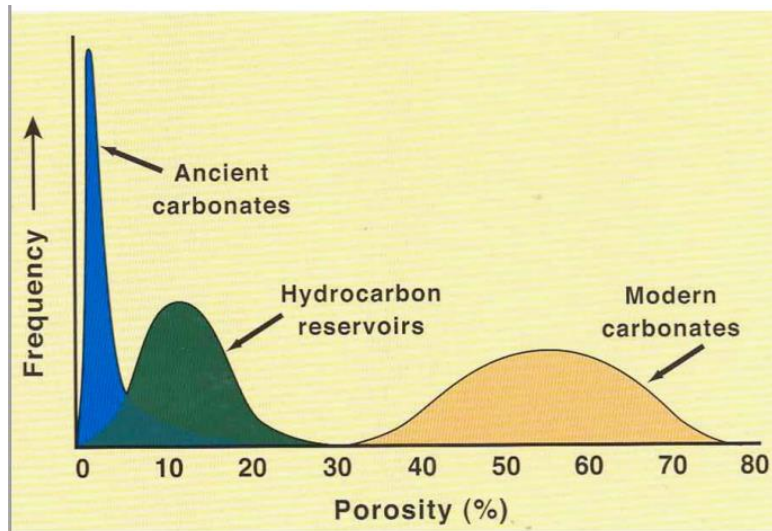


Figura 5.13 Gráfica de porosidad según los tipos de yacimientos en el tiempo. Fuente: Cecilia I. Caballero.

Comprender los procesos diagenéticos, los factores que provocan la pérdida de porosidad, la relativa coordinación de la migración del petróleo contra la evolución de la porosidad, son importantes en la explotación de hidrocarburos y yacimientos de minerales carbonatados.

5.3.1.2. Cementación:

Relleno de espacios porosos de origen primario o secundario. Es uno de los cambios diagenéticos más comunes y produce la rigidez de un sedimento, uniendo a las partículas unas con otras.

La cementación puede ocurrir simultáneamente con la sedimentación, o bien el cemento puede ser introducido en un tiempo posterior.

Los materiales cementantes más comunes son: Dolomita $MgCa(CO_3)_2$, Calcita ($CaCO_3$), o Aragonita ($CaCO_3$), Sílice (SiO_2), Óxidos de hierro (Fe_2O_3), Siderita ($FeCO_3$).

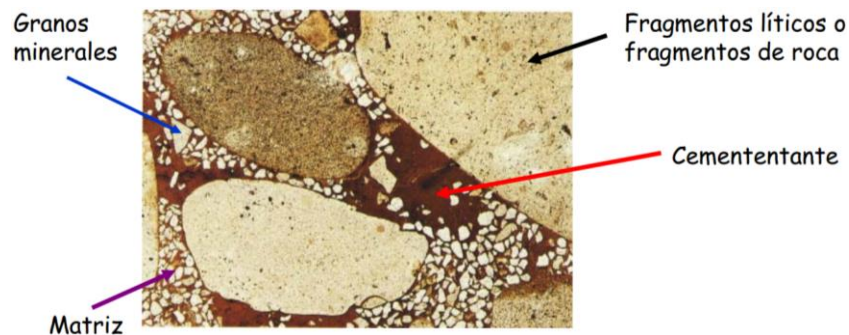


Figura 5.14 Ejemplo de partes que constituyen la cementación de una roca. Fuente: Luis A. Spalletti

5.3.1.3. Recristalización: Cambios en el tamaño de los cristales, la forma y la orientación, sin cambios en la mineralogía.

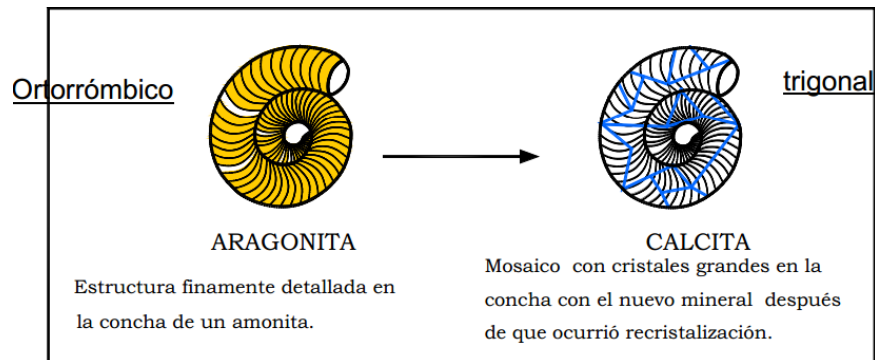


Figura 5.15 Ejemplo de recristalización. Fuente: Luis A. Spalletti

5.3.1.4. Reemplazamiento:

Reemplaza un mineral a otro como dolomita por calcita.

El nuevo mineral se desarrolla en el espacio ocupado por el original, sin cambio de volumen, y puede tomar la forma del mineral reemplazado (pseudomorfo).

Anhidrita por yeso producto de la deshidratación, Feldespato por caolinita, Serpentina por olivino, Cuarzo por calcita.



Figura 5.16 Ejemplo de reemplazamiento de un mineral por otro. Fuente: Luis A. Spalletti

5.3.1.5. Disolución (solución diferencial):

Son procesos de disolución selectiva dentro del sedimento, como elementos constitutivos particulares o a lo largo de los planos de estratificación.



Figura 5.17 Ejemplo de dolomita. Fuente: Luis A. Spalletti

La dolomitización es el proceso a través del cual los cristales de dolomita($\text{CaMg}(\text{CO}_3)$) reemplazan al carbonato de calcio (CaCO_3).

5.3.1.6. Autigénesis:

Es el desarrollo de nuevos minerales o sobrecrecimientos dentro de un sedimento.

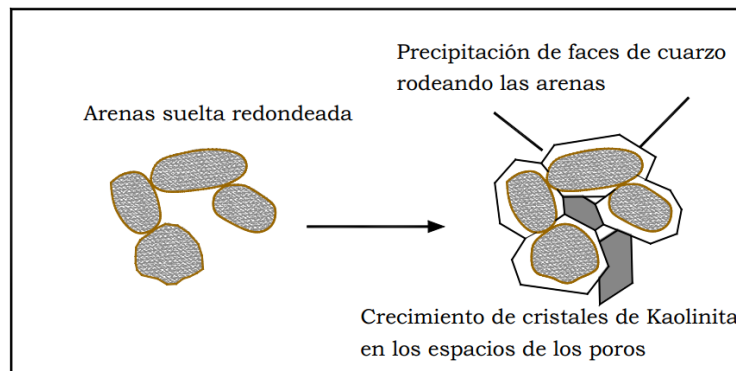


Figura 5.18 Ejemplo de Autigénesis en una roca. Fuente: Cecilia I. Caballero

Los cambios diagenéticos son importantes porque pueden modificar considerablemente las propiedades originales de los sedimentos, es decir, afectan:

- la composición
- la textura
- y en ciertos casos las estructuras primarias de los sedimentos

De la misma manera, los eventos diagenéticos perturban a la porosidad y permeabilidad de los sedimentos alterando el potencial de los mismos como receptáculos de agua, gas y aceite.

5.3.2. Procesos de diagénesis en rocas carbonatadas:

1. Bioturbación
2. Micritización
3. Cementación
4. Compactación
5. Neomorfismo
6. Dolomitización-Dedolomitización
7. Silicificación

5.3.2.1. Bioturbación:

Es la biodegradación de un componente o substrato carbonático (sedimento o roca) por actividad orgánica. Entre las principales consecuencias de la bioturbación destacan: la destrucción parcial o total de las texturas o microfábricas originales, creación de porosidad (borings y burrows), calcitización de raíces (microcodium), producción de barro micrítico, etc.



Figura 5.19 Estructuras de bioturbación (burrows) en calcarenitas (grainstones oolíticos). Pleistoceno superior. Los Escullos (Almería). Fuente: Atlas Petrología Sedimentaria 2001

5.3.2.2. Micritización:

Determinados tipos de microorganismos (algas endolíticas, hongos...) tienen la capacidad de originar microperforaciones (borings), en granos o substratos carbonáticos, que posteriormente pueden ser rellenadas por cemento micrítico. A este proceso conjunto de biodegradación y cementación micrítica se denomina micritización.

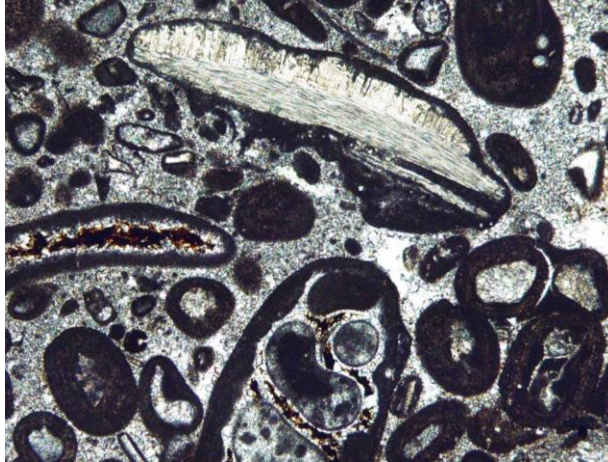


Figura 5.20 Detalle de oolitos y envueltas micríticas (micritización) sobre restos esqueléticos. Jurásico terminal (Kimmeridgiense). Cordillera Ibérica. Fuente: Atlas Petrología Sedimentaria 2001

5.3.2.3. Cementación

Es el proceso diagenético por el cual los poros, de un sedimento o roca, se rellenan parcial o totalmente por precipitados químicos. Uno de los efectos más importantes de la cementación es la litificación del sedimento, lo que contribuye a cerrar la porosidad del mismo.

Son varias las especies minerales, carbonáticas o no, que pueden formar parte de los cementos, pero los más frecuentes son: calcita de bajo contenido en Mg (LMC), calcita de alto contenido en Mg (HMC), aragonito (Ar), dolomita y yeso.

Morfológicamente los cristales individuales del cemento pueden ser: fibrosos o aciculares, columnares y equidimensionales. El tamaño de los cristales puede ser muy variable, desde algunas micras (cemento micrítico) hasta centímetros, o incluso mayores. Para describir el conjunto de cristales que integran un cemento se emplea el término textura o fábrica.

La composición original de los cementos y sus texturas son fundamentales para poder interpretar los ambientes diagenéticos en los cuales se generaron.

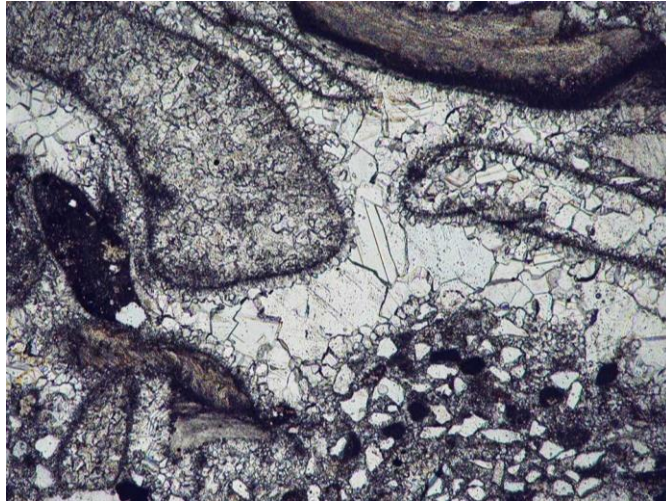


Figura 5.21 Grainstone bioclástico con dos generaciones de cemento: una primera, continua y acicular (Ar en origen), y una segunda, en mosaico de LMC, que cierra totalmente la porosidad. Jurásico terminal (Kimmeridgiense). Fuente: Atlas Petrología Sedimentaria 2001

5.3.2.4. Compactación

Es el conjunto de procesos mecánicos y químicos (presión-disolución) que, como consecuencia del enterramiento, provocan la disminución del espesor del primitivo sedimento y la reducción de la porosidad. Se diferencia entre compactación mecánica y compactación química.

Compactación mecánica. Se produce en los primeros estadios del enterramiento y sus consecuencias fundamentales son: reordenación de los granos individuales, expulsión de agua, deformación de granos dúctiles (peloides, intraclastos, etc.) y rotura de los frágiles, y aplastamiento de aspectos sedimentológicos (burrows, porosidad fenestral, etc.).

Compactación química (presión-disolución). Se produce a continuación de la compactación mecánica, durante el enterramiento profundo. Se origina como resultado de la presión concentrada en puntos de contacto entre: granos, cristales o grandes superficies (estratos), lo que incrementa la solubilidad de los carbonatos. La consecuencia es el desarrollo de contactos cóncavo-convexos y suturados entre granos, y la aparición de superficies estilolíticas a gran escala.

