



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“UNIDADES DE FLUJO EN YACIMIENTOS
PETROLEROS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A:

HERNÁNDEZ RENDÓN JELICA

DIRECTOR: ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS



CIUDAD UNIVERSITARIA

ENERO 2010



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1097

SRITA. JELICA HERNÁNDEZ RENDÓN
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Vigueras y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

UNIDADES DE FLUJO EN YACIMIENTOS PETROLEROS

- RESUMEN**
INTRODUCCIÓN
I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS
II ASPECTOS GEOLÓGICOS QUE DEFINEN LAS UNIDADES DE FLUJO
III ASPECTOS PETROFÍSICOS QUE DEFINEN LAS UNIDADES DE FLUJO
IV METODOLOGÍA PARA ESTABLECER UNIDADES DE FLUJO EN UN YACIMIENTO PETROLERO
V EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LAS UNIDADES DE FLUJO EN YACIMIENTOS PETROLEROS
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar En el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social Durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., 22 de Septiembre de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

ÍNDICE

RELACIÓN DE FIGURAS Y TABLAS

RESUMENi

INTRODUCCIÓNii

CAPÍTULO I

DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS1

1.1 Unidad de flujo1

1.2 Aspectos geológicos2

1.3 Aspectos petrofísicos6

CAPÍTULO II

ASPECTOS GEOLÓGICOS QUE DEFINEN LAS UNIDADES DE FLUJO9

2.1 Ambientes sedimentarios11

2.1.1 Continental terrígeno13

2.1.2 Transicionales terrígenos16

2.1.3 Marino no terrígeno22

2.1.4 Marino terrígeno25

CAPÍTULO III

ASPECTOS PETROFÍSICOS QUE DEFINEN LAS UNIDADES DE FLUJO28

3.1 Geometría de poro28

3.2 Tipo de poro29

3.3 Orientación del grano y empacamiento30

3.4 Porosidad31

3.5 Permeabilidad31

3.6 Saturación de agua33

3.7 Efecto del tipo de roca en la saturación de agua34

3.8 Efecto de la diagénesis en las propiedades petrofísicos34

3.9 Litología38

3.10 Brechas39

3.11 Fracturas39

3.12 Presión capilar39

3.13 Mojabilidad39

3.14 Indicador de zonas de flujo (FZI)40

3.15 R_{35} 40

3.16 Función J40

3.17 Relación permeabilidad-porosidad ($k-\phi$)40

3.18 Capacidad de flujo (kh)41

3.19 Capacidad de almacenamiento (ϕh)41

3.20 Propiedades mecánicas de la roca41

3.21. Viscosidad42

3.22. Densidad42

CAPÍTULO IV	
METODOLOGIA PARA ESTABLECER UNIDADES DE FLUJO EN UN	
YACIMIENTO PETROLERO	43
4.1 Organización de datos	44
4.2 Metodología propuesta en esta tesis	44
4.2.1 Identificar el modelo de la geometría de los poros	45
4.2.2 Identificar el modelo de los tipos de roca	45
4.2.3 Identificar el modelo de unidades de flujo	51
4.3 Metodología propuesta por Gunter	55
CAPÍTULO V	
EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LAS UNIDADES DE FLUJO EN	
YACIMIENTOS PETROLEROS	56
5.1 Yacimiento carbonatado de plataforma somera, de baja porosidad	57
5.1.1 Influencia del ambiente sedimentario y los procesos diagenéticos	58
5.1.2 Modelos de tipos de poro y tipos de roca	59
5.1.3 Modelo de unidades de flujo	61
5.1.4 Conclusiones del ejemplo del yacimiento carbonatado de plataforma somera	62
5.2 Yacimiento clástico de alta porosidad	62
5.2.1 Influencia del ambiente sedimentario	63
5.2.2 Modelos de los tipos de poro y tipos de roca	63
5.2.3 Modelo de unidades de flujo	65
5.2.4 Conclusiones del ejemplo del yacimiento clástico de alta porosidad	65
5.3 Ejemplo de aplicación del método gráfico. Yacimiento carbonatado de plataforma somera	66
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA	74

RELACIÓN DE FIGURAS Y TABLAS

CAPÍTULO II

ASPECTOS GEOLÓGICOS QUE DEFINEN LAS UNIDADES DE FLUJO	9
Figura 2-1 Producción del Campo Hartzog Draw	10
Figura 2-2 Columna de estratificación de la formación Muddy del Campo Bell Creek	12
Figura 2-3 Río con varias barras longitudinales en su cauce	13
Figura 2-4 Columna estratigráfica de un sistema fluvial con flujo trenzado	14
Figura 2-5 Modelo de un canal de río meándrico	15
Figura 2-6 Point bar de meandros	15
Figura 2-7 Formación de meandros y point bars. Vista en planta	15
Figura 2-8 Distribución de propiedades petrofísicas de un point bar	16
Figura 2-9 Isla de barrera con abanico dominado por marea	17
Figura 2-10 Sección A-A' de la Figura 2-9, perpendicular a la línea de costa. Corte de un delta inactivo	17
Figura 2-11 Sección B-B' de la Figura 2-9. Corte paralelo a la línea de costa	17
Figura 2-12 Variación del tamaño de grano en sedimentos de isla de barrera	18
Figura 2-13 Distribución de propiedades petrofísicas de una barra	19
Figura 2-14 Delta del río Atchafalaya (Luisiana, USA), dominado por la corriente del río	20
Figura 2-15 Delta del río Grijalva (México), dominado por el oleaje	20
Figura 2-16 Perfil deltaico. Planicie deltaica, frente de delta y prodelta	21
Figura 2-17 Subambientes de una planicie de delta de río	21
Figura 2-18 Morfología de una barra de desembocadura	21
Figura 2-19 Distribución de propiedades petrofísicas de un subambiente deltaico: una barra de desembocadura encajonada por dos cuerpos lutíticos	22
Figura 2-20 Roca caliza con fósiles	23
Figura 2-21 Fragmento de dolomía	24
Figura 2-22 Bioherma de roca carbonatada	24
Figura 2-23 Cañón submarino debido a flujos turbulentos	25
Figura 2-24 Deslizamiento de sedimentos y formación de brechas y deposición de abanico submarino	26
Figura 2-25 Distribución de propiedades petrofísicas de ambiente turbidítico	27
Tabla 2-1 Ambientes y subambientes de depósito	12

CAPÍTULO III

ASPECTOS PETROFÍSICOS QUE DEFINEN LAS UNIDADES DE FLUJO	28
Figura 3-1 Diversidad en tamaños y formas de grano	29
Figura 3-2 Características del medio poroso	30
Figura 3-3 Barreras impermeables y conductos a diferentes escalas de longitud o volumen de roca	33
Figura 3-4 Saturación de agua congénita	34
Figura 3-5 Roca cementada mediante recristalización de cuarzo	36
Figura 3-6 Roca cementada mediante presión y carbonatos	36
Figura 3-7 Roca cementada mediante deposición de arcillas	37
Tabla 3-1 Efectos de la diagénesis sobre la porosidad y permeabilidad	38

CAPÍTULO IV	
METODOLOGÍA PARA ESTABLECER UNIDADES DE FLUJO EN UN	
YACIMIENTO PETROLERO43	
Figura 4-1 Gráficas porosidad-permeabilidad obtenidas con datos de núcleos para diferentes ambientes sedimentarios correspondientes a la Unidad North Robertson	47
Figura 4-2 Gráfica LOG(Rxo/Rt)-RHOMaa obtenida con datos de los registros de pozo	48
Figura 4-3 Gráficas porosidad-permeabilidad de cada tipo de roca, correspondientes a la Unidad North Robertson, obtenidas con datos de núcleos	49
Figura 4-4 Tipos de roca y propiedades petrofísicas del pozo UP901B del Campo Wilmington en California	50
Figura 4-5 Gráfico de densidad aparente de matriz vs factor fotoeléctrico de volumen de matriz	51
Figura 4-6 Comparación entre un concepto geológico típico y un concepto geológico con unidades de flujo	53
Figura 4-7 Correlación de cinco unidades de flujo en tres pozos del Campo Hartzog Draw	54

CAPÍTULO V	
EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LAS UNIDADES DE FLUJO EN	
YACIMIENTOS PETROLEROS56	
Figura 5-1 Respuesta del registro geofísico de RG, distribución vertical de los tipos de roca identificados y perfiles de porosidad y permeabilidad en la Unidad North Robertson	58
Figura 5-2 Gráficas porosidad-permeabilidad de las muestras correspondientes a los Tipos de roca 1 a 4 de la Unidad North Robertson	61
Figura 5-3 Localización en el mapa del Yacimiento Wilmington	63
Figura 5-4 Tendencia de las porosidades y permeabilidades de los Tipos de roca 1 a 4	64
Figura 5-5 Gráfica porosidad vs permeabilidad de las muestras del yacimiento en el Mar del Norte	67
Figura 5-6 Gráfica SMLP no interpretada que muestra el proceso de rapidez del yacimiento (RPS)	68
Figura 5-7 Gráfica SMLP interpretada que muestra la rapidez de flujo de las unidades (FUS)	68
Figura 5-8 Perfil estratigráfico de flujo (SFP)	69
Figura 5-9 Gráfica MLP interpretada que muestra las unidades de flujo existentes en el yacimiento	70
Tabla 5-1 Tipos de poro en la Unidad North Robertson	60
Tabla 5-2 Tipos de roca en la Unidad North Robertson	60
Tabla 5-3 Características de los tipos de roca en el Bloque IIA	64
Tabla 5-4 Algoritmos que relacionan la porosidad con la permeabilidad de los tipos de roca del Bloque IIA. La ϕ en fracción y la k en md	65

En esta tesis se consideran y procesan diversos aspectos relacionados a las unidades de flujo hidráulico, llamadas también sólo unidades de flujo o unidades hidráulicas de los yacimientos petroleros. El contenido se presenta en cinco capítulos y una sección referente a conclusiones y recomendaciones.

En el Capítulo I se presentan definiciones de unidad de flujo aportadas por diversos autores, así como una serie de conceptos básicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas que influyen en la distribución y definición de las mismas.

Los Capítulos II y III van referidos a detallar la manera en la que los aspectos geológicos y los petrofísicos, respectivamente, definen la composición, comportamiento y distribución de propiedades en el yacimiento, señalando aquellos fenómenos que se presentan desde la acumulación de los sedimentos hasta la litificación y aquellos procesos que modifican las estructuras originales (diagenéticos y tectónicos), así como las características de las rocas que favorecen o limitan el almacenamiento y flujo de fluidos a través del medio poroso.

En el Capítulo IV se proporciona una metodología basada en la recopilación de procedimientos sugeridos por diversos autores que permite determinar las unidades hidráulicas con gran éxito en yacimientos con sedimentos poco consolidados o consolidados, con estructuras naturalmente simples o complejas, como carbonatos fracturados y con porosidad vugular, para yacimientos carbonatados diagenéticamente alterados, litologías complejas como aquellas que presentan intercalaciones de arena y arcilla e incluso es aplicable para yacimientos de gas con baja permeabilidad y no sólo para yacimientos de aceite.

Ejemplos respecto a la aplicación de la metodología propuesta se encuentran en el Capítulo V, donde se presenta la identificación de unidades de flujo de un yacimiento carbonatado y de uno en arenas. En los ejemplos se muestra que la determinación de las unidades permitió mejorar la estimación de permeabilidades e incrementar el volumen de aceite recuperado por producción primaria y, posteriormente, por la secundaria.

Al final del escrito se incluyen algunas recomendaciones generales que permiten mejorar la predicción de las permeabilidades y de la distribución de las unidades de flujo en un yacimiento, así como una lista de las diferentes aplicaciones del modelo de unidades de flujo que se genera tras el análisis de toda la información recopilada durante el estudio.