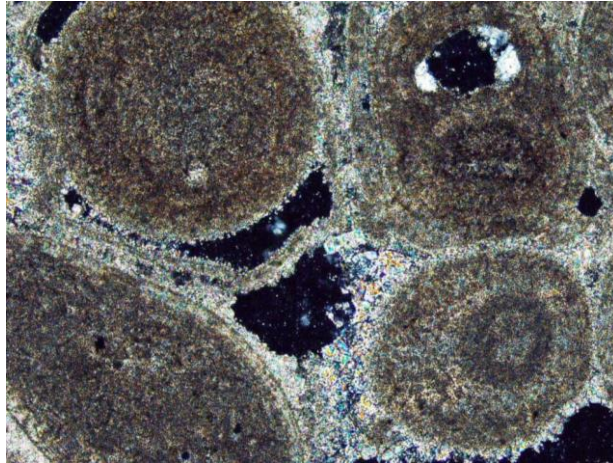


Figura 5.22 Grainstone con las envueltas corticales de oolitos fracturadas por compactación mecánica. Fuente: Atlas Petrología Sedimentaria 2001

5.3.2.5. Neomorfismo

Término propuesto por Folk (1965) para designar las transformaciones entre un mineral (carbonato) y él mismo, o un polimorfo, sin pasar por el estadio intermedio de porosidad visible. Los procesos neomórficos incluyen: recristalización (variación del tamaño y/o forma de los cristales) e inversión polimórfica del aragonito a calcita (calcitización).

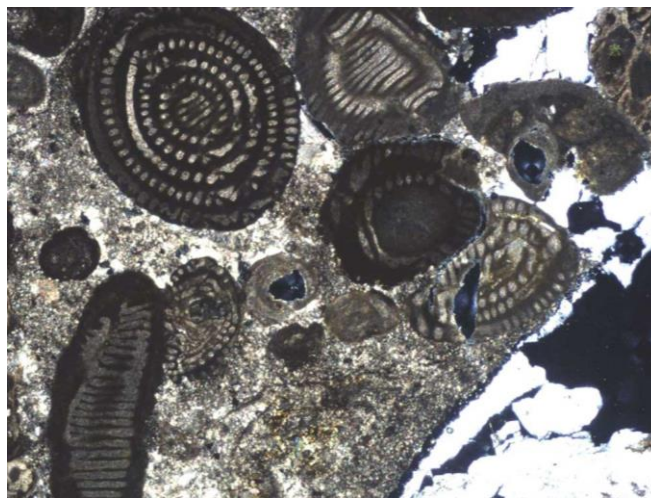


Figura 5.23 Packstone de Alveolinas con matriz recristalizada a microesparita. Paleógeno. Cuenca de Áger. Unidad Surpirenaica Central. Fuente: Atlas Petrología Sedimentaria 2001

5.3.2.6. Dolomitización-Dedolomitización

El proceso de dolomitización es el proceso de reemplazamiento de un mineral, generalmente calcita o aragonito (ambos CaCO_3), por dolomita - $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$.

El proceso inverso de la dolomitización es la calcitización de la dolomita o dedolomitización. Este proceso es el resultado de la circulación de fluidos diagenéticos

sobresaturados en calcita y subsaturados en dolomita, a través del sistema poroso (en general porosidad intercrystalina) de una dolomía. Por este motivo es muy frecuente encontrar cementos de calcita asociados a cristales de dedolomita.

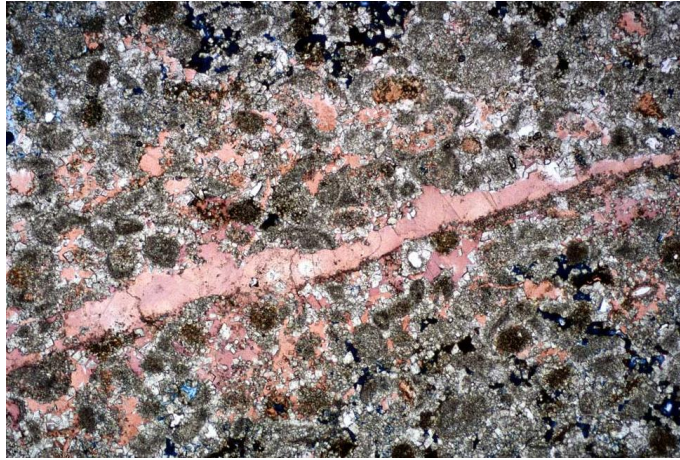


Figura 5.24 Dolograine stone con cemento en mosaico de calcita (color rojo, tinción de Lindolm & Finkelman, 1972), ocupando diferentes tipos de porosidad (fractura, vug). Fuente: Atlas Petrología Sedimentaria 2001

5.3.2.7. Silicificación

Proceso de reemplazamiento de un mineral por cualquier mineral de la sílice (en general, ópalo o cuarzo). Es un proceso de reemplazamiento bastante frecuente en rocas carbonáticas.

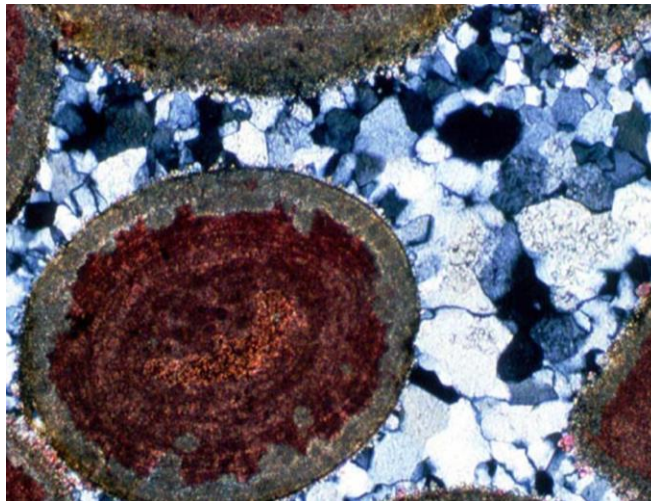


Figura 5.25 Grainstone oolítico, parcialmente silicificado, con cemento en mosaico de megacuarzo. Jurásico medio. Fuente: Atlas Petrología Sedimentaria 2001

5.4. Estudio de fracturamiento

Los yacimientos naturalmente fracturados plantean una paradoja relacionada con la producción. Incluyen yacimientos con baja recuperación de hidrocarburos: estos yacimientos pueden parecer altamente productivos al comienzo pero su producción declina rápidamente. Además, se caracterizan por la irrupción temprana de gas o agua. Por otra parte, forman parte de algunos de los yacimientos más grandes y productivos de la Tierra. La naturaleza paradójica de esta clase de yacimientos está dada por los grandes esfuerzos que hace la industria por comprenderlos mejor y modelarlos con suficiente certeza.

Si bien casi todos los yacimientos de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales, los efectos de las fracturas a menudo se conocen en forma imprecisa y en gran medida se subestiman. En los yacimientos carbonatados, las fracturas naturales ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los compartimientos del yacimiento. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad a veces entorpecen el flujo de fluidos dentro de un yacimiento, conduciendo a la producción prematura de agua o gas y haciendo que los esfuerzos de recuperación secundaria resulten ineficaces. Las fracturas naturales también están presentes en todo tipo de yacimiento siliciclástico, lo que complica el aparentemente simple comportamiento de la producción dominado por la matriz.

Ignorar la presencia de las fracturas no es una práctica óptima de manejo de yacimientos; tarde o temprano, es imposible ignorar las fracturas porque el desempeño técnico y económico del yacimiento se degrada. El mayor riesgo que implica la falta de una caracterización temprana de las facturas naturales es que tal omisión puede limitar severamente las opciones de desarrollo de campos petroleros.

5.4.1. Fracturas naturales en el desarrollo de campos petroleros

La investigación de las fracturas naturales debería iniciarse durante la etapa de exploración. Los afloramientos en superficie correspondientes a la sección prospectiva o los análogos de yacimientos pueden constituir la base de un cimiento litológico, estructural y estratigráfico sobre el que los geólogos podrán construir modelos conceptuales.

Estos modelos a menudo comienzan con el conocimiento de los esfuerzos regionales. El estado de los esfuerzos es importante en los yacimientos NFR porque determina en gran medida si las fracturas están abiertas para conducir los fluidos de yacimiento.

Los levantamientos sísmicos de componentes múltiples (3D), adquiridos en las primeras etapas del desarrollo de los campos petroleros, arrojan datos importantes para la determinación de la anisotropía azimutal, lo que es esencial para caracterizar las fracturas naturales y colocar los pozos en forma efectiva.

Los pozos nuevos plantean oportunidades para recolectar datos geológicos, geofísicos y mecánicos adecuados a partir de diversas fuentes, incluyendo la información obtenida con los registros de pozos, los levantamientos sísmicos de pozos, los dispositivos de muestreo y los núcleos (coronas) de diámetro completo. Otras fuentes de información valiosas que pueden obtenerse durante las primeras etapas del desarrollo de campos petroleros incluyen las pruebas de formación efectuadas a través de la columna de perforación, las pruebas de flujo inicial, y las pruebas de incremento y caída de presión. La correcta evaluación del rol de las fracturas naturales puede traducirse en éxitos anticipados de desarrollo de campos, estableciendo las bases para las etapas de desarrollo posteriores, incluyendo los proyectos de recuperación secundaria.

La información sobre las fracturas naturales también es importante en la etapa de construcción de pozos. Durante las operaciones de disparos en condiciones de sobrebalance y de cementación, las fracturas naturales abiertas pueden producir problemas de pérdida de circulación, pérdida de costosos fluidos de perforación, y la pérdida potencial de pozos.

La incorporación de información sobre fracturas naturales y propiedades mecánicas de las rocas en los diseños de las operaciones de cementación reduce el riesgo de abrir las fracturas naturales o de fracturar accidentalmente la formación, situaciones ambas que podrían causar pérdidas de circulación.

La comprensión de estos yacimientos requiere la adquisición y el análisis de un vasto volumen de datos y, normalmente, comienza con una caracterización detallada, pie por pie, de los sistemas de fracturas y matriz.

5.4.1.1. Clasificación de las fracturas

La complejidad de los sistemas de fracturas naturales se capta en los métodos descriptivos, genéticos y geométricos que los geocientíficos emplean para clasificar las fracturas naturales. El conocimiento de los tipos de fracturas mejora la simulación del flujo de fluidos a través de las fracturas, porque los diversos tipos de fracturas conducen el fluido en forma diferente.

Para apreciar los esquemas de clasificación comunes, se necesita un conocimiento básico de cómo se desarrollan las fracturas naturales. No obstante, para adquirir ese conocimiento se requiere algo más que la amplia observación de las fracturas naturales; es necesario vincular esas observaciones con datos de experimentos de laboratorio controlados. En el laboratorio, los tipos de fracturas se dividen en dos grupos relacionados con su modo de formación: las fracturas por esfuerzo de corte (cizalladura) que se forman con la cizalladura paralela a la fractura creada y las fracturas por esfuerzos de tracción que se forman con una tracción perpendicular a la fractura creada.

En el laboratorio, es común observar la creación de fracturas de tracción durante los experimentos de compresión, a presiones de confinamiento bajas y en asociación con el desarrollo de fracturas por esfuerzo de corte.

Las fracturas por esfuerzo de corte y las fracturas de tracción descritas a partir de experimentos de laboratorio poseen contrapartes netas que existen naturalmente; las fracturas por esfuerzo de corte corresponden a fallas, mientras que las fracturas de tracción corresponden a grietas.

Las imágenes sísmicas generalmente permiten la detección de las fallas más grandes, mientras que se requieren datos de pozos para identificar y caracterizar las fallas más pequeñas.

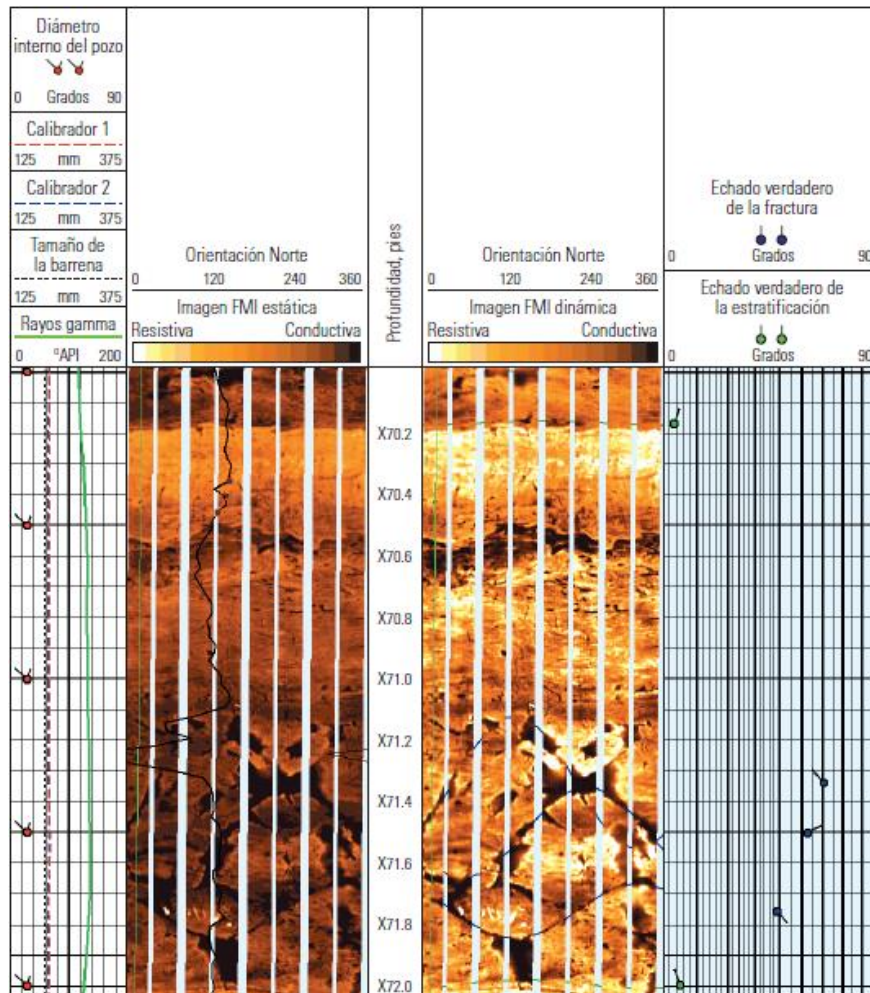


Figura 5.26 Las imágenes obtenidas con la herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI muestran claramente tanto el fracturamiento (sinusoides azules en el Carril 3 y flechas en el Carril 4) como la estratificación de la formación (sinusoides verdes y flechas). El Carril 1 muestra los datos del calibrador, de orientación del pozo y de rayos gamma. Los Carriles 2 y 3 muestran las imágenes FMI estáticas y dinámicas, respectivamente. Las flechas correspondientes al echado se presentan en el Carril 4. Fuente: Tom Bratton 2006.