Antes de realizar cualquier proyecto o proceso de explotación de un yacimiento petrolero, se requiere poseer un modelo claro y específico del mismo; cuanto mejor refleje la realidad, mayor será la probabilidad de éxito del proyecto; por tanto, conviene realizar diversas actividades y estudios multidisciplinarios que engloben características geológicas y petrofísicas del yacimiento que proporcionen información acerca de su distribución espacial.

Desde 1950 se demostró que la relación entre los datos petrofísicos y geológicos se encuentra a nivel de los poros, pues la porosidad, permeabilidad y presión capilar, por ejemplo, están relacionadas con la distribución del tamaño de los poros y ésta, a su vez, con la historia depositacional durante la cual se generan las estructuras sedimentarias primarias y posteriormente la diagénesis. El reto es describir el vínculo geológico-petrofísico de manera útil para la construcción de modelos 3D de los yacimientos de hidrocarburos.

Para desarrollar estos modelos geológicos y de ingeniería de yacimientos se requiere integrar y recopilar varios tipos de información. Este proceso reúne la información que puede ser aplicable, de manera exitosa, para procedimientos de diseño y realización de múltiples actividades, ya que una adecuada descripción geológica y petrofísica de los yacimientos, es fundamental para alcanzar una administración efectiva de los recursos.

Para delimitar unidades de flujo se realizan estudios integrales de aspectos geológicos, petrofísicos, geofísicos y de mecánica de fluidos, a fin de definir la arquitectura interna, establecida por la distribución de las propiedades geológicas y petrofísicas y definir también el comportamiento del yacimiento para zonificarlo y mejorar la recuperación de hidrocarburos. Toda la información que se obtiene tras un estudio de este tipo es sumamente importante para los diseños de exploración y explotaciones primaria, secundaria o mejorada, así como para proyectos de mantenimiento del yacimiento.¹

Para efectos de recuperación se consideran preponderantemente propiedades como permeabilidad, porosidad y espesor, ya que las propiedades petrofísicas son las que definen y regulan el flujo de los fluidos y por tanto la producción. Para efectos de recuperaciones secundaria o mejorada, se considera la sensibilidad del sistema a la inyección de fluidos y la heterogeneidad del yacimiento, ya que en el sentido vertical se encuentra una distribución anisótropa de la permeabilidad y distribuciones de porosidad y saturación de agua original.

¹ Referencias al final

La finalidad de identificar un modelo de unidades de flujo es contar con descripciones generales y detalladas de todas las propiedades del sistema petrolero, para definir el método de explotación óptimo, maximizando la recuperación y minimizando gastos. Contar con un modelo de este tipo permite estimar las propiedades que se encontrarán al perforar un nuevo pozo, permitirá predecir el comportamiento del yacimiento durante algún método de explotación secundario o de uno mejorado ya que se dispondrá de un estudio completo de la geometría del medio poroso para determinar la eficiencia del desplazamiento de los fluidos a través de cada unidad de flujo. De manera adicional, se podrá realizar una estimación del volumen de hidrocarburos que podría aportar cada unidad, con base en su capacidad de flujo.

El objetivo del presente trabajo es definir y destacar la importancia de identificar las características y la distribución de las unidades de flujo de un yacimiento petrolero, es decir, generar un modelo de unidades de flujo donde se incorpore la mayor cantidad de información detallada respecto a la distribución espacial de las propiedades de flujo de los fluidos en el yacimiento, para lograr una mejor predicción del comportamiento de producción.

Con base en la recopilación bibliográfica realizada, se provee una metodología que permite definir la arquitectura de un yacimiento, identificando aquellas zonas que están impactando más al comportamiento de producción de hidrocarburos en los pozos, determinando las unidades de flujo existentes y sus propiedades con el fin de visualizar las zonas con mayor potencial.²

CAPÍTULO I

DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

En este capítulo se presentan definiciones e información adicional acerca de conceptos geológicos y petrofísicos que son fundamentales para definir las unidades de flujo así como para identificarlas y establecer su distribución en un yacimiento petrolero.

1.1 Unidad de flujo

En la literatura correspondiente a la relación entre aspectos geológicos y petrofísicos en yacimientos petroleros se presentan varias definiciones de unidad de flujo. Varios autores han trabajado sobre este concepto y proporcionan aspectos sobre la descripción y las características del mismo.

Según Hearn et al^{3 y 4}, las unidades de flujo son zonas del yacimiento continuas tanto vertical como horizontalmente y las propiedades de la roca son similares, las cuales afectan el flujo de los fluidos, y se caracterizan porque los ambientes de depósito son semejantes.

De igual forma, Ebanks⁵ define las unidades de flujo como un volumen de roca subdividido de acuerdo a las propiedades geológicas y petrofísicas que condicionan el flujo de fluidos a través de él.

Jaime J. Ríos López¹ dice que una unidad de flujo será aquella que describa la naturaleza del yacimiento con respecto a la geometría de los poros y las propiedades de la roca y que aquellas con zonas de flujo similares tendrán un carácter hidráulico también similar.

Roger M. Slatt et al⁶, describe una unidad de flujo como un volumen de roca subdividida de acuerdo a sus propiedades geológicas y petrofísicas que determinan el flujo de fluidos a través de ella.

V. Ranganathan³, en esta referencia, dice que una unidad hidráulica es una zona del yacimiento que es continua lateral y verticalmente, que posee porosidad, permeabilidad y características de depósito similares.

Maclean O. Amabeoku, et al⁷ sugieren que una unidad hidráulica es una fracción del volumen total de la roca del yacimiento, la cual posee propiedades geológicas y petrofísicas que afectan de manera consistente al flujo de fluidos y que es diferente a otros volúmenes de roca.

Por su parte David K. y Richard K. Vessell² afirman que una unidad de flujo hidráulico es un intervalo de roca que se caracteriza por poseer suficiente espesor y área como para ser apreciada en los registros y mapas del campo, que presenta propiedades promedio de roca similares, las cuales determinan las condiciones de flujo y en ella todos los fluidos se encuentran hidrodinámicamente comunicados.

Con base en la literatura consultada, en esta tesis se propone la siguiente definición de unidades de flujo y se presentan aspectos muy importantes, íntimamente relacionados a ellas.

Las unidades de flujo son zonas del yacimiento vertical y horizontalmente continuas que poseen propiedades de roca similares, las cuales condicionan el flujo de fluidos a través de ellas.

Cada unidad de flujo describe la naturaleza del yacimiento, ya que incorpora información geológica como la geometría de los poros y la distribución de los tipos de roca, así como datos petrofísicos, principalmente permeabilidad, porosidad y saturación de fluidos, proporcionando una descripción de la arquitectura del yacimiento y la variación de sus parámetros. A aquellas zonas que poseen un flujo consistentemente parecido se les asigna un carácter hidráulico similar debido a que muy probablemente tuvieron características de depósito semejantes. Las unidades de flujo se caracterizan por poseer suficiente espesor y área como para ser apreciada en los registros y mapas del campo.

1.2 Aspectos geológicos

Se presentan en orden alfabético.

Ambiente sedimentario

Es una parte de la superficie terrestre, la cual posee características físicas, químicas y biológicas particularmente similares y distintas a las del terreno adyacente. Algunos de los parámetros que la definen son geología, geomorfología y clima, en los ambientes marinos también influye la profundidad, temperatura, salinidad e intensidad del movimiento del agua.

Dentro de los ambiente sedimentario se genera un proceso constante de aporte de sedimentos, esto es, un conjunto de materiales que llegan al medio receptor, procedentes de un medio generador. La naturaleza y cantidad de los aportes dependen de la composición de las rocas generadoras o madres, de las condiciones climáticas en las que tuvo lugar la destrucción de las mismas y la naturaleza e intensidad del transporte.

Brecha

Es una roca sedimentaria clástica compuesta por clastos angulares inmersos en una matriz consolidada. Las brechas pueden ser producidas por diversos procesos geológicos: movimientos tectónicos, erupciones volcánicas, derrumbes, colapsos, etc.

Cambios del nivel del mar y eustatismo

Las fluctuaciones del nivel del mar son ocasionadas por fenómenos climáticos o tectónicos globales. Sus efectos son visibles en las columnas estratigráficas actuales que dependen de las alteraciones del nivel del mar en el presente. Los resultados actuales de tal fenómeno son llevados al pasado.

Cantidad de bioturbación.

La bioturbación se refiere a la destrucción total o parcial de la estructura interna del estrato, debida a la acción de organismos.

Cementación

Es un proceso diagenético que consiste en el crecimiento de cristales en los espacios existentes.⁸

Color de un sedimento

Esta propiedad depende directamente de la composición mineral de la roca. El color de los minerales es debido a la absorción de alguna de las vibraciones de la luz blanca y de la reflexión de otras, las cuales producen en el ojo del observador la sensación de un determinado color.⁹

Compactación

Es un proceso diagenético que consiste en la pérdida progresiva del volumen de roca debida a la reducción de la porosidad acompañada del desplazamiento del agua contenida en ellas. La compactación se genera por el peso de la columna litostática, provocando reducción de espesor de los estratos.

Diagénesis

La diagénesis inicia inmediatamente después del depósito de los sedimentos y se incrementa conforme aumenta la profundidad, ya que a su vez se incrementa la presión y la temperatura. Existen diversos procesos diagenéticos y todos ellos ocasionan algún efecto potencial tanto en propiedades geológicas (generando discontinuidad en las estructuras) como en las propiedades petrofísicas (alterando la porosidad y permeabilidad de las rocas, por ejemplo). Dentro de los principales procesos se encuentra la compactación, cementación, recristalización, disolución y dolomitización.

Dolomitización

Es el proceso de formación de dolomías por reemplazamiento diagenético de calizas preexistentes.⁸

Estratificación

Es la disposición en estratos de los sedimentos, rocas sedimentarias y algunas rocas metamórficas.

Estrato

Se le llama así a cada una de las capas minerales en que se presentan divididos los sedimentos y las rocas sedimentarias

Estructuras sedimentarias primarias

Se forman simultáneamente con las rocas durante el mismo ciclo de depósito, por ejemplo, las estratificaciones.¹⁰

Facies sedimentaria

Capa sedimentaria que se atribuye a la acción de procesos de acumulación. Las facies sedimentarias pueden deberse a algún ambiente sedimentario (facies fluviales) o a algún proceso sedimentario (facies de turbiditas).⁹

Fallas y Fracturas

Son estructuras resultantes de un comportamiento quebradizo en el que bloques de roca son desplazados uno con respecto a otro a través de discontinuidades. En las fracturas, el movimiento entre los bloques adyacentes a la discontinuidad es perpendicular a ésta. En las fallas éste movimiento es paralelo.

Fósiles

Son los restos de organismos vegetales o animales del pasado que se pueden encontrar en las rocas, los fósiles incluyen bioturbaciones, composición y condiciones químicas y físicas del organismo posteriores a su muerte.

Geología Estructural

Estudia únicamente a las estructuras geológicas producto de la deformación.¹⁰ Reconoce la presencia y localización de estructuras geológicas como pliegues, fallas, fracturas.

Litofacias

Son rocas sedimentarias que se caracterizan por su litología, sus estructuras internas y su geometría.⁹

Litología

Son todas aquellas propiedades físicas y químicas de las rocas como el tamaño de grano y la composición mineral, las cuales caracterizan y particularizan el sistema poroso y por ende su capacidad de flujo.

Micritización

Es un proceso diagenético que se debe a la acción conjunta de la erosión biológica y la abrasión mecánica, dando lugar a micriticas que van destruyendo la textura interna.⁸

Modelo Geológico

Es la integración de formas, estructuras generales y propiedades geológicas de un yacimiento o una sección rocosa. Se genera a partir del análisis de muestras, el cual proporciona la sedimentología, litología, mineralogía y mediante sísmica se identifican los límites, fronteras y discontinuidades que presente la región analizada, debido a la presencia de fallas y/o fracturas.

Pliegues

Son una manifestación del comportamiento dúctil de las rocas. Existen dos tipos de pliegues: los anticlinales, que es un pliegue convexo hacia arriba en el que los estratos más antiguos están en la parte interna y los sinclinales, que son pliegues cóncavos hacia arriba en los que los estratos más jóvenes están en la parte interna.¹⁰

Procesos diagenéticos

Son procesos físicos o químicos que convierten a los sedimentos en rocas sedimentarias mediante la modificación de la mineralogía y/o textura antes del metamorfismo (el cual ocurre a temperaturas entre 200- 250°C).

Los cambios en la presión y temperatura causan que se formen nuevos minerales o que se modifiquen minerales preexistentes como un ajuste del sedimento o la roca a las nuevas condiciones de equilibrio.

Recristalización

Es un proceso diagenético que se caracteriza por crear cambios en la textura y en la estructura interna de los sedimentos al crear nuevos cristales de la misma mineralogía pero de diferente forma.⁸

Reemplazamiento

Desarrollo de nuevos minerales por reacciones entre los elementos constitutivos y los materiales acarreados de las fuentes externas. El nuevo mineral se desarrolla en el espacio ocupado por el original, sin cambios en el volumen.

Roca

Son agregados minerales que varían debido a la diferencia en la abundancia relativa de los mismos, sus propiedades y la relación entre sus elementos constituyentes.⁹

Rocas detríticas

Son las constituidas por partículas o clastos de distintos tamaños (cantos, gravas, arenas, limos, arcillas). Puede haber una fracción de material fino entre las partículas más gruesas constituyendo la matriz o un cemento de naturaleza carbonatada, arcillosa o silíceo. Según el tamaño de las partículas ordenadas de mayor a menor tamaño de grano las rocas detríticas son: conglomerados, areniscas, limos y arcillas.⁹

Subsidencia

La subsidencia es un proceso tectónico de hundimiento del fondo de una cuenca sedimentaria simultáneo al depósito, ocurre durante un largo periodo de tiempo. Este fenómeno se produce principalmente por cambios en la temperatura de la litósfera (lo cual puede llegar a modificar la litología) o por deformaciones de la corteza ocasionadas por la sobrecarga que compactan los sedimentos y reducen los espacios porosos.

Tipos de poro

Un tipo de poro se integra por poros cuya morfología es similar, esto es, forma y tamaño del poro, tamaño de garganta de poro, número de gargantas por poro, etc. Una sección de roca puede llegar a contener más de un tipo de poro.¹¹

Tipos de roca

Es una sección de roca que se caracteriza por poseer una única estructura porosa, no necesariamente se compone de un mismo tipo de poro. Cada tipo de roca se caracteriza por una particular integración de tipos de poro.¹¹

Trampas

Son áreas de almacén de aceite o gas, limitadas por algún rasgo estructural (falla, pliegue, etc) o estratigráfica (estratos impermeables como las lutitas, rocas formadas por arcillas) o contacto entre fluidos (aceite-agua, gas-agua).

Transgresión

Ocurre cuando el sentido de la migración de los sedimentos, lleva a la línea de costa cada vez más hacia la masa continental.

1.3 Aspectos petrofísicos

También se presentan en orden alfabético.

Capacidad de almacenamiento

Es el producto de la porosidad y espesor. Se refiere a la capacidad que tiene una roca para contener fluidos.¹¹

Capacidad de flujo

Es el producto obtenido entre permeabilidad y espesor. Se refiere a la capacidad que tiene una roca para conducir fluidos a través de ella.¹¹

Difracción de rayos X

Es un proceso que permite identificar la mineralogía de una roca al hacer pasar un haz de rayos X a través una muestra, la respuesta de difracción de la onda ocurre de acuerdo al camino óptico, con lo que se producen cambios en la amplitud de la onda.

Indicadores de zonas de flujo

El factor FZI (por sus siglas en inglés Flow Zone Indicators) describe la naturaleza del yacimiento en función de los índices de calidad del yacimiento y la relación volumen poroso/volumen de grano de una roca.¹

Índice de calidad del yacimiento

Es un factor comúnmente llamado RQI (por sus siglas en inglés Reservoir Quality Index), que describe la naturaleza del yacimiento con respecto a la porosidad efectiva y la permeabilidad del medio poroso. Se infiere que los tipos de roca con similares índices de calidad de yacimiento, tendrán un carácter hidráulico o de flujo también similar, por lo tanto, con frecuencia se agrupan estas rocas para integrar una unidad de flujo.¹

Mojabilidad

Es la tendencia de un fluido a adherirse o no a la superficie de una roca en presencia de otro fluido inmiscible.¹²

Permeabilidad

Es una medida de la capacidad de una roca para permitir el paso de un fluido a través de ella. La permeabilidad puede ser absoluta, efectiva o relativa.¹³

Permeabilidad absoluta

Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido cuando se encuentra saturada al 100% de ese fluido que la moja y no reacciona con ella o sea no altera al medio poroso.¹³

Permeabilidad efectiva a un fluido

Es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.¹³

Permeabilidad relativa a un fluido

Es una característica de la roca que describe cuantitativamente el flujo simultáneo de dos o más fluidos inmiscibles a través del medio poroso referido a la permeabilidad absoluta.¹²

Porosidad

Es la medida del espacio poroso en una roca para la acumulación de fluidos (agua, aceite y/o gas).¹³

Porosidad absoluta

Es el volumen poroso que toma en cuenta tanto los poros aislados como los comunicados, relacionado al volumen de roca donde se ubica.¹³

Porosidad efectiva

Es el volumen poroso que solamente considera los poros comunicados, relacionado al volumen de roca donde se encuentra.¹³

Presión capilar

Es una fuerza que resulta de la combinación de los efectos de superficie, la tensión superficial de la roca y los fluidos y entre los fluidos, de la geometría del poro y de las características de mojabilidad de la matriz de la roca. También se define la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler al no mojante.¹²

Rapidez de flujo

Es la relación permeabilidad entre porosidad. Este concepto surge de una simplificación de la ecuación de difusión, la cual no considera ni la viscosidad ni la compresibilidad total. Permite determinar el volumen de hidrocarburo desplazado por unidad de almacenamiento, esto es, capacidad de flujo/capacidad de almacenamiento. Aplicado a todo el yacimiento, este concepto se conoce como Reservoir Process Speed (RPS) y para una unidad de flujo se le llama Flow Unit Speed (FUS).¹¹

Relación porosidad-permeabilidad

Es cualquier gráfica o ecuación que exprese a la permeabilidad como función de la porosidad. Se utiliza para obtener la permeabilidad de los intervalos de interés a través de los valores de porosidad primaria obtenidos con los registros.¹¹

Relación saturación-espesor

Es una función que permite establecer las variaciones verticales de saturación, con el fin de generar gráficos de saturación vs profundidad y correlacionar la información entre los pozos.⁷

Relación volumen de poro-volumen de grano

El tamaño de poro es función directa del tamaño y forma de los granos y del medio en el que ocurre la sedimentación, esto puede favorecer o no la acumulación de fluidos.²

Saturación Crítica

Será aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso.¹³

Saturación de un fluido

La saturación de un fluido en un medio poroso es una medida del volumen de un fluido por unidad de espacio poroso de una roca a determinadas condiciones de presión y temperatura. Dependiendo de dichas condiciones existen diferentes formas de clasificar las saturaciones.¹³

Saturación inicial de un fluido

Es aquella que existe al ser descubierto el yacimiento, también se le denomina saturación congénita. Es resultado del medio acuoso donde se generan los hidrocarburos.¹³

Saturación residual de un fluido

Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación en una zona determinada, dependiendo del movimiento de los fluidos, los procesos a los cuales se está sometiendo el yacimiento y el tiempo. Esta saturación puede ser igual, menor ó en casos excepcionales mayor que la saturación inicial.¹³

Tensión interfacial

Esta propiedad solo existe en presencia de dos fluidos en diferentes fases o de diferentes densidades. Resulta de efectos moleculares por los cuales se forma una interfase que separa a los dos fluidos. Si la tensión interfacial no existe, se dice que los líquidos son miscibles entre sí, como el agua y el alcohol. En el caso de una interfase gas-liquido, a ésta se le llama tensión superficial.¹³

CAPÍTULO II ASPECTOS GEOLÓGICOS QUE DEFINEN LAS UNIDADES DE FLUJO

Los yacimientos petroleros poseen propiedades y características geológicas que definen la estructura del medio poroso e influyen en el comportamiento del flujo de fluidos a través del mismo.

Para iniciar cualquier proceso de exploración y/o recuperación de hidrocarburos es imprescindible la realización de estudios geológicos que permitan conocer y entender la distribución y variación de propiedades geológicas en el sistema, como son por ejemplo: tipos de poro, tipos de roca, estratificaciones y litología, sin restar importancia a aquellos procesos de sedimentación y diagénesis que las determinaron.

La construcción de un modelo geológico es un aspecto fundamental que permite zonificar al yacimiento y subdividirlo en fracciones con similares características, ya que incorpora la información de los ambientes sedimentarios, la diagénesis, geología estructural y algunas propiedades geomecánicas. El resultado de esta combinación de datos es la identificación de las características geológicas del yacimiento, como sus límites, su extensión lateral, las zonas cementadas que actúan como barreras al paso de los fluidos, las propiedades depositacionales, entre otras, a partir de las cuales se puede determinar la calidad del yacimiento y su potencial.

Los materiales acumulados en los ambientes de depósito que se transforman en rocas sedimentarias, pasan por cambios internos físicos y químicos que, en determinadas litologías, se manifiestan por una pérdida de volumen por compactación. La circulación de agua por los poros del sedimento supone una continua transformación en la roca sedimentaria, por efecto de una serie de procesos diagenéticos que consisten en cementaciones, recristalizaciones y alteraciones químicas, que se materializan en la consolidación y el endurecimiento de la roca.

Las rocas sedimentarias pueden modificar también sus características geológicas externas; por ejemplo, su geometría y disposición original puede cambiar bajo la influencia de fuerzas tectónicas, que presentan un efecto compresivo en determinadas zonas y distensivo en otras. La respuesta de las rocas depende del sentido del esfuerzo y también de la naturaleza de la roca, si se trata de litologías duras o blandas, de las combinaciones de diferentes estratos o de la profundidad a la que son deformados, de igual forma por la intervención de la temperatura y el grado de humedad. Todos estos aspectos confieren a las rocas un comportamiento entre rígido y plástico, del cual dependerá, en función de la intensidad de los esfuerzos, el resultado de la deformación.

En general, bajo efectos compresivos las rocas sedimentarias estratificadas desarrollan pliegues y en el límite de la resistencia mecánica a la ruptura se producen fracturas o fallas. Con los esfuerzos distensivos se producen estiramientos en las rocas que generan fallas o activan las existentes, resultando de ello un desnivelamiento vertical de los bloques afectados, elevándose unos y hundiéndose otros.

Algunas rocas de los yacimientos se mantienen estables durante los procesos de recuperación primaria, pero al iniciar la recuperación secundaria o mejorada manifiestan algunas perturbaciones en sus propiedades geológicas, pueden llegar a fracturarse o disolverse. Durante la inyección de fluidos, aspectos a escala pequeña, como la estructura interna de la roca, aumentan en importancia, pues frecuentemente la heterogeneidad de las rocas se incrementa y reduce la eficiencia de recuperación esperada del método secundario o terciario de explotación implementado.

Otro aspecto geológico importante es la sedimentación cruzada, que tiene efectos muy notables, pues impide la distribución isótropa de las propiedades petrofísicas, como la permeabilidad.