Dado que las grietas no involucran un desplazamiento que desplace la estratificación, no pueden ser observadas en forma directa en las imágenes sísmicas pero pueden ser localizadas y caracterizadas mediante datos de registros de pozos e imágenes de la pared del pozo.

Otros tipos de fracturas son creados por mecanismos de reducción de volumen que tienen lugar en la roca, y no a partir de fuerzas externas. Éstas incluyen grietas de disecación, fracturas formadas por sinéresis, fracturas por contracción termal y fracturas por cambios de fases minerales. De éstas, las fracturas por sinéresis o fracturas tipo tela de gallinero, y las fracturas por cambios de fases minerales en los carbonatos, son las de mayor importancia en la producción de petróleo y gas. Las fracturas por sinéresis se forman a

través de un proceso químico que provoca deshidratación y, en consecuencia, una reducción del volumen.

Un sistema de clasificación genético examina cómo las fracturas se relacionan con la formación y la estructura en la que se encuentran localizadas.

La creación de fracturas endógenas está relacionada con los esfuerzos presentes durante la sedimentación. Las fracturas exógenas se forman después de la sedimentación y la litificación, usualmente a partir de los esfuerzos tectónicos generados por el desarrollo de pliegues y fallas. Una vez que los sistemas de fracturas naturales han sido clasificados tanto desde el punto de vista geológico como de ingeniería, el próximo paso consiste en investigar su impacto sobre el yacimiento.

5.4.2. Evaluación de fracturas y campos

Existen muchas formas de caracterizar las fracturas naturales y evaluar su rol en la explotación de yacimientos. Los métodos dinámicos buscan caracterizar los efectos de las fracturas por medio de la medición o la descripción directa del movimiento de los fluidos a través de las fracturas y la matriz. Estos métodos dinámicos incluyen las pruebas de presión transitoria en el intervalo de escala intermedia, que proveen información sobre las fracturas y el flujo relacionado con las mismas, y estimaciones de la conductividad de las fracturas.

Otro método dinámico de escala intermedia a grande utiliza trazadores inyectados y análisis de la composición del agua para determinar la comunicación directa atribuida a las fracturas, entre zonas y entre pozos.

Los métodos geométricos miden los atributos específicos para identificar y caracterizar las fracturas naturales y evaluar su impacto potencial sobre la producción o la inyección.

Las técnicas más comunes de evaluación de fracturas de pequeña escala, basadas en registros, utilizan tecnologías de generación de imágenes de la pared del pozo ultrasónicas y de resistividad.

Si bien la resolución de las herramientas eléctricas de generación de imágenes de la pared del pozo operadas con cable es excepcional, la forma más detallada de evaluar los yacimientos NFR es mediante la adquisición de núcleos de diámetro completo en los intervalos de interés.

5.4.2.1. Red sísmica para caracterizar las fracturas

Los métodos sísmicos de caracterización de fracturas comprenden la determinación de la anisotropía de la velocidad, la variación de la amplitud azimutal con el desplazamiento y la variación del retardo normal (normal move out-NMO) con el azimut.

Las investigaciones sísmicas de los yacimientos NFR incluyen aquellas investigaciones realizadas mediante perfiles sísmicos verticales (VSP), con desplazamientos múltiples de la fuente y azimuts múltiples.

La integración de todos los datos disponibles para optimizar la configuración del VSP ayuda a extraer información de anisotropía de alta calidad. Esta información puede ser utilizada luego para diseñar levantamientos sísmicos de superficie 3D con el fin de cubrir áreas alejadas del control de pozos.

Los métodos sísmicos pasivos que detectan la respuesta del yacimiento a las operaciones de producción o inyección pueden considerarse como técnicas dinámicas de caracterización de fracturas y fallas.

Los métodos sísmicos representan métodos de detección y caracterización de fracturas de escala intermedia a grande y, en consecuencia, poseen implicaciones con respecto a los esfuerzos para modelar el volumen de estos yacimientos complejos entre pozos.

Los geólogos recolectan datos de fracturas detallados, orientación y posiblemente espaciamiento a partir de afloramientos análogos.

No obstante, este proceso raramente capta una descripción general de la red de fracturas con fines de modelado y a veces sobrestima la intensidad de las fracturas. Debido a esto es necesaria herramientas con tecnología más avanzada para obtener información más precisa.

5.4.2.2. Modelado de los efectos de las fracturas

El objetivo fundamental de la simulación de yacimientos es estimar y pronosticar la distribución y el flujo de fluidos en el yacimiento, en respuesta a los procesos de producción o inyección. Las fracturas naturales dificultan considerablemente la consecución de este objetivo.

Algunos especialistas simplifican los desafíos que plantea la simulación del flujo de fluidos de los yacimientos NFR, mediante una división en tres categorías. Primero, un modelo debe resolver las trayectorias de los fluidos mediante la determinación de la conectividad

de las fracturas. La conectividad depende de la longitud, orientación e intensidad de las fracturas, que se obtienen de los datos del subsuelo y de afloramientos análogos.

En segundo lugar, es esencial el conocimiento de las permeabilidades de los sistemas de fracturas, la variación de la permeabilidad a través del campo, y la interacción entre las fracturas y la matriz.

En tercer lugar, se deben captar la presión del fluido, o presión capilar, y las permeabilidades relativas presentes en el yacimiento. Además, es necesaria una buena comprensión del régimen de esfuerzos locales para lograr una simulación NFR creíble.

Esta información proviene de una diversidad de fuentes incluyendo las mediciones obtenidas de los registros, el análisis de ovalización por ruptura de la pared del pozo y las pruebas de pérdida de fluido y se utiliza en los modelos mecánicos del subsuelo.

Finalmente, el siguiente capítulo complementará todo el método, después de tener todas las herramientas y conocimientos para un correcto desarrollo de nuestro proyecto y precisión en nuestro método para caracterizar petrofísicamente un yacimiento por medio de tipos de rocas.

CAPÍTULO 6

6. Caracterización de yacimientos

Para conocer el potencial productor de hidrocarburos en un yacimiento y la optimización del mismo es necesario la aplicación de diferentes ingenierías y disciplinas, una de las disciplinas importantes es la petrofísica, que realiza la caracterización petrofísica del yacimiento a un nivel estático, la cual determina las propiedades físicas de las rocas y tipos de fluidos presentes en el yacimiento, principalmente: porosidad, permeabilidad, tamaño de grano, de poro y saturación de fluidos. Para determinar las propiedades petrofísicas se realiza una evaluación de registros geofísicos, integrando datos de núcleo.

El objetivo de esta metodología es definir los tipos de calidad de rocas presentes en un yacimiento y sus respectivas unidades de flujo, mismos que se utilizarán junto con las propiedades petrofísicas calculadas de un procesado convencional; dicha información se integra a todo un modelo completo para desarrollar un proyecto y de esta manera concluir con una caracterización total del yacimiento en estudio.

A continuación se muestra el procedimiento de trabajo para la aplicación de esta metodología.

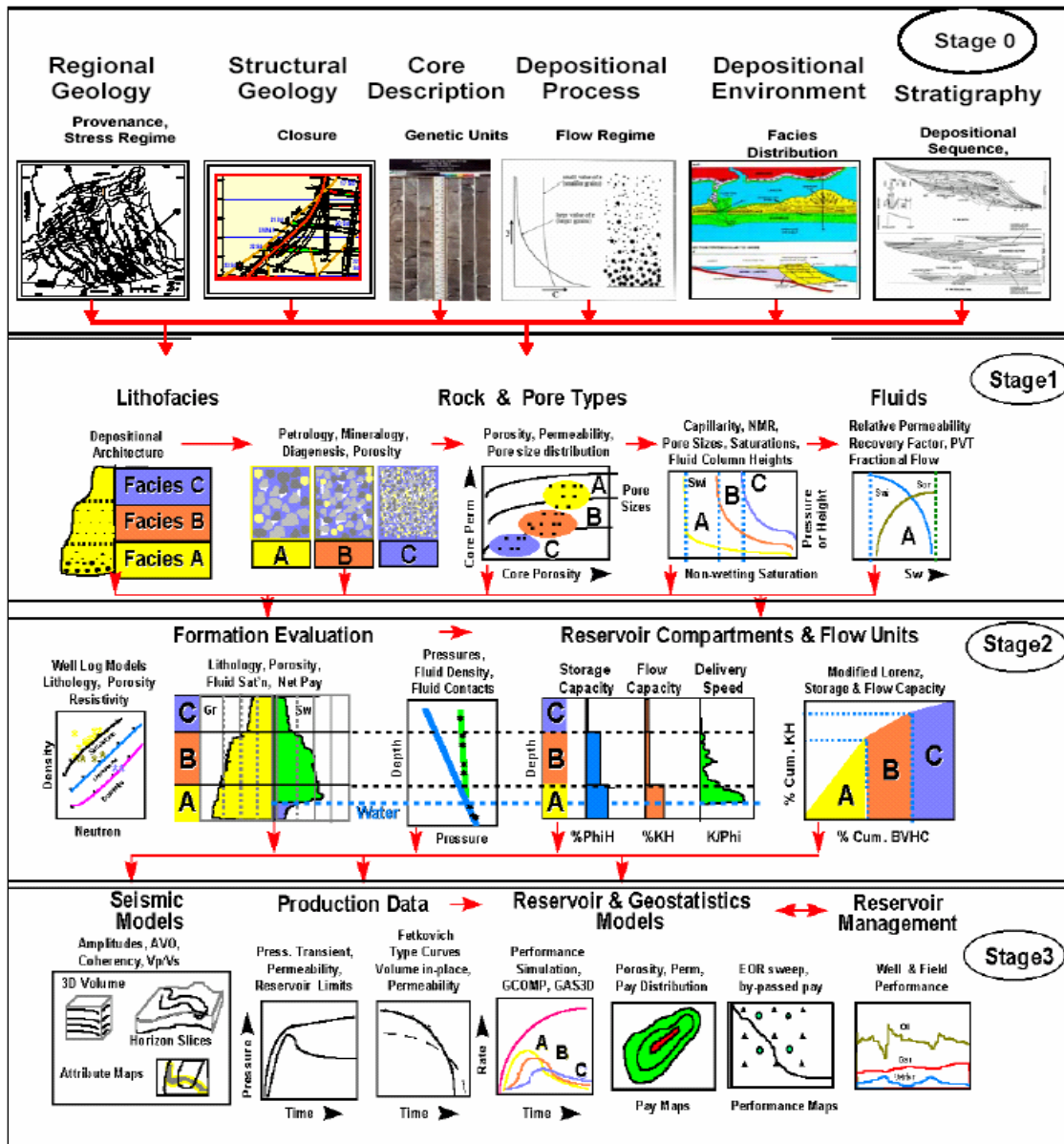


Figura 6.1 Procedimiento para la aplicación de la metodología. Tomada de: Next

6.1. Etapa Cero

La etapa cero consiste en una serie de pasos que se enfocan principalmente en una descripción geológica de nuestra región a tratar.

6.1.1. Geología regional, se ocupa de la configuración geológica de cualquier región; y en caracterización de yacimientos el primer paso es obtener dicha configuración para toda el área que nuestro yacimiento ocupe, por ejemplo el origen de las rocas del yacimiento o el régimen de los esfuerzos producidos.

6.1.2. Geología estructural, en este paso la geología estructural se encarga de estudiar la arquitectura de la tierra, los procesos mecánicos y los movimientos de la corteza terrestre,

las deformaciones y las causas que originaron estas formas que presentan actualmente los yacimientos.