Algunos yacimientos pueden llegar a presentar disminución de permeabilidad durante la inyección de agua, tal es el caso del Campo Hartzog Draw³ donde se implementó inyección de agua salobre. En el lado Oeste del Campo la inyección ha sido moderada porque presenta alta concentración de arcillas que se expanden al entrar en contacto con el agua. Las pruebas realizadas a los núcleos de esta zona (con contenido de ilitas y esmectitas) indican pérdidas de permeabilidad cuando se les inyectan salmueras de baja concentración salina, ésto ha sido atribuido a la presencia de arcillas expandibles y a la migración de partículas finas de cuarzo e ilitas autógenas, por lo que la producción del lado Oeste del Campo ha sido mucho menor que la del lado Este. La producción del Campo Hartzog Draw se muestra en la **Figura 2-1**. En ella se nota la poca producción de la parte Oeste debido principalmente a la reducción de la permeabilidad por la presencia de arcillas y a espesores menores que en la parte Este.

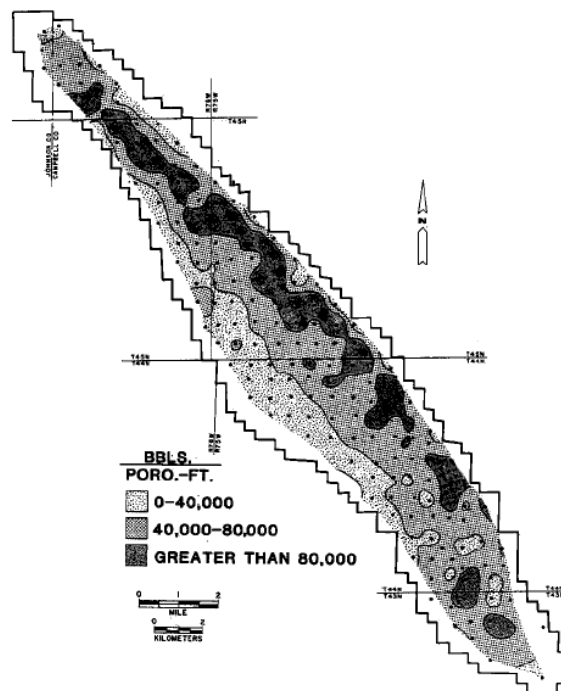


Figura 2-1 Producción del Campo Hartzog Draw³

En este capítulo se presentan aquellos aspectos geológicos que son considerados para ubicar dentro del yacimiento a las posibles unidades de flujo con mayor importancia económica con base en el estudio de núcleos y la interpretación de registros geofísicos de pozo. En vista de que las características geológicas de las rocas sedimentarias dependen principalmente de los ambientes de depósito, a continuación se hace una breve descripción de algunos de ellos.

2.1 Ambientes sedimentarios

El ambiente de depósito de las rocas sedimentarias establece, en principio, las propiedades geológicas y petrofísicas de los yacimientos, distinguiendo diversas capacidades de almacenamiento y de flujo de hidrocarburos. Estas propiedades varían de acuerdo al modo en que interactúan las propiedades y características básicas de los sedimentos (textura, granulometría, estratificaciones, estructuras primarias sedimentarias, entre otras). Posteriormente, la diagénesis modifica en cierto grado algunas de esas propiedades.

Antes de dar paso a los ambientes sedimentarios, es necesario mencionar que la mayoría de los yacimientos petroleros se encuentran en rocas sedimentarias carbonatadas y en las clásticas, como las arenas, areniscas, conglomerados, limolitas fracturadas y/o cavernosas y dolomías. Algunas veces también pueden encontrarse hidrocarburos en rocas ígneas pero frecuentemente estas acumulaciones no tienen gran valor económico.

Los ambientes sedimentarios proveen información respecto a la estructura y arquitectura del yacimiento. Identificar la secuencia depositacional, la distribución espacial y la geometría y distribución de las facies es importante, ya que es la base para los estudios posteriores del flujo de los fluidos. Otra razón del por qué es importante reconocer los ambientes de depósito de un yacimiento es debido a que las facies correspondientes al mismo ambiente sedimentario poseerán propiedades de flujo similares.

Todos los ambientes depositacionales (laguna, estuarios, canales, deltas, etc) exhiben diferentes propiedades internas y por tanto la calidad del yacimiento es muy variable para cada uno de ellos.

Un ejemplo es el Campo Bell Creek ubicado al sureste de Montana,¹⁴ cuya secuencia depositacional en la formación Muddy consiste de sedimentos de arenisca de una isla de barrera debidos a procesos de transgresión y regresión y a sedimentos de relleno. En la **Figura 2-2** se muestra la secuencia estratigráfica de la formación Muddy. Se observan diferentes ambientes de depósito y sus respectivas magnitudes de permeabilidad que, como se aprecia, varían en función al ambiente sedimentario.

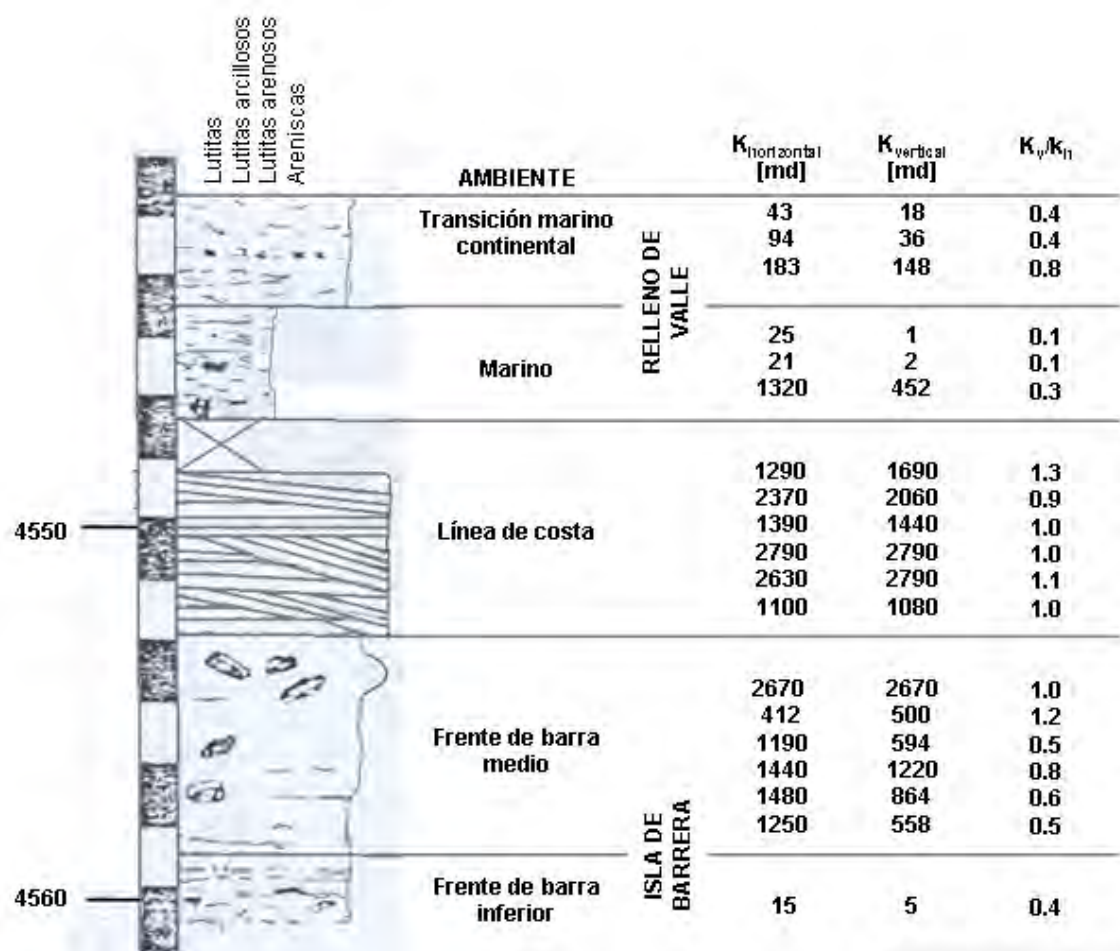


Figura 2-2. Columna de estratificación de la formación Muddy del Campo Bell Creek¹⁴

En la literatura técnica se encuentra mucha información acerca de los ambientes de depósito, pero en esta tesis sólo se hará mención de algunos de ellos, haciendo notar su importancia como medio de aporte de sedimentos y acumulación de hidrocarburos. De manera general, los ambientes de depósito se clasifican en tres grandes grupos: continentales, transicionales y marinos. Una subclasificación de ellos, considerando sólo los importantes para esta tesis, se muestra en la **Tabla 2-1**.

AMBIENTES DE DEPÓSITO		
Continetales	Transicionales	Marinos
Fluvial*	Líneas de costa*	Marinos someros: Arrecifes**
	Deltas*	Marinos profundos: Abanicos submarinos*
* Terrígenos	** No Terrígenos	

Tabla 2-1. Ambientes y subambientes de depósito

2.1.1 Continental terrígeno

Ambiente fluvial

Se desarrolla en la plataforma continental; en zonas montañosas, valles, pantanos, etc, de acuerdo con ello se tienen distintos niveles de energía que originan varios tipos y tamaños de clastos o granos.

El ambiente fluvial más complejo está asociado a un río con flujo entrelazado. Esta variedad de flujo de agua continental mueve un gran volumen de agua que va tomando mayor fuerza al bajar de zonas montañosas, a su paso arrasa con lo que encuentra y genera gran remoción de sedimentos. Al llegar a una planicie, el río poco a poco pierde fuerza y con ello pierde la capacidad de transportar los cantos y guijarros que lleva consigo, depositándolos a su paso y generando que la corriente comience a dividirse en flujos cruzados debido a que se encuentra con obstáculos que no puede evadir. Estos depósitos continúan creciendo hasta formar barras longitudinales, estructuras distintivas de un flujo trenzado. Ver **Figura 2-3**.

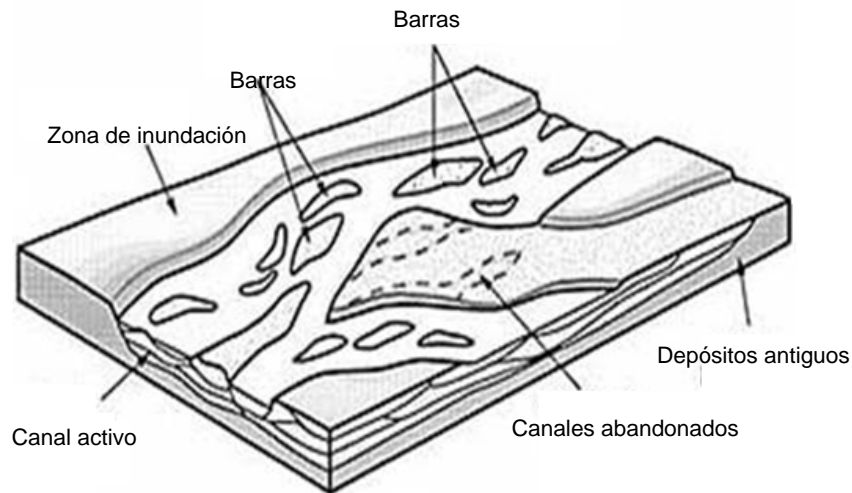


Figura 2-3. Río con varias barras longitudinales en su cauce¹⁰

La sedimentología de los sistemas fluviales trenzados está compuesta principalmente por gravas, sobre todo en las barras longitudinales y en las partes con mayor energía del sistema. Tienen poco contenido de arcillas y lodos, a diferencia de los ríos meándricos. Si en la estratigrafía de sedimentos fluviales se observaran abundantes estratificación cruzada, se pueden entonces atribuir a un sistema de flujos entrelazados. Un ejemplo de este tipo de estratigrafía se observa en la **Figura 2-4**, en la que con ashuramientos se muestran estratificaciones cruzadas.