Los movimientos que afectan a la corteza terrestre provienen de las siguientes fuerzas:

- Los movimientos tectónicos (Fig. 6.2)
- Los movimientos ascensionales del magma (Fig. 6.3)
- La presión litostática ejercida sobre los fondos marinos, debido a la acumulación de enormes masas de sedimentos (Fig. 6.4)
- La acción de las corrientes de convección del manto terrestre (Fig. 6.5)

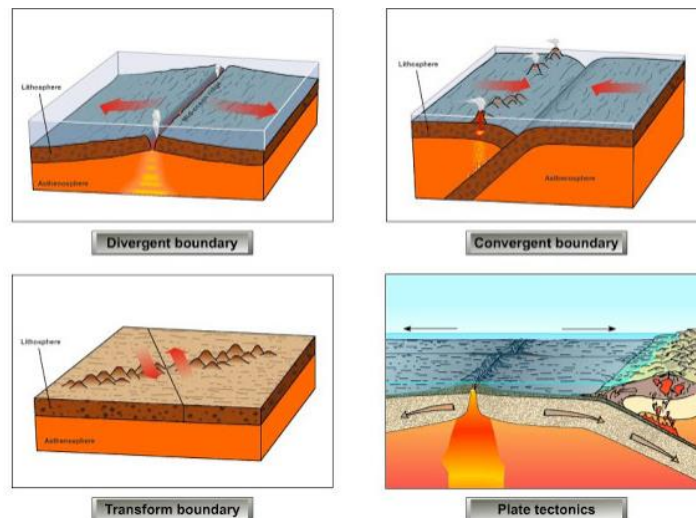


Figura 6.2 tipos de movimientos de las placas tectónicas. Fuente: Miguel Crespo 2014

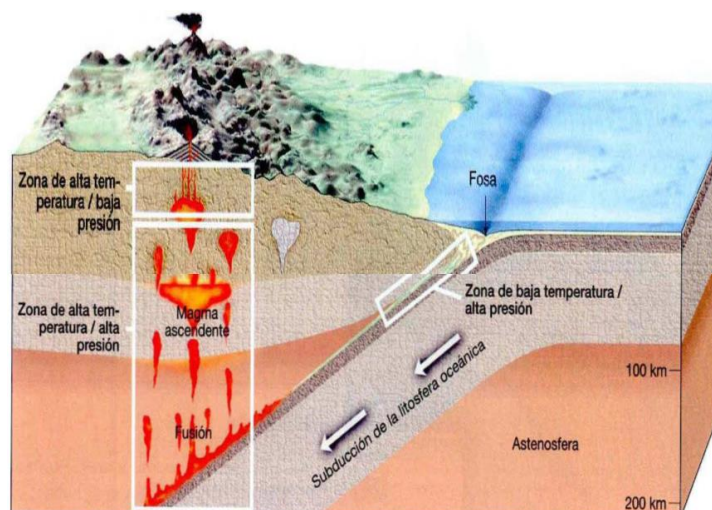


Figura 6.3 Movimientos ascensionales del magma. Fuente: Miguel Crespo 2014

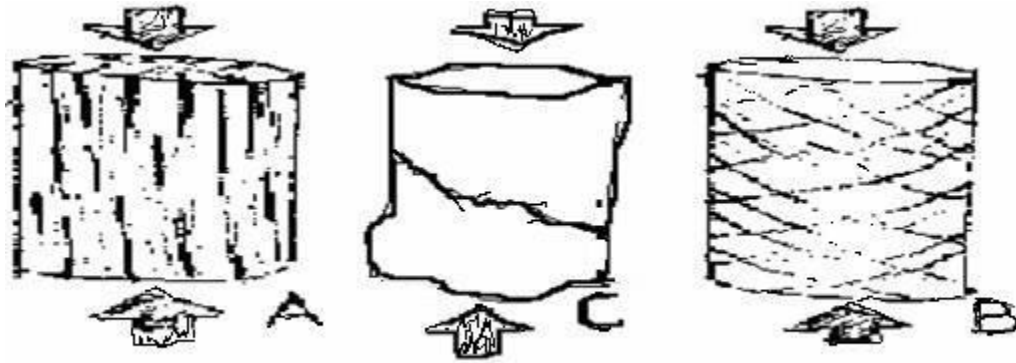


Figura 6.4 Presión confinante litostática que actúa sobre cada partícula elemental de la masa.
Tomada de: Universidad Surcolombiana

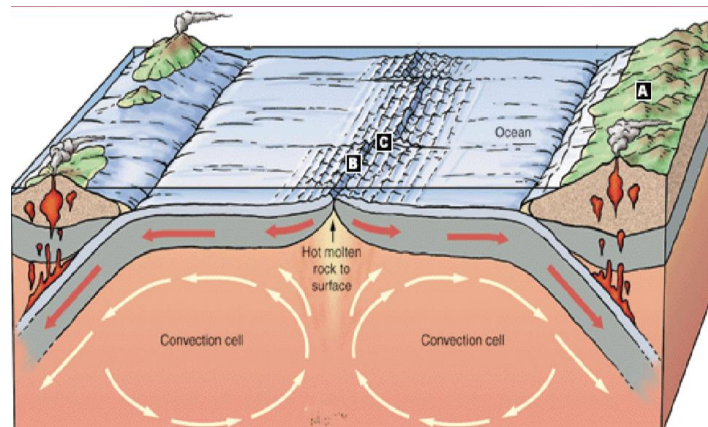


Figura 6.5 Acción de las corrientes de convección en el manto terrestre. Fuente: Miguel Crespo 2014

Estos movimientos causan deformaciones en las rocas, como:

- Pliegues
- Fallas
- Fracturas
- Hundimientos
- Levantamientos
- Desplazamientos
- Compresión, etc.

Que en conjunto dan lugar a las estructuras geológicas actuales.

Todas estas deformaciones son posibles en las mayorías de las rocas, especialmente en las rocas sedimentarias que son plásticas.

6.1.3. Descripción de Núcleos

Durante la perforación de los pozos se suele adquirir información acerca de las características de las formaciones que se van atravesando. Esto se puede hacer de forma directa mediante la toma de núcleos, que no son más que muestras de rocas extraídas donde se pueden realizar medidas directas de las características petrofísicas de la formación.

Para la toma de núcleos de perforación se utilizan varias técnicas importantes entre ellas destaca la perforación con coronas saca-testigo o "núcleos" que es una técnica altamente especializada y avanzada. Muestras intactas o inalteradas de núcleos o testigos tanto de roca como de suelo son recuperados por la acción rotativa de una corona diamantada que corta los materiales del subsuelo y que a su vez son alojados en un barril porta-testigo que sigue a la corona. Esta técnica requiere el uso de un flujo de agua más aditivos especiales con el fin de refrigerar la herramienta o sarta de perforación y limpiar el pozo de toda impureza o recortes de perforación, estabilizar las paredes del pozo, etc.

El análisis de núcleos se utilizan para la caracterización del yacimiento, para permitir mejores predicciones de la explotación del yacimiento a partir de muestras de núcleo, para evaluar cualquier efecto perjudicial al exponer el yacimiento a fluidos extraños y para evitar o eliminar problemas de producción.



Figura 6.6 Muestra de Núcleo. Foto: Pechenga vía Yaplakal

Algunas pruebas que se realizan en los núcleos son las siguientes:

- La Porosimetría por Inyección de Mercurio: proporciona una excelente evaluación cualitativa de la estructura de la garganta de poro de la formación para documentar cambios en las unidades litológicas o de flujo de producción dentro de un yacimiento.
- Las Mediciones de Presión Capilar: conducidas por plato poroso o por ultra centrífuga caliente, proporcionan las curvas de presión capilar de Aire-Salmuera o Aceite-Salmuera para la evaluación de las saturaciones de hidrocarburo del yacimiento.
- La Evaluación de Mojabilidad: Efectivamente diferencia entre mojabilidades mixtas y neutrales además de condiciones básicas de mojabilidad al agua y al aceite.
- Los Parámetros de la Resistividad de la Formación (a , m , y n): son únicos para un yacimiento específico y necesitan ser medidos en muestras de núcleo del yacimiento para permitir la evaluación exacta de los registros eléctricos de fondo para la determinación de la saturación de agua.
- Los Parámetros de Permeabilidad Relativa: medidos a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, son esenciales para que las simulaciones del yacimiento muestren reservas recuperables y evalúen el impacto económico de la inyección de agua u otros proyectos de recobro mejorado.
- Las Pruebas de Recuperación de la Permeabilidad Líquida: proporcionan la evaluación más exacta de cualquier efecto perjudicial al exponer un yacimiento a fluidos extraños tales como lodo de perforación, fluidos de terminación y/o reparación, o agua para implementar la inyección de agua.
- Las Pruebas de Pérdida de Lodo de Perforación: proporcionan una evaluación exacta del control de pérdida y del daño de la formación en sistemas de lodo propuestos para aplicaciones de perforación horizontal.

A partir del análisis de los núcleos, se tienen un conjunto de datos muy valiosos para los diferentes especialistas relacionados con la ingeniería petrolera, geólogos ingenieros de perforación e ingenieros de yacimientos.

Los geólogos y los ingenieros de yacimientos obtienen información sobre:

- Litología.
- Porosidad.
- Permeabilidad.
- Saturación aceite-gas y agua.
- Interfaces aceite-agua, gas-aceite.
- Rumbo y echado de las capas.

Para los ingenieros de perforación, también la mecánica de la roca proporciona información más detallada a considerar en los futuros proyectos de perforación.

6.1.4. Procesos deposicionales o sedimentarios

Son todos aquellos procesos que tienen que ver con la producción, movilidad, depósito y acumulación de sedimentos; los cuales están ligados a la formación de las rocas sedimentarias. Estos procesos forman parte del ciclo de las rocas y se llevan a cabo sobre la superficie terrestre o a poca profundidad por debajo de la superficie terrestre:

- **Intemperismo:** es la desintegración y descomposición de las rocas como consecuencia de su exposición a los agentes atmosféricos, con intervención de agentes biológicos.
- **Erosión:** es la disgregación y desgaste de las rocas debido a la acción de corrientes superficiales de agua o viento, por cambios de temperatura o por acción de la gravedad.
- **Transporte:** movimiento de las partículas rocosas, separadas debido a la acción de la gravedad, el viento, el agua o incluso el deshielo; siendo estos los medios de transporte.
- **Deposición o depósito:** asentamiento de las partículas en movimiento (suspensión de la acción de transporte), debido a un cambio en la velocidad en el medio de transporte. De acuerdo al tamaño de las partículas y la velocidad del transporte algunas partículas se depositan primero, en tanto que otras continúan en movimiento aun.
- **Acumulación:** formación de capas de material rocoso eventos sucesivos de depósito: soterramiento de capas viejas por debajo de otras nuevas. Si el depósito y la acumulación son suspendidos, se puede producir la erosión, que trae como consecuencia la formación de discordancias.
- **Litificación:** procesos que convierten los materiales rocosos depositados en roca consolidada, ocurren una vez enterrados los sedimentos; son:
 - **Compactación:** reducción de los espacios porosos
 - **Cementación:** depósito, precipitación o cristalización de materiales cementantes.
 - **Diagénesis:** cambios físicos, químicos y biológicos en las rocas, debidos a las condiciones de enterramiento, tales como presión, temperatura, circulación de fluidos y cambios de pH.

6.1.5. Ambientes deposicionales o sedimentarios

Los medios o ambientes sedimentarios son zonas de la superficie terrestre, donde pueden acumularse sedimentos. Estos ambientes se clasifican en continentales, marinos o de transición. (Figura 6.7 y 6.8)

- Ambiente continental: la sedimentación en este tipo de ambientes se produce en un gran número de sitios diferentes, ejemplos de este tipos de ambiente son: ambientes glaciales, aluviales, fluviales eólicos, lacustres, etc.
- Ambiente marino: ambientes en los que la superficie de deposición yace por debajo del nivel del mar, como ejemplo se tienen ambientes de plataforma, arrecife, talud, cuenca, abisal, etc.
- Ambiente de transición: son ambientes alojados en las zonas que se ubican entre el continente y el mar, ejemplos de estos ambientes son: ambiente paludal, estuario, deltaico, isla de barras, playa, etc.

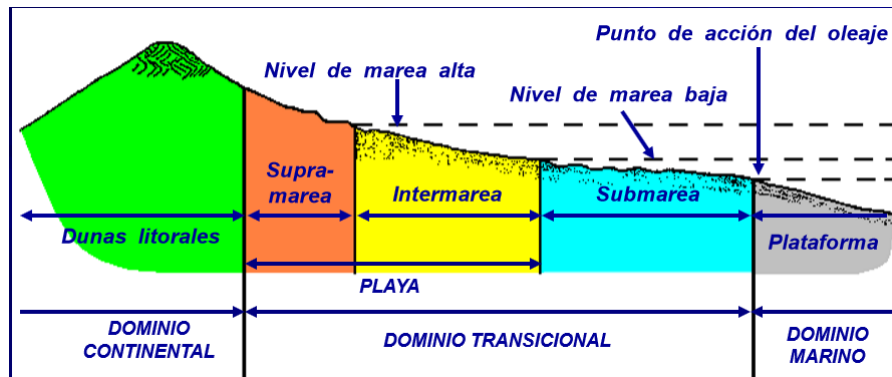


Figura 6.7 Dominios y facies principales. Modificado de: Corrales et. al.,1996

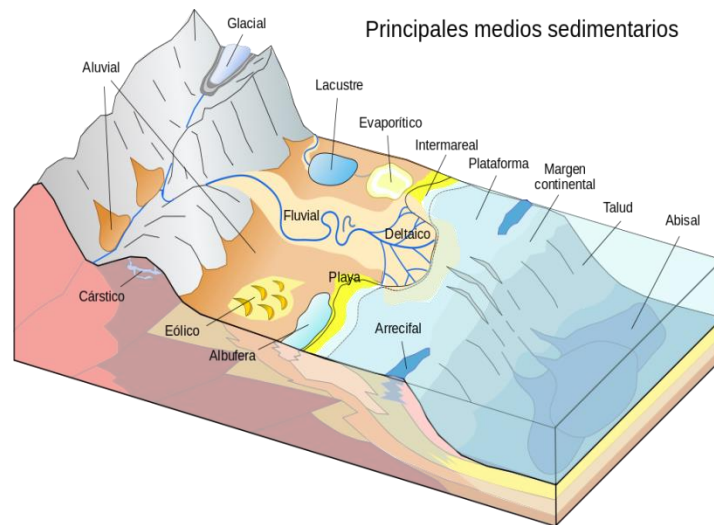


Figura 6.8 Principales ambientes sedimentarios. Tomado de: Harold G. 1996

6.1.6. Estratigrafía

La mayoría de los materiales que componen a nuestro planeta son rocosos y sedimentarios. Si los observamos detenidamente, nos percataremos que se depositan en capas superpuestas, conocidas formalmente como estratos.

A no ser que hayan sufrido alguna deformación posterior a su depósito, los estratos son horizontales y pueden extenderse en grandes áreas geográficas. Es posible distinguir un estrato de otros superiores e inferiores, así como de los que se encuentren a los lados. En la figura 6.9, podemos visualizar fácilmente diversos estratos, los cuales son evidentes individualmente.

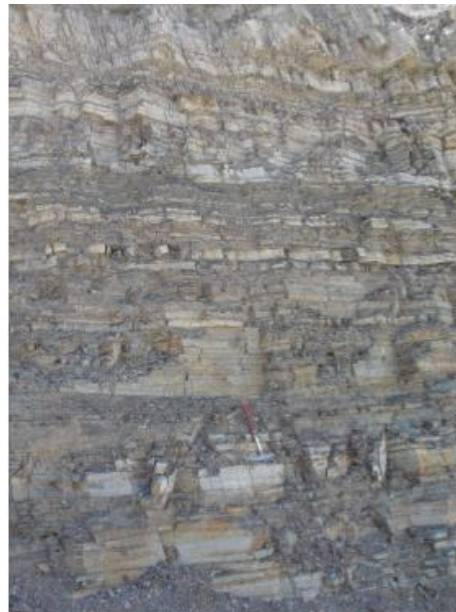


Figura 6.9 Estratos depositados paralelamente en Santa María, Sola de Vega, Oaxaca. Foto: R. Guerrero-Arenas

Un estrato se forma por el depósito de sedimento, es decir, de material acarreado por diversos agentes agua, viento o la misma gravedad a lugares más bajos, en donde pueda acumularse. Con el tiempo, el material puede compactarse y litificarse.

El procedimiento para establecer la correspondencia entre partes de una unidad geológica es la correlación (Barragán et al. 2010). Esta correlación se demuestra con base en la similitud de la litología, la posición estratigráfica y la fauna fósil, entre otros criterios.

De acuerdo con Brookfield (2004), existen cuatro fases básicas en los estudios estratigráficos. La primera fase consiste en inferir cómo se formaron los estratos; para ello, es necesario entender los procesos físicos, químicos y biológicos que produjeron la variedad de sedimentos.

La segunda fase consiste en describir e identificar las rocas. Las unidades litológicas pueden describirse en función de su composición, textura, color, fauna fósil, propiedades geofísicas, relaciones de edad, posición geográfica y distribución. Para ello, existen criterios y procesos estándar para su identificación.

La tercera consiste en reconocer los complejos ambientales en los cuales se formaron los materiales rocosos. Un ambiente se distingue de otras partes de la Tierra física, química y biológicamente. Estas particularidades pueden reflejarse en los materiales rocosos de cada uno de los sitios.

La cuarta etapa es integrativa de la información obtenida en las fases anteriores; una vez que se han reconocido y caracterizado los cuerpos estratificados, es posible clasificarlos de acuerdo a criterios establecidos en el Código Estratigráfico Norteamericano.

Con la Estratigrafía es posible realizar prospecciones exitosas de sitios con materiales económicamente importantes, como el petróleo y el gas. El entendimiento de las condiciones que originan los materiales, así como su disposición temporal y espacial permite predecir zonas en las que se contengan éstos. Un ejemplo es la Planicie Costera del Golfo de México, la cual aloja secuencias sedimentarias con una alta concentración de combustibles fósiles (gas y petróleo). El estudio de las primeras prospecciones permitió localizar posteriormente diversos depósitos importantes económicamente.

Etapa 1 se enfoca al conocimiento y desarrollo de los estudios que nos ayudarán a la determinación de tipos de roca y su calidad. y la etapa 2 consiste en fusionar todos los conocimientos y estudios relevantes para determinar en sí el tipo de roca y su calidad, y están descritas en el capítulo 4 (Determinación de tipos de roca).

6.2. Etapa 3

En la etapa tres se describen los últimos puntos a desarrollar para completar una caracterización integral de yacimiento; aunque la tesis se enfoca en la parte de determinación de tipos de rocas, los demás datos nunca se descartan pues son parte de principio a fin de nuestra caracterización de yacimientos, y también aunque a pesar que la caracterización que se ha desarrollado es estática, la parte dinámica es indispensable, por ello cabe destacar los principales puntos a grandes rasgos para concluir la metodología.

6.2.1. Modelo sísmico (geológico-petrofísico)

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 6.10).

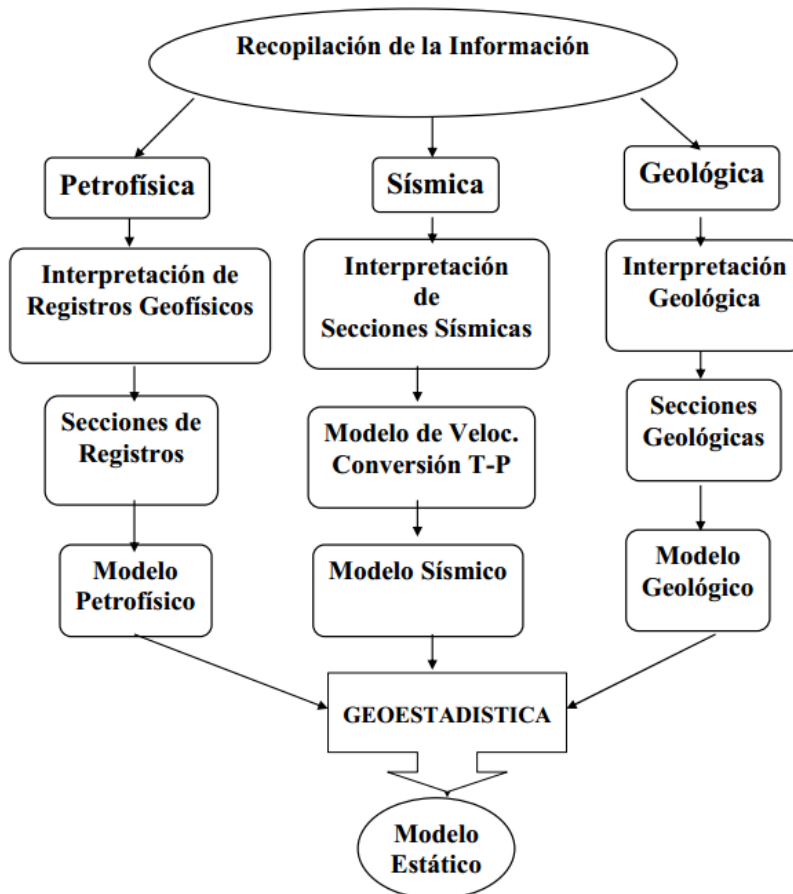


Figura 6.10 Diagrama de caracterización de yacimientos. Tomado de: M. Díaz/ Martín J.

6.2.1.1. 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.

6.2.1.1.1. 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.

6.2.1.1.2. 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.

6.2.1.1.3. Sísmica. La información sísmica es un dato relevante para la caracterización de yacimientos, 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 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, 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 facie 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 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 deposicionales con límites litológicos definidos. Las superficies de los estratos o capas representan cambios de régimen deposicional (energía, ambiente, sedimentación, etc.), donde la respuesta sísmica son reflexiones cronostratigráficas, con cambios en velocidad y densidad.

Durante el desarrollo de la interpretación sísmica, 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.

6.2.1.1.4. 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.

6.2.1.2. Modelo geológico

Basado en la integración de datos, el modelo geológico, 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.

6.2.1.2.1. 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 yacimiento, 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.

6.2.1.2.2. 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.

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, 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.

La configuración estructural del yacimiento es definida con base en la interpretación de datos sísmicos. 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 también pueden ser detectadas de las discontinuidades en el patrón de reflexión sísmica.

La sísmica por sí 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.

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

El modelo stratigráfico implica un trabajo de correlación que potencialmente involucra un considerable número de disciplinas tales como: sísmica, stratigrafía de secuencias, sedimentología, interpretación de registros de pozos, biostratigrafía, geoquímica, y estudios de análogos de superficie.

La aplicación de la stratigrafía de secuencias (estudio de paquetes de estratos separados por discordancias denominadas secuencias depositacionales depositadas durante un ciclo del nivel relativo del mar) a un yacimiento proporciona un marco stratigráfico 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. Sus principios se pueden aplicar a los sistemas siliciclásticos y carbonatos.

6.2.1.2.4. 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 cómo 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.

6.2.1.2.5. 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. Su impacto en la dinámica del yacimiento puede ser muy fuerte.

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.

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.

6.2.1.3. 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, saturación de agua y permeabilidad. 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.

6.2.1.3.1. Evaluación petrofísica. Todo conocimiento y desarrollo de la porosidad, comprende la parte de evaluación petrofísica.

6.2.1.3.2. 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

6.2.1.3.3. Registros geofísicos. Todo conocimiento, desarrollo y todo tipo de información que pueda proporcionar los registros geofísicos comprenden este punto.

6.2.1.3.4. 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.

6.2.1.3.5. 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. 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.

6.2.1.3.6. 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.

6.2.1.3.7. 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 sónicos, 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.

6.2.1.3.8. 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.

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.

6.2.2. Datos de producción

La información que suministra el modelo estático es la unidad de flujo la cual pueden contener más de un tipo de litología, que son correlacionables y pueden hacerse mapas a escala entre pozos.

Para completar la caracterización también se usan medios dinámicos que detectan y evalúan los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento. Las herramientas usadas son las pruebas de presión, datos de producción, registros de producción, entre otras. Por ejemplo:

- Pruebas de presión
- Pruebas de trazadores
- Pruebas piloto de inyección
- Volúmenes de producción

El análisis de los registros eléctricos se basa en la aplicación de algoritmos para estimar las propiedades físicas (permeabilidad y porosidad). Luego se integran la modelación geológica, el análisis de registro y la información de análisis de laboratorio usando una metodología de evaluación. Esta integra la información estática disponible y utiliza la determinación cuantitativa de la litología de la roca, textura, composición, sistema poral, arcillas y otros minerales sensibles.

En caso de no existir datos de producción en el campo, el modelo estático inicial se usa como información de entrada en la aplicación de métodos volumétricos para estimar el potencial del yacimiento con el objetivo de determinar si es o no rentable su explotación, evaluando las zonas potenciales de producción.

Para determinar la habilidad que tiene un pozo de producir fluidos, y cómo estos fluirán a través de la formación se realizan pruebas de pozos, los cuales en base al desarrollo del campo se pueden dividir en: Identificación de la naturaleza de los fluidos del yacimiento y estimación del comportamiento del pozo.

6.2.2.1. Análisis de las pruebas de pozo

Las pruebas de pozo son una función técnica clave en la industria petrolera y del gas. A menudo se usa una prueba de pozo como la tecnología principal para monitorear el desempeño de tales inversiones o para diagnosticar comportamientos no esperados del pozo o yacimiento. Los resultados del análisis de los datos de pruebas de pozo son usados para tomar decisiones de inversiones.

Las pruebas de pozo proveen información para establecer las características del yacimiento, prediciendo el desempeño del mismo y diagnosticando el daño de formación.

El análisis de prueba de presión es un procedimiento para realizar pruebas en la formación a través de la tubería de perforación, el cual permite registrar la presión y temperatura de fondo y evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del yacimiento. También se obtienen muestras de los fluidos presentes a condiciones de

superficie, fondo y a diferentes profundidades para la determinación de sus propiedades; dicha información se cuantifica y se utiliza en diferentes estudios para minimizar el daño ocasionado por el fluido de perforación a pozos exploratorios o de avanzada, aunque también pueden realizarse en pozos de desarrollo para estimación de reservas.

Es importante tomar en consideración las siguientes consideraciones:

- Estimar el tiempo de duración de la prueba.
- Estimar la respuesta de presión esperada.
- Contar con un buen equipo debidamente calibrado para medir presiones.
- Tener claras las condiciones del pozo.

Características de la planificación:

- Consideraciones operacionales
- Cálculos requeridos para el diseño
- Ejemplo de diseño de una prueba de restauración de presión.

La prueba de presión es fundamental para determinar los siguientes parámetros:

- 1) Obtener propiedades y características del yacimiento como: permeabilidad y presión estática del yacimiento.
- 2) Predecir parámetros de flujo como:
 - Límites del yacimiento.
 - Daño de formación.
 - Comunicación entre pozos.