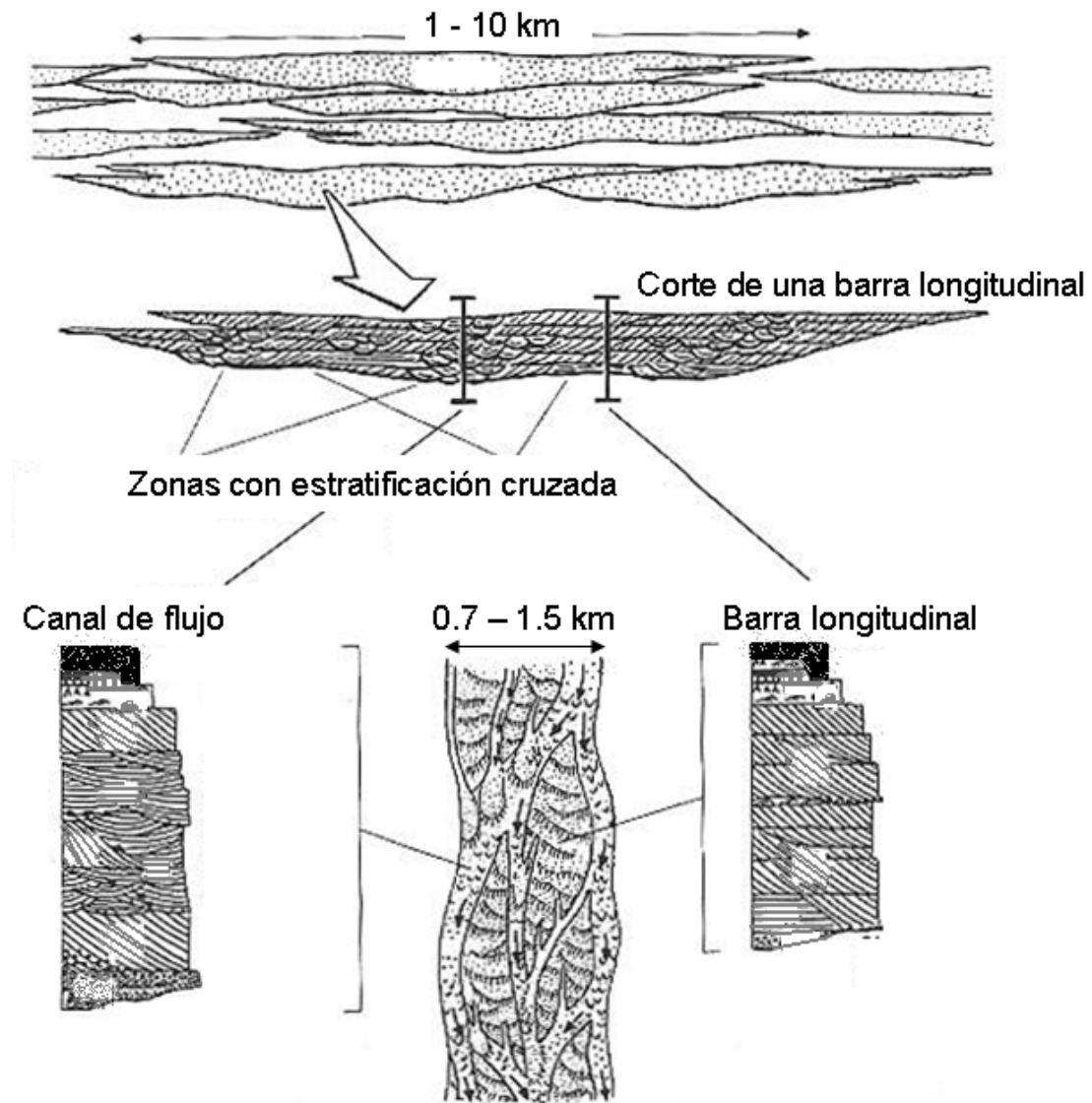


Figura 2-4. Columna estratigráfica de un sistema fluvial con flujo trenzado¹⁰

Los ríos meándricos se presentan generalmente en zonas de bajo relieve, por lo que presentan flujo lento y estable. Las zonas con mayor movimiento de sedimentos son aquellas que se encuentran en los cambios de trayectoria donde se generan corrientes circulares que depositan los sedimentos en la región convexa del canal y arrastran los sedimentos de la región cóncava. El modelo de estos canales resulta del flujo curvado, tal como se muestra en la **Figura 2-5**.

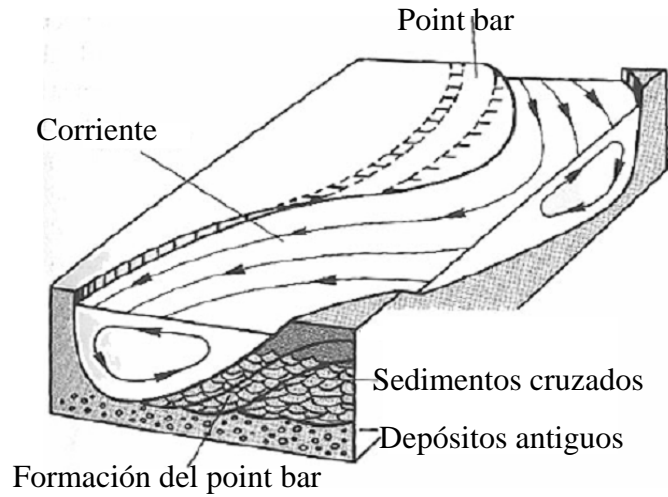


Figura 2-5. Modelo de un canal de río meándrico¹⁰

La estructura más característica de un meandro de río es la secuencia de point bar (barra meándrica o barra de media luna), ver **Figuras 2-5 y 2-6**, la cual se forma en el interior del meandro, donde se depositan primero los sedimentos más gruesos como gravas y cantos de arena y posteriormente los finos. Esto va limitando el canal de flujo y provoca que se vaya desplazando hacia el lado opuesto del point bar. Ver **Figura 2-7**.

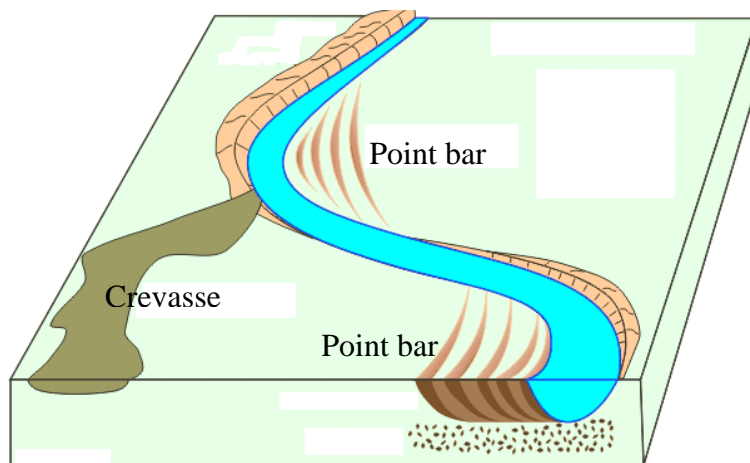


Figura 2-6. Point bar de meandros¹⁰

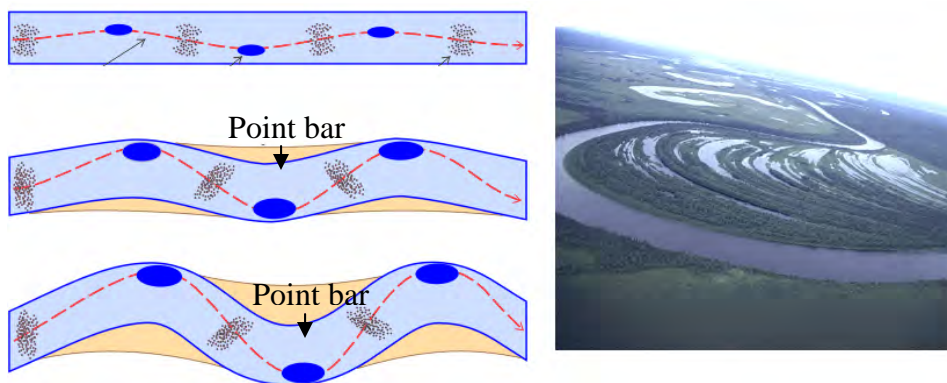


Figura 2-7. Formación de meandros y point bars. Vista en planta.

Respecto a las propiedades geológicas y petrofísicas de un point bar es difícil establecer generalizaciones, ya que la intensidad o magnitud de cada propiedad difiere según las condiciones de la sedimentación. Pero sí se pueden proporcionar las propiedades que regularmente se encuentran en este tipo de sedimentos y algunas de sus principales características, tal es el caso de la porosidad, la cual se comporta de acuerdo a la distribución y tamaño de las partículas, encontrando entonces que la mayor porosidad del point bar se ubicará en la parte inferior de un corte transversal del mismo, mientras que los valores de menor porosidad estarán en la parte superior debido a que es ahí donde se asientan los limos y arcillas, contrario al fondo que es donde se depositan gravas y guijarros, ver **Figura 2-5**.

Sobre la permeabilidad en sedimentos de point bar, se puede decir también de manera general, que ésta aumenta hacia la parte inferior en un corte vertical, mientras que disminuye en la parte superior debido a que el tamaño de las partículas también disminuye, como ya se explicó previamente. Contrario a la permeabilidad, la saturación de agua irreductible aumenta en las zonas arcillosas, mientras que disminuye en las zonas con partículas de mayor tamaño, esto se debe a que los sedimentos de granos pequeños tienen mayor superficie específica (superficie total de granos por unidad de volumen de roca) que absorbe agua del medio, por tanto, existe mayor capacidad de almacenamiento de hidrocarburos en las partes bajas de un point bar. En la **Figura 2-8** se presenta un resumen de las propiedades petrofísicas de un point bar, en cual se observa un depósito uniforme sin variaciones estacionales.

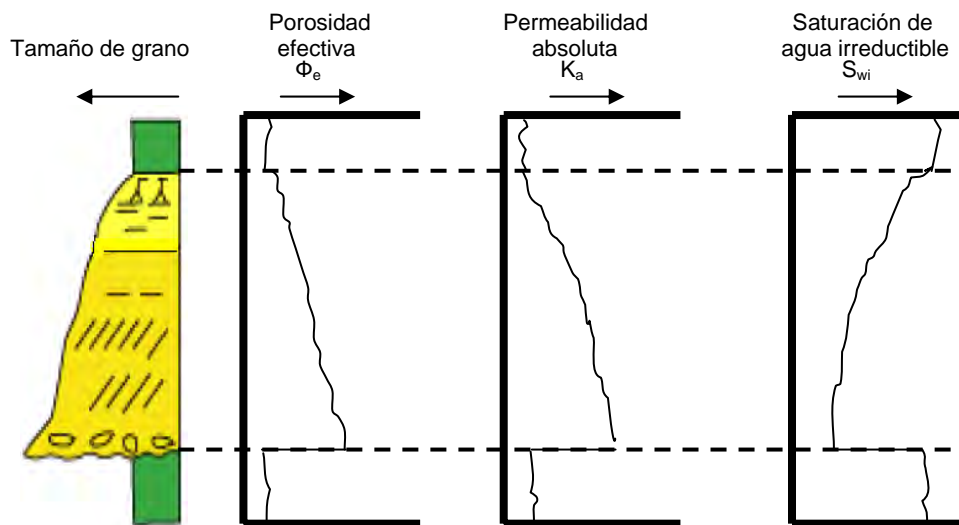


Figura 2-8. Distribución de propiedades petrofísicas de un point bar

2.1.2 Transicionales terrígenos

Ambiente de costa o playa. Islas de barrera

Islas de barrera, barras marinas, barras costeras o barras litorales. Son depósitos de ambientes costeros, generadas por oleaje de las corrientes marinas cercanas a la costa que redistribuyen los sedimentos que entraron al mar, lo que indica que el medio de depósito es somero. Se caracterizan porque se encuentran separadas de la línea de costa por una laguna costera somera o un pantano. Ver **Figuras 2-9 y 2-10**.

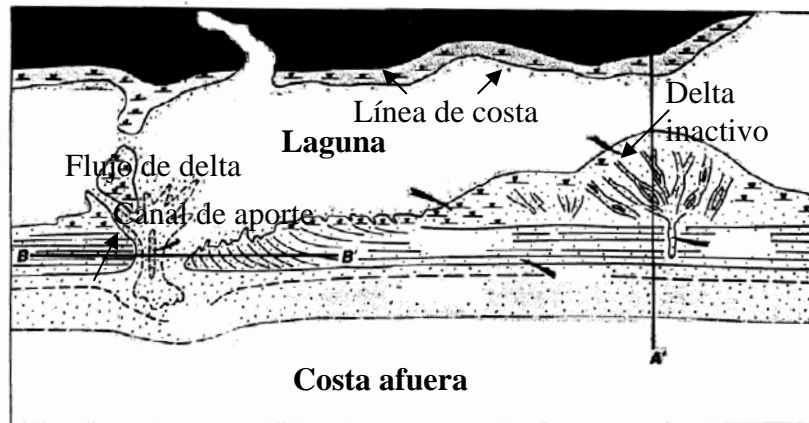


Figura 2-9. Isla de barrera con abanico dominado por marea

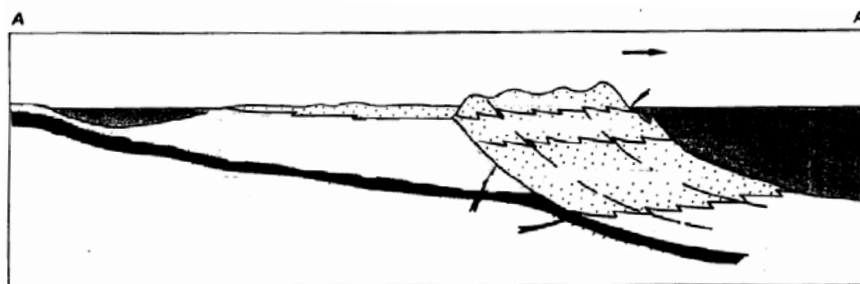


Figura 2-10. Sección A-A' de la Figura 2-9, perpendicular a la línea de costa. Corte de un delta inactivo

Los sedimentos costeros se conforman generalmente de arenas y algunas veces dominan las gravas, por tanto las barras litorales o islas de barrera también se componen de arenas y gravas, las cuales se originan y desarrollan bajo la influencia del oleaje y de las corrientes de litoral.

Todas las barras poseen dos lados longitudinales, en uno de ellos se depositan los sedimentos traídos por el viento y en el otro los sedimentos acarreados por el oleaje marino. El primero de ellos corresponde a un medio de baja energía y ocurre en el lado lagunar, mientras que el segundo se origina en un medio de alta energía debido al continuo movimiento del mar.

El lado lagunar, es un plano fluvial costero constituido por arenas, limos y arcillas, los cuales se depositan conformando laminaciones, laminaciones cruzadas y laminaciones en capas alternadas de arenas finas, limos y arcillas. De éste lado de la barra también pueden ocurrir abanicos dominados por el mar, formados durante las tormentas. Ver ubicación del corte B-B' de la **Figura 2-9** y la presentación de dicha sección en la **Figura 2-11**.

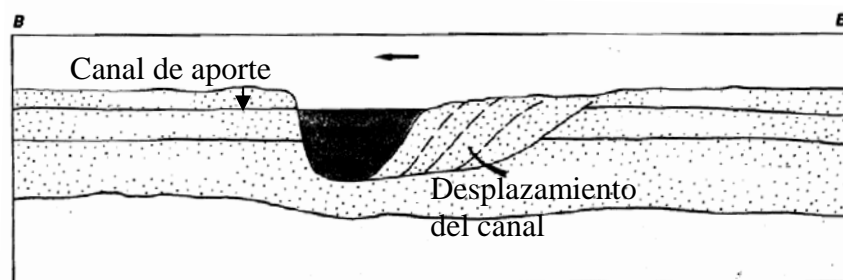


Figura 2-11. Sección B-B' de la Figura 2-9. Corte paralelo a la línea de costa

Del lado marino de la barrera se presenta un decremento gradual en el tamaño del grano, los cuales se depositan en capas de arenas y limos intercaladas con lodo.

En todas las islas de barrera se presentan intercalaciones de láminas delgadas horizontales y cruzadas de cuerpos arenosos, esto se debe a las progradaciones laterales cíclicas, esta característica permite identificarlas dentro una secuencia estratigráfica, tal como se ve en la **Figura 2-12**, de la cual se puede generar una gráfica granulométrica como la que aparece a la derecha de la misma y cuya trayectoria es una tendencia grano decreciente característica de los sedimentos de isla de barrera.

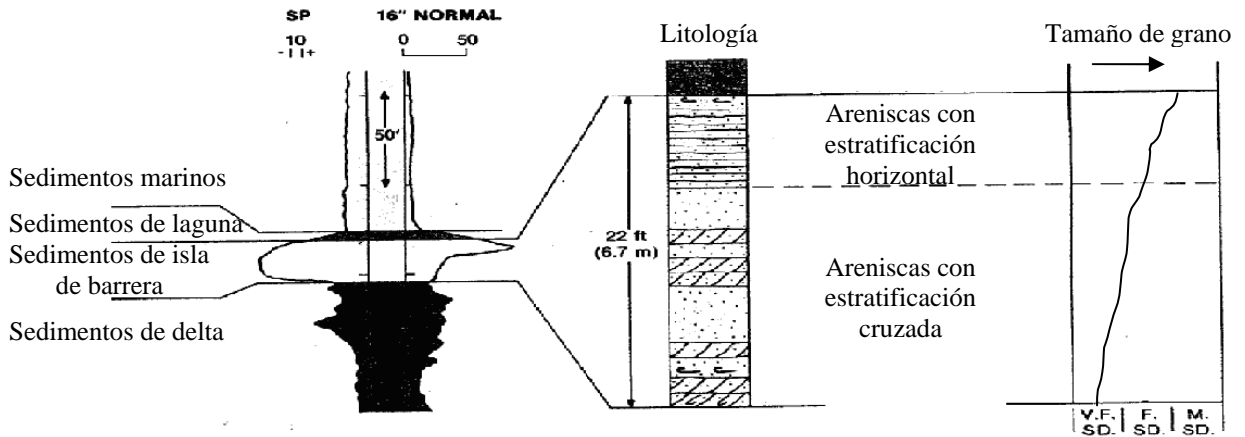


Figura 2-12. Variación del tamaño de grano en sedimentos de isla de barrera

Respecto a las propiedades geológicas y petrofísicas de las islas de barrera, se puede decir que en la parte superior se presenta la mayor porosidad debido a que en esta parte se encuentran principalmente areniscas. En la parte inferior se encuentran restos orgánicos, algas, y sedimentos muy finos que generan rocas arcillosas, limos y lutitas de baja porosidad.

En el caso de la permeabilidad de las islas de barrera, se presenta una distribución vertical muy parecida a la porosidad, ya que la permeabilidad depende en gran parte del tamaño de los granos. La saturación de agua irreductible, es en general, inversamente proporcional a la porosidad y permeabilidad, por lo tanto, la saturación de agua irreductible es mayor en la parte inferior de las barras. Un representación gráfica de la distribución de las propiedades petrofísicas de una barra marina se encuentra en la **Figura 2-13**.

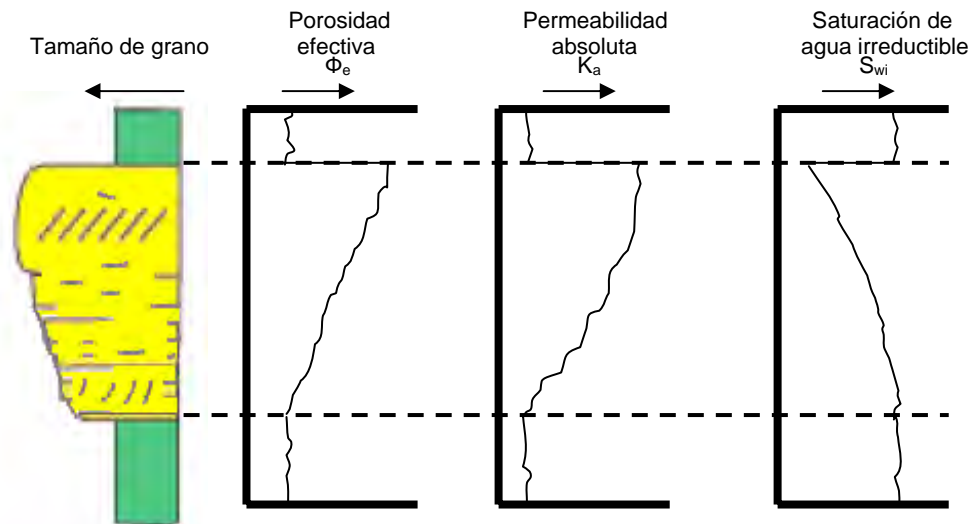


Figura 2-13. Distribución de propiedades petrofísicas de una barra

Ambiente Deltaico

Un delta de río es un cuerpo de forma lobular que se conforma de sedimentos que se transportaron hasta el extremo de un cauce por una corriente de agua, depositándose subacuáticamente al margen de la cuenca con agua en la que el cauce descargó. Los deltas tienen forma de abanico como resultado de la acumulación de los sedimentos que generan lóbulos al final del canal.

Los deltas de río son influenciados por diversos factores, los principales son: el canal y sus descargas y el agua de la cuenca.

La influencia del canal y descargas del río se debe a los sedimentos que éste incluye, los cuales viajan suspendidos dentro del agua si es que son finos, y en el fondo a lo largo del río si se trata de fragmentos pesados. La proporción de estos sedimentos descargados ejercen un control importante sobre la complejidad deltaica.

El segundo factor se refiere a la diferencia entre la densidad del agua del río y la densidad del agua donde se descarga el cauce, ambas densidades dependen de la temperatura, la salinidad y la carga de sedimentos en suspensión, por lo tanto esta diferencia determinará lo que le ocurre al agua que desemboca en la cuenca y a su carga de sedimentos.

Por otro lado, la morfología de los deltas depende de la descarga, ola y corriente dominantes, esto genera que los deltas sean progradantes o transgresivos. Si la descarga de sedimentos es mucho mayor que el poder de las olas y las corrientes marinas, entonces la línea de costa progresa y se forma un delta como el de la **Figura 2-14**.



Figura 2-14. Delta del río Atchafalaya (Luisiana, USA), dominado por la corriente del río¹⁰

Si la acción de las olas es dominante sobre la descarga del sedimento, entonces se forma un delta de ola dominante o delta regresivo como el de la **Figura 2-15**. Pero si la energía de las olas es semejante a la energía de descarga entonces no se forma delta.