6.2.2.2. Condiciones de flujo continuo

6.2.2.2.1. Prueba de inyección. Es un procedimiento llevado a cabo para establecer el ritmo y la presión a la que los fluidos pueden ser bombeados al lugar de tratamiento sin fracturar la formación. La mayoría de los tratamientos de estimulación y reparaciones correctivas, tales como compresión de cementación, se llevan a cabo después de una prueba de inyección para ayudar a determinar los parámetros claves del tratamiento y los límites de funcionamiento. Del mismo modo, las pruebas de inyección también se llevan a cabo cuando se bombean fluidos de recuperación secundaria, como el agua, nitrógeno, CO₂, gas natural y vapor.

6.2.2.2.2. Flujo Continuo. Consiste en inyectar los fluidos de manera constante hacia la columna de los fluidos producidos por el pozo. Este gas inyectado se une al producido por la formación, reduciendo la densidad de la columna para levantar el fluido hasta la

superficie. La profundidad de las válvulas y el volumen de gas van a depender de las características propias de cada pozo.

En la inyección continua de gas o flujo continuo tiene como propósito aligerar una columna de fluido mediante la inyección de gas por un punto de la tubería de producción. Esto causa el aumento gas-líquido por encima del punto de inyección.

Se utiliza en pozos con un índice de productividad alto y con una presión de fondo alta, también se utiliza en pozos con producción de arena y pocos profundos. Este es método de levantamiento más próximo al comportamiento de un pozo en flujo natural, la diferencia radica en poder controlar la relación gas-líquido en la tubería de producción.

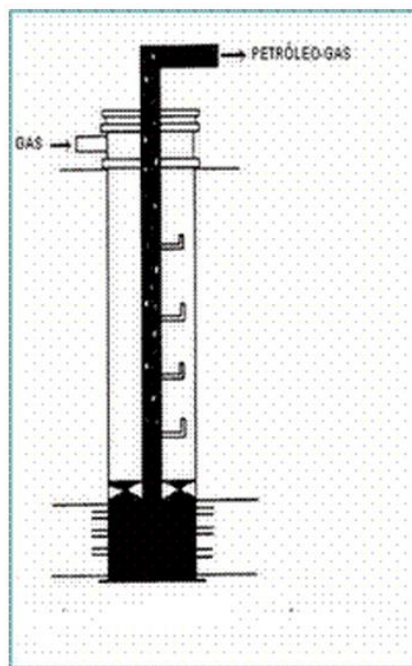


Figura 6.11 Ejemplo de una prueba de flujo continuo. Fuente: Carla Santaella 2010

6.2.2.2.3. Flujo continuo en tres etapas. Mediante este método el líquido es levantado en forma continua en su primera etapa hasta una altura inferior al cabezal de pozo. Luego por dos procedimientos adicionales el líquido es expulsado hasta la superficie.

6.2.2.2.4. Pruebas Convencionales. El análisis de un pozo productor de gas puede ser dividido en dos regiones de presión: pozos de baja a mediana presión y pozos de alta presión. Gran cantidad de la teoría básica de las pruebas y análisis de las mismas, fue desarrollado a partir de las pruebas realizadas en pozos con niveles de presión de yacimiento por debajo de 2500 (lb/pulg²). Con el advenimiento de la perforación de pozos profundos, se ha encontrado que los pozos productores de gas presentan una presión de

yacimiento aproximadamente de 10000 (lb/pulg²). En estos casos y todos aquellos que presentan presiones por debajo de 2500 (lb/pulg²), se debe utilizar métodos convencionales de análisis, así como también la teoría de potencial de gas real para una mejor aproximación.

Las principales pruebas convencionales empleadas en el análisis de comportamiento de afluencia en pozos de gas son:

- Pruebas de potencial.
- Pruebas Isocronales.
- Pruebas Isocronales modificadas.

Estas pruebas también pueden ser empleadas en pozos productores de aceite.

El tipo de prueba a seleccionar dependerá del tiempo de estabilización del pozo, el cual es una función de la permeabilidad del yacimiento. Si un pozo se estabiliza medianamente rápido, se podrá efectuar una prueba de potencial. La experiencia en trabajos de campo ha mostrado que para pozos con diámetro reducido o estrecho es conveniente emplear una prueba isocronal. Para pozos con tiempos muy grandes de estabilización una prueba isocronal modificada resulta más práctica.

- Pruebas De Potencial

Las pruebas de potencial en los pozos de gas se realizan para determinar la capacidad productiva teórica de los mismos, bajo condiciones de flujo abierto. Anteriormente se acostumbraba hacer estas pruebas poniendo el pozo en producción con una presión en la cabeza del pozo igual al atmosférico. Actualmente con el fin de evitar desperdicios y daño a la formación, la capacidad a flujo abierto de los pozos de gas se obtiene extrapolando los resultados de las pruebas hechas a diferentes gastos moderados de producción, en lugar de abrir los pozos a flujo total. En este método, un pozo se pone a producción a un gasto constante seleccionado hasta que la presión de fondo fluyendo se estabiliza. El gasto estabilizado y la presión de fondo son registrados, y a continuación se cambia el gasto (usualmente se incrementa). Así, el pozo está fluyendo a un nuevo gasto hasta alcanzar nuevamente el estado pseudo estacionario. La presión puede ser medida con un registrador de fondo (preferentemente) o bien, a partir del cálculo utilizando valores medidos en superficie. Este proceso es repetido, cada vez que se registra la presión y gasto estabilizados. Se recomienda utilizar cuatro gastos diferentes.

Procedimiento De Campo (Prueba convencional de contrapresión)

1. Cerrar el pozo hasta estabilizar la presión del fondo del pozo, obtener p

2. Abrir el pozo, utilizando un diámetro pequeño de estrangulador, tal como de 6/64 pg, y dejar estabilizar. Registrar y graficar la presión de fondo fluyendo estabilizada y el gesto estabilizado.

3. Cambiar ligeramente el diámetro del estrangulador, tal como 8/64 pg y, dejar que el pozo fluya hasta que se estabilice. Registrar y graficar la presión y el gasto estabilizado.

4. Repetir el paso 3. Utilizando los dos diámetros de estrangulador más amplios, para obtener un total de cuatro gastos.

- Pruebas Isocronales

Un cambio en el gasto de producción de un pozo de gas, provoca o genera una "presión transitoria" (onda de presión o disturbio), la cual se propaga fuera del pozo (radio de drene del pozo). La distancia recorrida a ésta presión transitoria en un tiempo particular es conocida como el "radio de investigación".

Una prueba convencional de contrapresión utiliza gastos de flujo estabilizado. Por tanto, los tiempos de flujo deberán ser lo suficiente, para permitir que el radio de investigación alcance el límite del yacimiento o el punto de interferencia con pozos cercanos. El radio efectivo de drene es constante.

En yacimientos de baja permeabilidad, frecuentemente resulta impráctico dejar fluir al pozo durante mucho tiempo para alcanzar la estabilización, especialmente si las condiciones de estado pseudo-estacionario se necesitan para más de un gasto.

El objeto de las pruebas Isocronales, es obtener datos para establecer una curva de productividad o capacidad estabilizada sin que se deje fluir el pozo tiempo innecesario para alcanzar condiciones estabilizadas a cada gasto. El principio o fundamento es que el radio de investigación alcanzado en un tiempo dado, en una prueba de flujo, es independiente del gasto de flujo. Por lo tanto, si una serie de pruebas de flujo se realizan en un pozo, cada una para el mismo periodo de tiempo (isocronal), el radio de investigación será el mismo al final de cada prueba. Consecuentemente, la misma porción del yacimiento será drenada en cada gasto.

En la siguiente figura se ilustra un diagrama de gasto y presión para una prueba de flujo isocronal en un pozo de gas. Se puede advertir que el periodo de cierre después de cada periodo de flujo, debe ser lo suficiente para alcanzar la presión estática del yacimiento (o al menos aproximada). Además se debe advertir que es necesario tener un periodo de flujo estabilizado al final de la prueba.

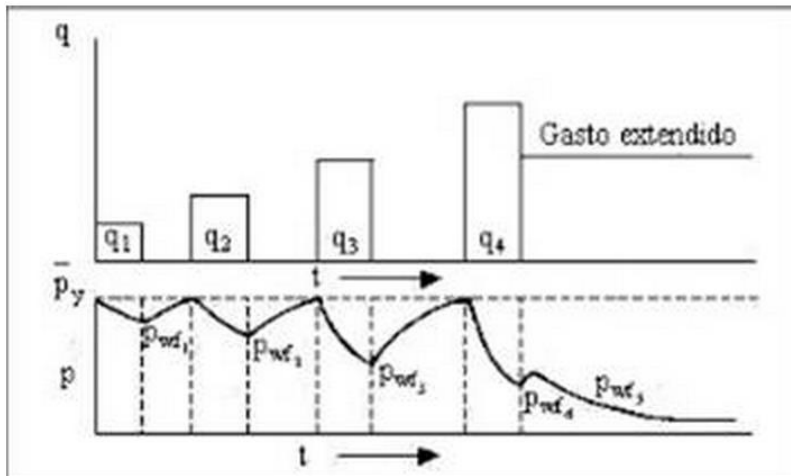


Figura 6.12 Diagrama de gasto y presión para una prueba isocronal de un pozo de gas. Fuente: Carla Santaella 2010

Pruebas Isocronales (Procedimiento de campo)

1. Cerrar el pozo para obtener una presión de fondo de cierre estabilizada.
2. Abrir el pozo (poner a producción) con un estrangulador pequeño, por ejemplo uno de 6/64 pg, y dejar fluir al pozo durante ocho horas.
3. Al final del periodo de flujo de ocho horas, registrar (anotar) la presión de fondo fluyendo y el gasto de flujo.
4. Cerrar el pozo y dejar que la presión de fondo fluyendo se incremente a partir de la presión estática.
5. Abrir el pozo con un estrangulador ligeramente mayor, por ejemplo, 8/64 pg y dejar fluir al pozo durante ocho horas.
6. Al final del periodo de flujo de ocho horas, registrar la presión de fondo fluyendo y gasto de flujo.
7. Cerrar el pozo y dejar que la presión de fondo fluyendo se incremente hasta que la presión de fondo de cierre se estabilice.
8. Repetir los pasos cinco, seis y siete utilizando progresivamente diámetros de estrangulador mayores.
9. Asegurarse que los registros de presiones de flujo sean tomadas justo antes del cierre.
10. Estos cuatro puntos transitorios deberán ser graficados tal y como se describió en la prueba convencional de contrapresión (ya sea el método clásico o el método teórico).
11. Abrir el pozo para un quinto periodo de flujo (utilizando un diámetro de estrangulador previo, o bien, empleando uno nuevo) y dejarlo fluir hasta que ocurra la estabilización. Registrar este gasto y presión de fondo estabilizados.

12. Graficar este punto estabilizado. La curva de productividad estabilizada pasa a través de este punto estabilizado y es paralelo a la línea de los cuatro puntos estabilizados.

Se puede advertir que la duración del tiempo exacto de los periodos de flujo, no es tan importante que no sean los mismos. Por ejemplo, Periodos de flujo de doce horas podrán ser utilizados en lugar de ocho horas. Se puede advertir que los periodos de cierre no necesariamente son iguales. En cada periodo de cierre, la presión de fondo se incrementa para que la presión de cierre se estabilice.

- Pruebas Isocronales Modificadas

El Objetivo de las pruebas Isocronales modificadas, es obtener la misma información que las pruebas Isocronales, sin requerir, en algunas ocasiones, de largos periodos de cierre. De hecho, las verdaderas pruebas Isocronales han probado ser imprácticas como tipo de pruebas para muchos pozos.

Con el propósito de acortar los tiempos de prueba, se propuso desarrollar las pruebas Isocronales modificadas, las cuales se realizan empleando periodos de cierre igual a los periodos de flujo, lo cual proporcionó resultados satisfactorios. En este tipo de pruebas se emplean las presiones de cierre inestabilizadas para calcular la diferencia de la relación de presiones para el próximo gasto.

Las pruebas Isocronales modificadas han sido empleadas extensivamente en yacimientos de baja permeabilidad, debido a que permiten "salvar" tiempo y dinero. Además, han probado ser una excelente aproximación de las pruebas Isocronales verdaderas.

Procedimiento De Campo

1. Cerrar el pozo para estabilizar la presión de cierre (lo suficiente para obtener una buena estimación de la presión estática del yacimiento).
2. Abrir el pozo con un estrangulador pequeño, tanto de 6/64 pg y dejar fluir al pozo durante doce horas.
3. Al final de éste periodo de flujo, registrar (anotar) el gasto y la presión de fondo fluyendo.
4. Cerrar el pozo durante 12 horas.
5. Al final del periodo de cierre, registrar la presión. Esta presión de cierre se utilizará en el análisis como una estimación de la presión estática para el segundo periodo de flujo.
6. Abrir el pozo con un estrangulador con un diámetro ligeramente mayor, tanto como 8/64 pg y dejar fluir al pozo durante doce horas.