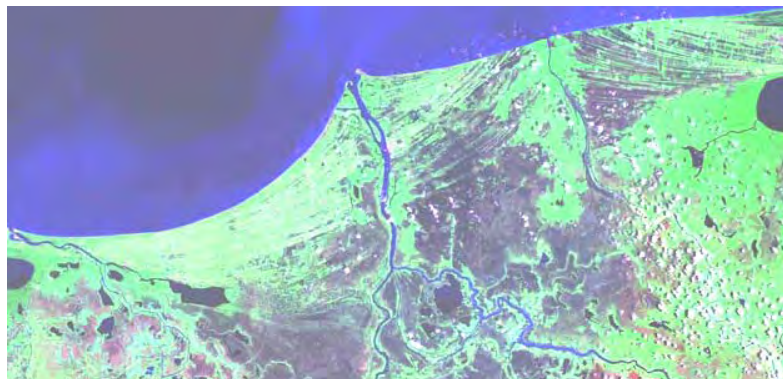


Figura 2-15. Delta del río Grijalva (México), dominado por el oleaje¹⁰

Un delta se conforma de tres secciones. La primera es la plataforma o planicie del delta, la cual básicamente se compone de arenas y sedimentos finos, se encuentra en la parte más cercana a la desembocadura del canal del río. El frente de delta se encuentra en seguida de la plataforma del delta y va adquiriendo cierta inclinación, en él se depositan arenas finas y limos con capas delgadas de arcillas. La última sección, localizada más hacia el mar, se conoce como prodelta y en ella se acumulan las arcillas que no pueden mantenerse suspendidas. En la **Figura 2-16** se muestran las partes de un delta.

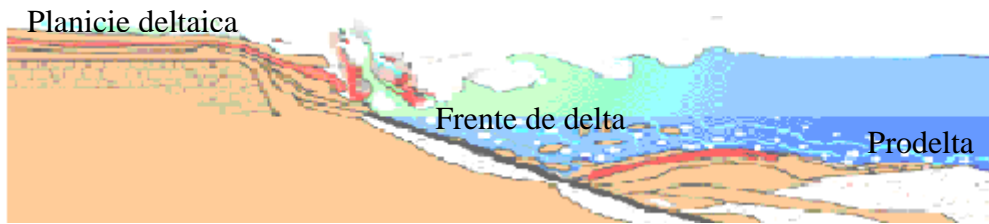


Figura 2-16. Perfil deltaico. Planicie deltaica, frente de delta y prodelta

Un ambiente de planicie deltaica se puede dividir, en general, en dos subambientes: el que ocurre en los distributarios y el de los interdistributarios. El primero de ellos forma barras de desembocadura, las cuales se encuentran al final de cada distributario y bajo de éste y se caracteriza por poseer una sedimentación granodecreciente, por otro lado, los interdistributarios sólo contienen granos finos, por lo que no son buenas rocas almacenadoras de hidrocarburos. En la **Figura 2-17** se indican los subambientes de una planicie de delta de río y en la **Figura 2-18** se observa el flujo de sedimentos de un distributario y la formación de la barra de desembocadura.



Figura 2-17. Subambientes de una planicie de delta de río¹⁰

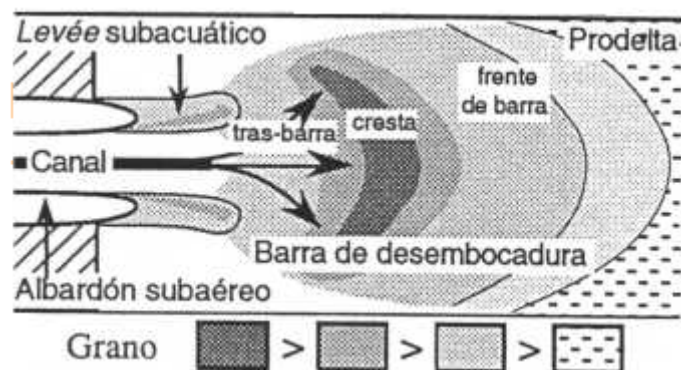


Figura 2-18. Morfología de una barra de desembocadura

Respecto a los aspectos petrofísicos, los deltas poseen propiedades heterogéneas debido a la variación de sus propiedades geológicas. La porosidad tiende a variar rápidamente en pequeñas fracciones de roca, lo que puede entrapar mejor los hidrocarburos, pero

puede también causar un efecto desfavorable al dificultar su extracción debido a que los depósitos pueden no estar comunicados entre sí. La permeabilidad también tiene la misma variabilidad: donde se encuentran los sedimentos más grandes hay mayor permeabilidad que en las partes donde se depositan los finos.

Como ya se mencionó, la saturación de agua irreductible tiene una distribución inversa a la porosidad y permeabilidad, por lo tanto en las arenas del delta se presenta la menor saturación de agua irreductible y se va incrementando hacia las partes donde se encuentran las arcillas. La **Figura 2-19** es una presentación gráfica de las propiedades petrofísicas de un subambiente deltaico.

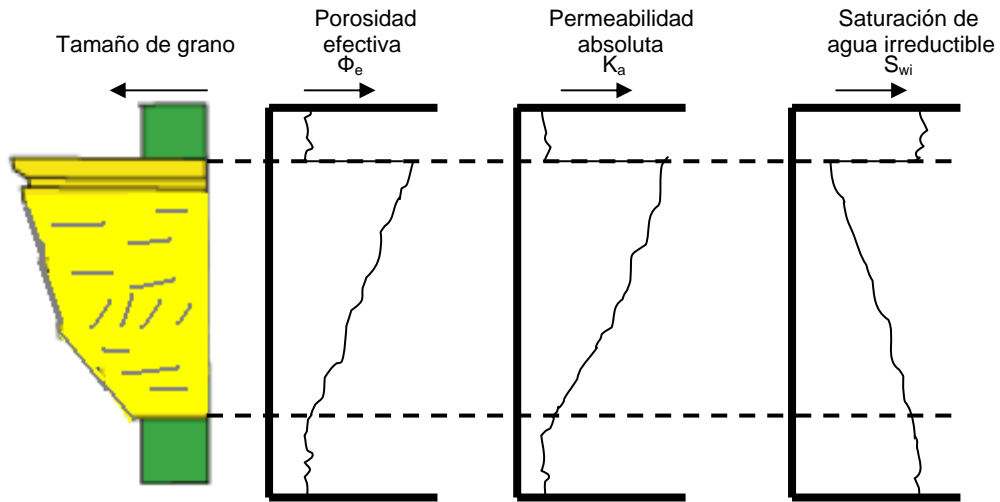


Figura 2-19. Distribución de propiedades petrofísicas de un subambiente deltaico: una barra de desembocadura encajonada por dos cuerpos lutíticos

2.1.3 Marino no terrígeno

Ambiente marino somero. Rocas de origen químico

Se originan por precipitación de los iones disueltos en el agua. Con este tipo de origen hay dos grupos de rocas, el de las carbonatadas y el de las evaporíticas. Dentro del primero se encuentran las calizas, formadas por carbonato cálcico (CaCO_3) y las dolomías [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$] en las que el magnesio sustituye parcialmente al calcio de las calizas. Las del segundo grupo están formadas por cloruros, sulfatos, etc., que se originan en lagos y mares interiores.

Las rocas carbonatadas se encuentran formadas en su mayoría por carbonatos de calcio en las calizas o cálcico-magnésico en las dolomías. De éstas, sólo las calizas tienen un auténtico origen sedimentario, pues las dolomías se forman por procesos posteriores al depósito. Las rocas carbonatadas representan un particular interés desde el punto de vista geológico y petrolero, ya que puede albergar agua e hidrocarburos.

Las rocas sedimentarias carbonatadas se diferencian de las rocas sedimentarias detríticas de varias maneras. Las rocas detríticas se forman a medida que los sedimentos son desplazados, se depositan y litifican, es decir, se compactan y cementan formando una roca sólida; en cambio, las rocas carbonatadas se desarrollan a través de acumulación de sedimentos de origen químico o biogénico formados por actividad biológica, como la creación de arrecifes y la acumulación de restos de organismos en el fondo marino, lo cual se describe mas adelante.

Calizas

Como ya se mencionó, las calizas son rocas originadas por un proceso de sedimentación directa. Esta sedimentación puede tener diversos orígenes, el más común es por precipitación bioquímica, el cual ocurre cuando el carbonato de calcio se fija en las conchas o esqueletos de determinados organismos, ya sean macroscópicos, microscópicos o nanoscópicos y a su muerte, estas conchas o esqueletos se acumulan, originando un sedimento carbonatado. Este tipo de sedimentos, en condiciones atmosféricas, se va transformando en calcita, y la disolución parcial y reprecipitación del carbonato cementa la roca, dando origen a las calizas.

Otra forma de depósito es la fijación del carbonato sobre elementos extraños, como granos de cuarzo, o pequeños fragmentos de fósiles, dando origen a las oolitas. Estas posibilidades dan origen a los diversos tipos de calizas.

Las calizas suelen presentar escasa porosidad primaria debido a la disposición original de sus elementos, por lo que las calizas sanas y no fracturadas tienen mínima capacidad de almacenamiento de fluidos. Sin embargo, a bajas presiones y temperaturas pueden deformarse tectónicamente y fracturarse, lo que les confiere una cierta porosidad secundaria.

Otra forma en que pueden aumentar su porosidad es mediante disolución, ya que el carbonato cálcico es soluble en agua con contenido de ácido carbónico, como consecuencia se pueden formar vórgulos y cavernas. Un ejemplo de caliza es la que se muestra en la **Figura 2-20**, la cual presenta restos fósiles.



Figura 2-20. Roca caliza con fósiles

Dolomías

Son rocas compuestas en más de un 90% por carbonato cálcico- magnésico. Aunque en aspecto son muy parecidas a las calizas, las dolomías son más resistentes a la meteorización.

Las dolomías se reconocen de las calizas debido a su color gris oscuro o negro, gris claro o en tonos pardos amarillentos o pardo rojizos de distribución irregular y por la aparente ausencia de fósiles, esto se debe a que los fósiles que llegan a existir en ellos se reemplazan y no es posible observar la textura original de la roca. Ver **Figura 2-21**. Pero los criterios definitivos para distinguirlas de las calizas es la ausencia de efervescencia con ácido clorhídrico, así como con la técnica de tinción con alizarina, donde las calizas se tiñen de color rojizo y las dolomías no.

La mayoría de las dolomías se originan por la sustitución del calcio por magnesio en las calizas, este proceso genera que se pierdan la mayor parte de las estructuras que existían en las calizas, como los fósiles y las estratificaciones.



Figura 2-21. Fragmento de dolomía

Ambiente marino somero. Rocas de origen orgánico

El efecto simultáneo de procesos físicos, químicos y biológicos generan estructuras especialmente interesantes como los arrecifes, los cuales, son grandes receptores de hidrocarburos. Los arrecifes sólo ocurren en zonas que no reciben aporte de terrígenos y se caracterizan por dos aspectos: el primero es que se encuentran restringidos de dimensión, ésto es, cubren extensas áreas con espesores limitados o alcanzan gran relieve. El segundo es que muestran evidencia de procesos biológicos durante su formación.

La clasificación más general de los carbonatos es aquella que identifica si son autóctonas o alóctonas. El tipo autóctono se refiere a los carbonatos que se forman in-situ por la acumulación de estructuras orgánicas que no fueron transportadas. Se dividen en dos grupos: las calizas químicas que son producto de la evaporación o aumento de la concentración iónica en una solución y las calizas bioquímicas, que son carbonatos precipitados por acción orgánica. Estas rocas bioquímicas no han sufrido transporte, por consiguiente no están seleccionadas, por ejemplo, las biohermas y las biostromas.

Las biostromas se forman por la acumulación de restos biogénicos en capas. Mientras que las biohermas se deben a la acumulación in situ de organismos sedentarios en forma de montículos no estratificados que varían en forma y espesor, desde unos cuantos metros hasta miles de metros, la **Figura 2-22** ilustra una bioherma.