7. Al final de éste período de flujo, registrar el gasto y la presión de fondo fluyendo.
8. Cerrar el pozo durante doce horas, registrar la presión de fondo del pozo (para ser usada como una aproximación de la presión estática para el próximo período de flujo).
9. Repetir los pasos seis, siete y ocho utilizando progresivamente diámetros de estrangulador mayores. Para cada periodo de flujo, la presión estática aproximada se utilizará en el análisis. Esto es, la presión de cierre existente justo antes de iniciar el periodo de flujo. La presión de fondo fluyendo es la que se encuentra al final de cada periodo de flujo, aunque la estabilización no haya ocurrido.
10. Estos cuatro puntos son graficados en la misma forma descrita para pruebas convencionales de contrapresión.
11. Realizar un quinto período de flujo hasta que la estabilización ocurra. Se puede utilizar un nuevo diámetro de estrangulador o uno de los previamente utilizados. Para el análisis, se utiliza la presión de fondo fluyendo estabilizada así como también el gasto al final del período de flujo. Esto permitirá obtener un punto a condiciones estabilizadas.
12. Graficar el punto estabilizado, y dibujar una línea a través de este punto paralela a la línea trazada a través de los cuatro puntos anteriores. Esta línea a lo largo del punto estabilizado es la curva de capacidad estabilizada para este pozo.

Los diferentes tipos de pruebas convencionales, son muy importantes en conjunto, ya que cada una tiene en sí un fin distinto; por ejemplo se tiene a la prueba de potencial, la cual se realiza para determinar la capacidad productiva teórica de los mismos, bajo condiciones de flujo abierto; la prueba isocronal a su vez permite obtener datos para establecer una curva de productividad o capacidad estabilizada sin que se deje fluir el pozo tiempo innecesario para alcanzar condiciones estabilizadas a cada gasto; y la prueba isocronal modificada fue introducida para reducir los tiempos de prueba, esta es muy similar a la isocronal, con la única diferencia que los tiempos de cierre entre flujos son iguales a los tiempos de flujo.

6.2.3. Modelos geoestadísticos

La geoestadística es una rama reciente de la matemática que, a diferencia de la estadística convencional, sirve para cuantificar la incertidumbre y especificar la forma en que ésta varía en el espacio-tiempo. Uno de sus campos de aplicación es la caracterización de yacimientos, que involucra un conjunto de métodos determinísticos y/o probabilísticos, cuyo objetivo es definir el modelo más probable de un yacimiento, con sus formas de cuerpos, heterogeneidades petrofísicas, geometría estructural y caracterización

paleoambiental. Los yacimientos poseen pozos irregularmente distribuidos en función de cómo haya sido la historia de su desarrollo.

Cuando una empresa decide llevar adelante una tarea de perforación necesita conocer qué probabilidades va a tener de encontrar crudo y eso implica minimizar las incertidumbres que se desprenden de la falta de homogeneidad de los cuerpos. De esta forma, las posibilidades de hallar el recurso buscado aumentan o disminuyen según cuáles sean las condiciones de porosidad y permeabilidad, entre otros factores. Ahí es donde entra la geoestadística, por ser una herramienta que permite estimar en un punto qué valor aproximado se va a tener de una determinada propiedad, y qué incertidumbre asociada se tiene a esa estimación, que combinada con la geofísica del yacimiento permite integrar la información de pozos y el dato sísmico a fin de determinar nuevas locaciones para drenar las zonas saturadas.

El primer paso es definir la correlación geológica de las capas o niveles productivos a través de un modelo tridimensional de carácter discreto en la medida en que permite disponer sólo de datos puntuales y parciales porque únicamente se modelan la profundidad y el espesor del evento correlacionado. Para completar una descripción estática de yacimientos se calculan las propiedades petrofísicas promedio de cada capa o nivel a partir de los datos de perfiles de pozo y de análisis de núcleos y, finalmente, a través del grillado de los mapas generados (estructura, espesor, espesor útil, porosidad, permeabilidad, etc.) se logra ingresar a un simulador de yacimientos y estudiar el comportamiento dinámico del modelo.

Sin embargo, para imponer continuidad en el modelo es necesario realizar un estudio de prospección sísmica. Así se llegan a obtener dos tipos de datos: los duros o petrofísicos, de resolución vertical, y los blandos, que implican un muestro areal denso. "La técnica para integrar una variable dura, precisa, como es el dato del pozo, con una variable blanda e imprecisa pero continua, como es la sísmica 3D, se conoce con el nombre de Cokriging".

También llamada "Geoestadística Multivariada", permite calcular la distribución espacial de una o más variables mediante autocorrelaciones o correlaciones cruzadas. Por su parte, el 'Kriging' es un método de interpolación lineal insesgado, de mínima varianza y que recibe su nombre del especialista en minería sudafricano que planteó por primera vez la necesidad de desarrollar esa rama de la matemática. Hay una tercera técnica de análisis que se denomina Simulación Condicional y permite analizar el yacimiento en términos de probabilidades. Es decir, ya no me interesa tanto qué valor voy a tener estimado en un punto sino en qué zona hay probabilidad de que haya un valor mayor a determinado porcentaje de porosidad o de espesor.

6.2.3.1. Zonas críticas de la estimación

Las técnicas geoestadísticas permiten integrar las superficies de atributos sísmicos a las propiedades petrofísicas del yacimiento. Por ejemplo, si existe una buena correlación entre la porosidad promedio y la amplitud mínima, es factible realizar un mapa de porosidad con la resolución areal de la amplitud sísmica mínima aprovechando la correlación espacial entre ambas.

Para cada propiedad se construyen modelos de correlación espacial o variogramas, y con ellos se logra integrar estadísticamente los dos juegos de datos, ya sea por medio de técnicas de estimación (Kriging/Cokriging) o de simulación (Simulación o Cosimulación Condicional).

El resultado es una superficie de una propiedad del yacimiento que representa los valores del pozo y el sistema de correlación espacial. Esas superficies constituyen un modelo geológico tridimensional 'continuo' y completo. "Sin embargo, para algunos simuladores, es necesario ingresar con un análisis volumétrico". Dos momentos centrales del proceso son los de recolección de datos y de normalización de la información. Del mismo modo hay que atender a las particularidades propias de cada yacimiento. No es lo mismo trabajar un yacimiento carbonatado que un yacimiento clástico. Si bien la técnica de geoestadística se aplica en ambos casos de la misma manera, las características propias de cada yacimiento se reflejan, por ejemplo, en el tipo de atributos sísmicos que se van a emplear.

6.2.3.2. El presente de la geoestadística

Al día de hoy prácticamente todas las empresas petroleras han realizado al menos un trabajo de caracterización de yacimientos a partir de las técnicas de la geoestadística por la sencilla razón de que las trampas convencionales ya están todas explotadas y ahora comienza la exploración en áreas más complejas. El esquema más simple siempre ha sido la trampa estructural, el anticlinal, el domo. Ahora es el tiempo de las estratigráficas, donde la heterogeneidad del yacimiento es la que indica el lugar en que se acumula el hidrocarburo.

6.2.4. Gestión y administración de yacimientos

El plan de explotación referido de cualquier yacimiento o pozo es el producto de la aplicación de una sucesión de mejores prácticas de ingeniería y un proceso de selección utilizando metodologías para el óptimo desarrollo de estos.

La aplicación de este tipo de mejores prácticas en la administración de yacimientos, ha demostrado ser una manera eficiente de explotar los hidrocarburos, garantizando el cumplimiento de los programas de producción y la rentabilidad de las inversiones.

Generando el plan de explotación: Se implementan metodologías con el propósito de seleccionar el escenario óptimo de explotación y junto con la integración de una serie de actividades señaladas como mejores prácticas de ingeniería, permiten la maximización del factor de recuperación, otorgando flexibilidad operativa; definiendo y asegurando así, el Plan de explotación del proyecto a desarrollar.

6.2.4.1. Conformación del equipo multidisciplinario

Un elemento clave en la administración integral de yacimientos es la conformación del equipo de trabajo multidisciplinario bajo la figura de un líder, responsable de consolidar las competencias mínimas necesarias para asegurar el buen desempeño del equipo del proyecto. Los miembros deben desarrollar una sinergia funcional para asegurar el plan de desarrollo y su ejecución, como objetivo común. Este equipo de trabajo deberá estar integrado básicamente por las siguientes disciplinas:

- a) Geociencias: geología, geofísica, sedimentología, estratigrafía y petrofísica
- b) Ingeniería: yacimientos, producción, infraestructura de explotación y simulación numérica de yacimientos
- c) Evaluación económica y de riesgo de proyectos
- d) Construcción de infraestructura de explotación
- e) Perforación y terminación de pozos
- f) Operación de pozos e instalaciones de explotación
- g) Seguridad industrial y protección ambiental

Siendo responsabilidad del líder, contar con la participación de todas las competencias requeridas, dependiendo del tipo de proyecto, ya sea de participación continua durante todo el proyecto o de participación parcial a requerimiento, Figura 6.13.

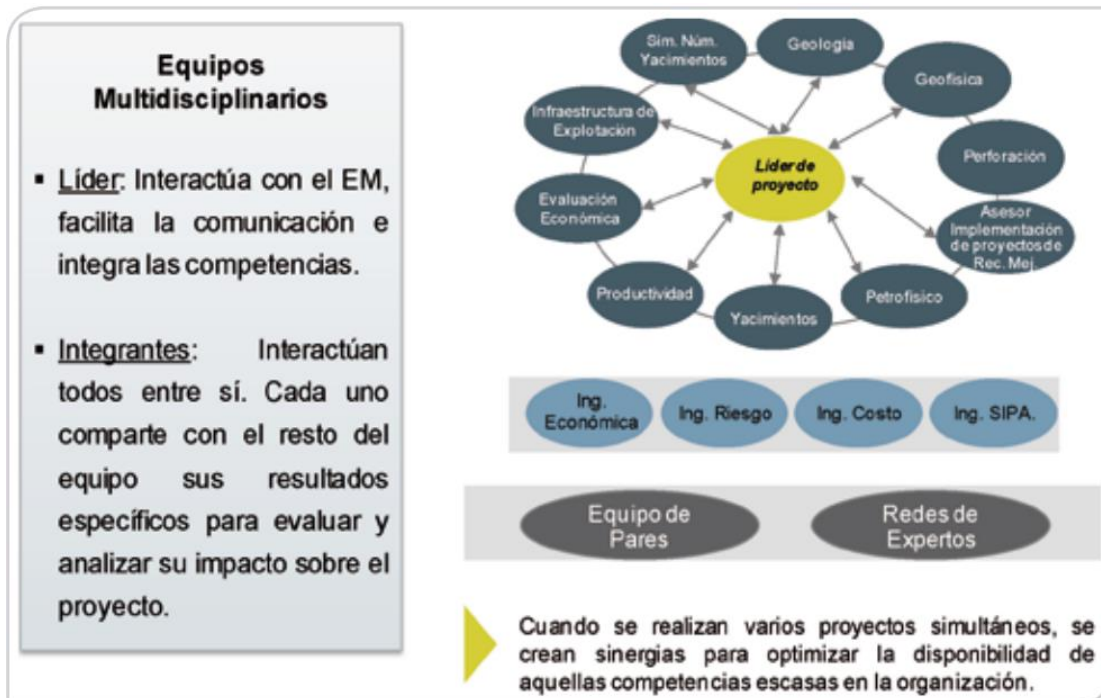


Figura 6.13 Conformación de equipo multidisciplinario. Tomada de: Alfonso C. Rosales 2013

6.2.4.2. Integración de datos confiables y componentes tecnológicos

Esta práctica se refiere a la revisión, validación y depuración de la base de datos disponible para un yacimiento o campo por parte de los especialistas del equipo multidisciplinario, estableciendo criterios con base en el conocimiento que se tenga de las variables que intervienen en el análisis de las propiedades estáticas y dinámicas del yacimiento/campo.

El criterio de experto puede establecer un rango de variabilidad entre los valores medidos a nivel de campo y en el laboratorio, que también permita validar y depurar la información que conformará la base de datos confiable.

Desde el inicio del desarrollo del campo se deberá establecer un programa para el aseguramiento de la adquisición de información, de esta manera, a pesar de que surjan inconvenientes en la toma de información, se buscarán los mecanismos para recuperar los datos requeridos. Como mejor práctica está la de definir el pozo o los pozos que llevarán sensor permanente de presión y programar su construcción con base en este requerimiento.

El especialista deberá verificar la información reportada, auxiliándose con otras herramientas que le permitan corroborar o ratificar el dato.

Otro aspecto relevante que el especialista deberá establecer para la confiabilidad de sus datos es el empleo de la información de pozos de campos vecinos o análogos en la misma formación con similar edad geológica y composición mineralógica; ahora bien, si el campo/yacimiento se encuentra en una fase intermedia de desarrollo, entonces, para la evaluación del intervalo prospectivo se deberá emplear la información de sus pozos vecinos, por ejemplo, valores de la salinidad del agua del yacimiento al principio del desarrollo de un campo.

Este proceso de integración y generación de una base de datos confiable, tiene que llevar incorporado, de manera implícita, el conocimiento de los especialistas en relación al “estado del arte” de las diferentes disciplinas; es decir, se deberá conocer la actualización de los procesos de interpretación de aspectos básicos de geociencias, ingeniería de yacimientos y producción, y manejo de hidrocarburos mediante instalaciones de explotación.

Esta base de datos deberá estar disponible para su lectura y consulta por los demás integrantes del equipo multidisciplinario y resguardada por un especialista que es el único que la podrá modificar. Con la finalidad de evitar múltiples bases de datos, el líder deberá establecer los lineamientos bajo los cuales se integrará y asegurarse de que todos los miembros del equipo tengan conocimiento.

Así finaliza el método de caracterización petrofísica de yacimientos por medio de tipos de roca, aunque en realidad es más un método de caracterización integral; ya que ocupa todos los elementos que van apareciendo a lo largo de todo el proceso de vida del yacimiento, desde su exploración hasta su abandono; es por eso que este método resulta tan eficiente para caracterizar cualquier yacimiento y en cualquier tiempo.

CONCLUSIONES

La caracterización integral de yacimiento requiere la recopilación de diversa información a lo largo de todo el proceso de desarrollo del proyecto, es decir, desde los procesos de exploración y explotación hasta su abandono. Toda la información que se obtenga será de gran utilidad para la caracterización del yacimiento.

En todo el proceso de exploración y explotación se tienen diversas herramientas en diferentes ámbitos, para obtener todo tipo de información que contribuya a enriquecer la caracterización, en el caso presente, para la caracterización petrofísica de yacimientos por medio de tipos de rocas.

Los registros geofísicos son la principal herramienta para la caracterización petrofísica del yacimiento; es necesario conocer detalladamente cada una de estas herramientas pues son el principal apoyo para la caracterización petrofísica por medio de tipos de rocas.

El método para caracterizar petrofísicamente el yacimiento por medio de tipos de roca consiste en estudiar profunda y detalladamente el medio donde se encuentra el yacimiento, es decir, las rocas, sus relaciones y su distribución espacial.

Se diferencia de la forma convencional de caracterizar, en que dicho método utiliza diversas herramientas especializadas para obtener toda la información posible de las rocas para posteriormente obtener un modelo muy preciso que simule de forma muy acertada el yacimiento, aún sin contar con información de carácter dinámico.

La metodología aplicada consiste en la integración de la geología, geofísica, datos de las pruebas de producción, análisis de registros geofísicos y datos de laboratorio de núcleos como son: porosidad, permeabilidad absoluta, densidad de grano, descripción de láminas delgadas, análisis granulométrico, difracción de rayos X, análisis de microscopio de barrido electrónico, resonancia magnética nuclear y presión capilar con inyección de mercurio, etc. (Gunter et al., 1997).

La caracterización petrofísica ayuda a reevaluar las reservas, definir los tipos de roca y unidades de flujo que contribuyen a la producción, así como identificar zonas con potencial de producción.

Un modelo sedimentario es necesario para una correcta comprensión y caracterización petrofísica del yacimiento.

Cada etapa, proceso o punto es necesario que se lleve a cabo de principio a fin del proyecto, en el desarrollo del yacimiento. No debe dejarse nada de lado, ya que toda información que sale de cada herramienta, estudio u operación enriquecerá la caracterización integral del yacimiento.

Finalmente la caracterización petrofísica de los yacimientos por medio de tipos de rocas, es un método integrado y muy completo que proporciona basta información para caracterizar el yacimiento de una forma segura y precisa sin tener que profundizar en la parte dinámica, aunque no es menos importante ya que dichas operaciones favorecen la caracterización.

El método inicia de macrogeología, microgeología, hasta el estudio profundo de la roca y sus fluidos contenidos; así mismo, el método termina utilizando la información que nos proporcionan las rocas para complementar la caracterización dinámica, y una vez contando con todo esto, se manda a gestión y administración para ser redistribuida de forma integral para el desarrollo óptimo de la vida del proyecto.

El método ya ha sido utilizado en múltiples ocasiones con respuestas exitosas, por lo que se recomienda que se utilice en proyectos de explotación petrolera.

BIBLIOGRAFÍA

- Ing. Bernardo Martell Andrade; Curso Básico de Petrofísica y registros de pozos; Universidad Nacional Autónoma de México, 2010.
- Ing. Bernardo Martell Andrade, Juan Ramón Grimaldo Ávalos; Petrofísica y Registros de pozos, Sistema Petrolero; Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2010.
- Heberto Ramos Rodríguez, Daniel Zinat Conte y Tomás Ramírez Maldonado; Registros Geofísicos en México; Schlumberger Offshore Services; Primera edición 2008; Villahermosa, Tabasco, México.
- Carlos Rasso; Un siglo de perforación, Registros geofísicos; Tomo 6.
- Ing. Raúl Robbins Martínez; Ingeniería Petrolera Básica; México.
- Arroyo Alejandro, Carrasco; Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos. México, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. 2007, 527 pp.
- Schlumberger; Interpretación de Perfiles; Volumen 1 Fundamentos; Schlumberger Limited, Nueva York.
- Schlumberger; Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros; Schlumberger Limited, Nueva York. 198 pp.
- Orlando Gómez Rivero; Registros de pozos, parte 1. Teoría e interpretación; Primera Edición México Df, 1975.
- Hernández Rendón Jelica; Tesis “unidades de flujo en yacimientos petroleros”, Universidad Nacional Autónoma de México; Enero 2010.
- Elgeta Gipuzcua; MUNIBE (Ciencias Naturales - Natur Zientziak); no. 47; 37-51; San Sebastián, 1995; ISSN 0214-7688; Estudio sedimentológico de los yacimientos resedimentados de edad daniese del pico Egoarbitza.
- Gary Nichols, Sedimentology and Stratigraphy, segunda edición, Wiley Blackwell
- Carmen Contreras, Helena Gamero, Caracas Venezuela, Oilfield Review, Investigación de la sedimentología de los yacimientos clásticos.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos; Documento Técnico 1; Factores de recuperación de aceite y gas en México; Junio de 2010.
- Dr. Edgar R. Rangel Germán; Comisión Nacional de Hidrocarburos; Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012.
- Karina Semeco, Manuel Freitas, Medardo Yañez, Angela Luzardo, Erika Cuauro, Mariagracia Sampieri; Análisis Probabilístico de Riesgo de la Actividad de Perforación y Reparación de Pozos; Reliability and Risk Management – R2M; 2006
- Rosalía Guerrero Arenas, Víctor Manuel Bravo Cuevas; Conceptos básicos de Estratigrafía; Ciencia y Mar 2011.

- Cecilia I. Caballero Miranda; Procesos Sedimentarios, introducción; Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ciencias.
- Cecilia I. Caballero Miranda; Intemperismo; Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ciencias.
- Machado S. Cesar A.; Estudio geológico y evaluación del yacimiento granítico ubicado en el fundo capuripia, municipio sucre, estado bolívar; Universidad de oriente, Núcleo bolívar, Escuela de ciencias de la tierra, Departamento de geología; Venezuela, Mayo 2010.
- Gabriel Vázquez C.; Estratigrafía; Universidad Nacional Autónoma de México.
- Pérez Herrera Rafael, Estrada Sinco Carlos Alberto; Cuevas Rivero Maribel, Olán Zárate Manuel Antonio; Análisis de la declinación exponencial; Activo de producción Samaria Luna; Noviembre 2012.
- José Antonio Escalera Alcocer; Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México; México Df, septiembre 2010.
- J. A. Agueda; Estructuras Sedimentarias, tema 9; 2004.
- Ricardo Casar González, Martín A. Díaz Viera, Víctor M. Hernández Maldonado, Javier Méndez Venegas, Paola Checa Rojas, Francisco Mendoza Torres; Una metodología para la modelación geológico-petrofísica de yacimientos areno-arcillosos del tipo Chicontepec; Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A. C.; Octubre de 2013.
- Alfredo Darío Valenzuela Dupre; Construcción de modelo geoestadístico para generación y complementación de información hidrogeológica; Universidad de Chile; Marzo 2012.
- Ing. Luis A. González; Espaciamiento óptimo de pozos mediante indicadores económicos; Universidad del Zulia, Facultad de ingeniería; Maracaibo, Octubre de 2002.
- Patricia Acero Salazar, Ester Mateo González, Pedro Lucha López; Rocas bajo el microscopio: acercamiento al estudio en lámina delgada de minerales y rocas; Revista Eureka sobre Enseñanza y Divulgación de las Ciencias; Universidad de Cádiz. APAC-Eureka. ISSN: 1697-011X; Abril de 2013.
- Melia Rebeca Da Silva Rodríguez; Análisis de las relaciones porosidad y permeabilidad en sedimentos no consolidados; Ilustre Universidad Simón Bolívar; Sartenejas, Noviembre de 2011.
- Tom Bratton; La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados; Oilfield Review; Otoño de 2006.
- Adiestramiento de Inspectores del Programa para el Control de la Inyección Subterránea (CIS); Obturación o taponamiento y Abandono de Pozos Profundos; San Juan, Puerto Rico; Diciembre 2004.

- A. M. Alonso Zarza; La Petrología Sedimentaria: desde Sorby a la globalización de la Geología Sedimentaria; Boletín Geológico y Minero, 124 (1): 97-109; ISSN: 0366-0176; Madrid, 2013.
- J. L. Arrollo Franco, M. A. Mercado Ortiz; Imágenes de la pared del pozo y sus inmediaciones; Oilfield Review; Pemex Exploración y Producción; Reynosa, México; verano de 2006.
- Ing. Grisel Jiménez Soto; Perfiles de Imágenes; Universidad Mayor de San Andrés, Facultad de Ingeniería; La Paz, Bolivia; 2012.
- Landi Richard, Terán Heinz; Aplicaciones de los Registros de Resonancia Magnética Nuclear (Nmrl) en la evaluación de Yacimientos; Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL); Guayaquil, Ecuador.
- Trine Alsos, Alfhild Eide; Aplicaciones Sísmicas a lo largo de la vida productiva del yacimiento; Oilfield Review; Statoil; Trondheim, Noruega; Otoño de 2002.
- Ricardo Gilberto Sotelo Gutiérrez; Utilidad de los Registro de Imágenes eléctricas en la caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados; Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- Héctor Manuel Lamadrid de Aguínaco; Petrología y Diagénesis de las dolomías con alta porosidad de la sonda de Campeche; Universidad Nacional Autónoma de México, Programa de posgrado en ciencias de la tierra; Noviembre 2009.
- Antonio Quilantan Pedraza, Marcos Antonio Reyes Sánchez; Caracterización Petrofísica de arenas del Neógeno en un pozo gasífero de la Cuenca de Veracruz; Activo Regional de Exploración, PEMEX Exploración y Producción; Poza Rica, Veracruz; Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana Volumen 64, núm. 3, 2012, p. 295-304.
- <http://www.geologia.uson.mx/academicos/amontijores/diage.htm> (diagénesis)
- http://www.ugr.es/~agcasco/msecgeol/secciones/petro/pet_sed.htm#por_carb (porosidad de carbonatos)
- http://mct.dgf.uchile.cl/AREAS/mine_mod231.pdf(rocas carbonatadas)
- http://mineraypetrolera.blogspot.mx/2013/01/la-exploracion-petrolera_23.html
- <http://mineraypetrolera.blogspot.mx/2013/01/explotacion-petrolera-en-venezuela.html>
- <http://www.industriapetroleramexicana.com/2012/03/la-exploracion-petrolera-en-mexico/>
- <http://es.scribd.com/doc/218167101/CY-4-Volumetria>
- <http://es.scribd.com/doc/13047600/Geologia-Del-Petroleo>
- http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=987:definicion-de-reservas-petroleras&catid=57:reservorios&Itemid=121 (reservas)

- El principio del fin: La revisión de las prácticas de Abandono y desmantelamiento de pozos (Oilfieldreview. Schlumberger)
- http://www.oilproduction.net/cms/index.php/index.php?option=com_content&view=article&id=142:abandono-de-pozos&catid=56:perforacion&Itemid=88 / Abandono de Pozos en Zona Urbana Perforacion-RTP
- http://ingenieraenpetroleo.blogspot.mx/2014_03_01_archive.html (numero óptimo de pozos)
- http://www.economia.com.mx/tasas_de_interes.htm
- <http://www.monografias.com/trabajos92/registros-geofisicos-aplicados-estratigrafia-secuencias/registros-geofisicos-aplicados-estratigrafia-secuencias.shtml>
- <http://es.scribd.com/doc/96462284/Tema-2-Registros-Gr-y-Sp>
- http://biologiaygeologia.org/unidadbio/bio1/u3_gexterna/u3_t2_rsedimentarias/12_diagnosis_o_litificacin.html
- <http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/explotacionELIA/zonadesplegar/Clases/clase4diagenesismodificada.pdf>
- <http://geology.uprm.edu/Classes/GEOL6147/carb27.pdf>
- <http://pendientedemigracion.ucm.es/info/petrored/rc/dia/>
- http://pendientedemigracion.ucm.es/info/diciex/proyectos/agua/esc_sub_porosidad.html
- <http://es.wikipedia.org/wiki/Permeabilidad>
- <http://www.galeon.com/geomecnica/cap6.pdf>
- <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/definicion-de-saturacion.php>
- http://www.cib.espol.edu.ec/Digipath/REVISTA_CICYT/Articulo/25.pdf
- http://es.wikipedia.org/wiki/Microscopio_electr%C3%B3nico_de_barrido
- <http://www.unizar.es/icma/divulgacion/pdf/pdfdifraccionrayos.pdf>
- http://mmc2.geofisica.unam.mx/mdiaz/Tesis/2005/Martin_J/Cap2.pdf
- <http://www.petroleoamerica.com/2011/03/caracterizacion-y-evaluacion-de-la.html>
- <http://www.monografias.com/trabajos92/produccion-hidrocarburos/produccion-hidrocarburos2.shtml>
- <http://modelaje-de-pozos.lacomunidadpetrolera.com/2008/02/geoestadistica-aplicada-la.html>
- http://www.aipmac.org.mx/revista/2013/mayo/images/mayoWeb_2013.pdf