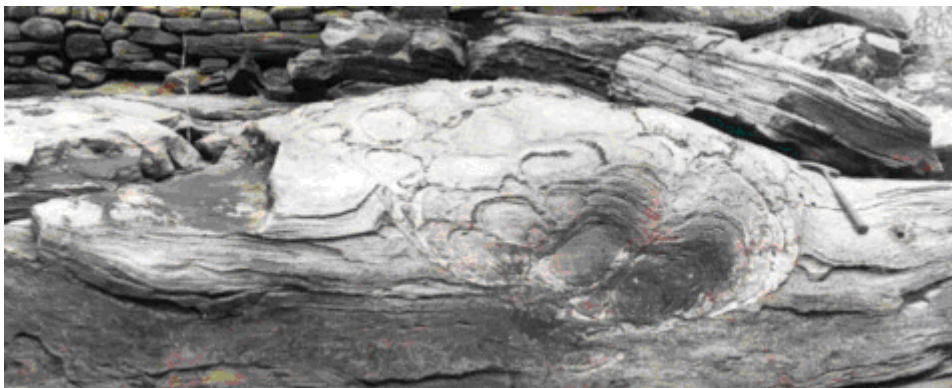


Figura 2-22. Bioherma de roca carbonatada

El tipo alóctono refiere a los materiales detríticos, de origen clástico, proceden en su mayor parte de fragmentos de arrecifes, detritos de conchas y otros materiales cálcicos que son seleccionados y transportados en distancias cortas por las corrientes, para finalmente ser redepositados.

Existe una gran variedad de arrecifes y por lo mismo hay otras formas de clasificarlos, la más fácil es de acuerdo al tamaño de los restos de organismos que posee, es así como se pueden encontrar arrecifes tipo esqueleto (con relieve) y arrecifes tipo montículo.

Los arrecifes tipo esqueleto se constituyen por organismos que poseen estructuras rígidas y muy resistentes al movimiento de la marea y las olas. Se caracterizan porque en ellos se puede ver físicamente la presencia de restos de organismos, los cuales están proporcionando soporte a la estructura del arrecife. La resistencia del mismo depende de la naturaleza (morfología y arquitectura) del esqueleto.

Los arrecifes tipo montículo son acumulaciones de carbonatos formados igualmente por procesos biológicos, pero que carecen de esqueletos prominentes que den soporte al arrecife, predomina en ellos el material bioclástico fino.

2.1.4 Marino terrígeno

Ambiente marino profundo. Abanicos submarinos (turbiditas).

Las turbiditas son resultado de una secuencia de sedimentos terrígenos de plataforma continental, transportados mediante corrientes de turbidez (corrientes turbulentas) y depositados al pie del talud continental. Dicho proceso se debe a que las plataformas continentales son tan inestables que con temblores o tormentas fuertes se producen deslizamientos cuesta abajo, es entonces cuando los sedimentos se mezclan con el agua y se mueven a grandes velocidades corriente abajo, abriendo brechas y canales en la pendiente. En la **Figura 2-23** se observa la forma que adquieren los sedimentos al depositarse en ambientes turbulentos, formando un cañón submarino. En la **Figura 2-24** se observa una brecha formada a partir del derrumbe de sedimentos y el abanico submarino que se forma.

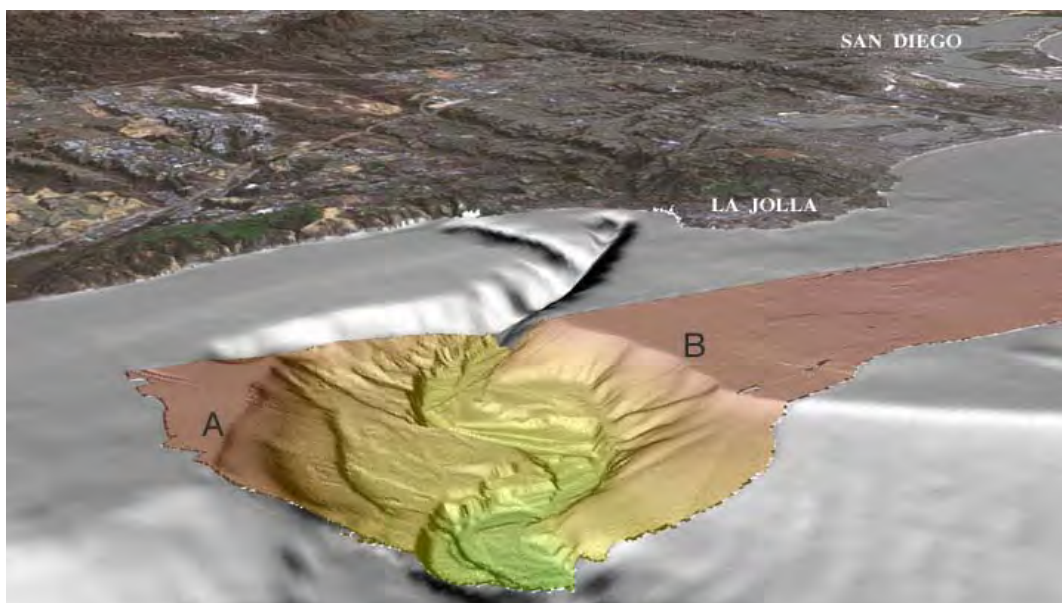


Figura 2-23. Cañón submarino debido a flujos turbulentos

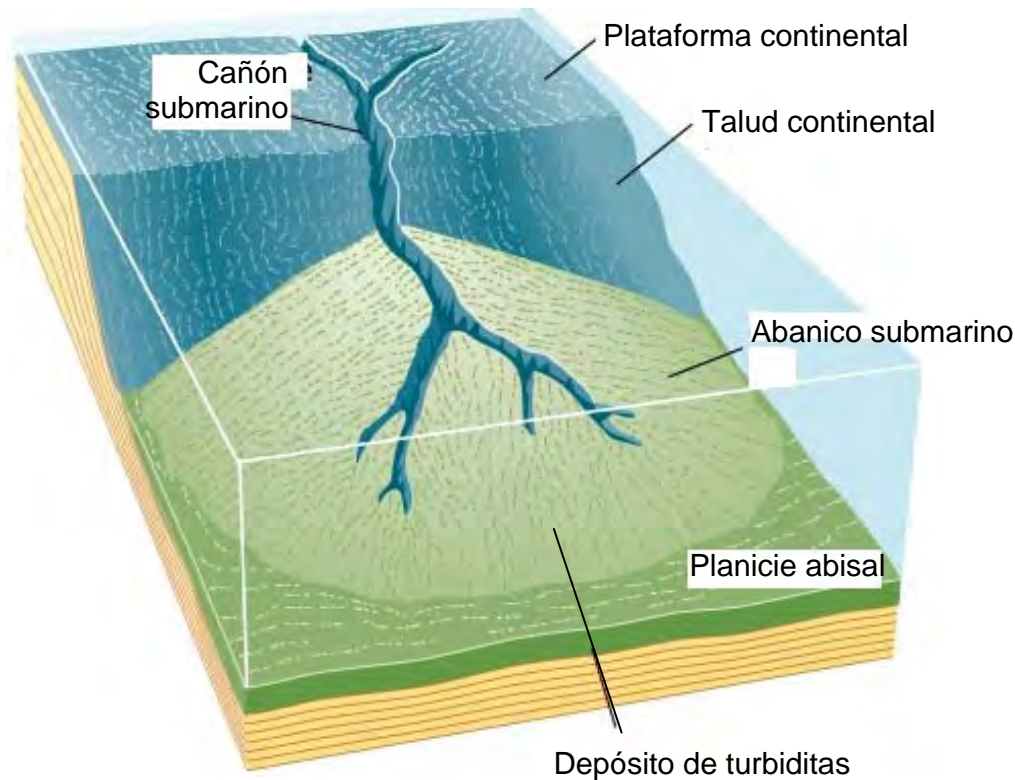


Figura 2-24. Deslizamiento de sedimentos y formación de brechas y deposición de abanico submarino¹⁰

Al alcanzar el fondo del mar comienzan a depositarse los sedimentos, primero los más gruesos y de manera gradual los mas finos. Cuando ya no existe movimiento, vuelven a depositarse las arcillas que se estaban sedimentando a esas profundidades antes de que llegara la corriente de turbidez.

En este tipo de roca se presenta una tendencia a aumentar la porosidad efectiva en la base de la sección turbidítica y en las zonas cercanas a los derrumbes, ya que es ahí donde se depositan los sedimentos de mayor tamaño. Conforme avanza la corriente se depositan los sedimentos finos, donde se encuentra la menor porosidad.

Dada la relación entre permeabilidad y porosidad, se tiene mayor permeabilidad absoluta en las partes donde existe también mayor porosidad efectiva. Respecto a la saturación de agua irreductible, donde se encuentran los granos más grandes las fuerzas de retención de fluidos son menores y por tanto menor saturación de agua, es decir que la saturación de agua irreductible es mayor en la cima que en la base de la sección de turbiditas. La **Figura 2-25** es una presentación gráfica de las propiedades petrofísicas de un sedimento de ambiente turbidítico.

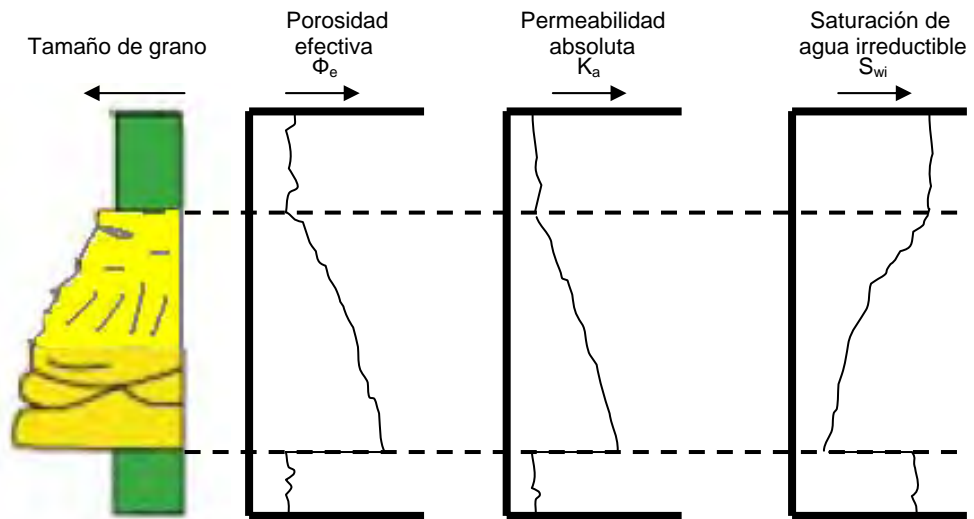


Figura 2-25. Distribución de propiedades petrofísicas de ambiente turbidítico

CAPÍTULO III
ASPECTOS PETROFÍSICOS QUE DEFINEN
LAS UNIDADES DE FLUJO

En este capítulo se concentran conceptos que describen la naturaleza de un yacimiento petrolero considerando aquellos aspectos petrofísicos que debe poseer una roca para convertirse en almacén de hidrocarburos y sea económicamente explotable.

Se comienza por lo que debe ser considerada como la parte esencial; la geometría y características del sistema poroso, de la cual dependerá el resto de las propiedades petrofísicas y el valor económico del yacimiento.

3.1 Geometría de poro

Las propiedades granulométricas y morfológicas de las rocas sedimentarias como el tamaño, tipo, redondez y esfericidad de grano son poco significativas si se analizan de manera independiente, pero si se trabajan en conjunto y se comparan con las propiedades del resto de las muestras recuperadas, se notará que éstas proporcionan información importante para identificar las características del medio de depósito que tuvieron así como para establecer la facilidad de movimiento de fluido en ellas.

La geometría de poro es resultado del ambiente sedimentario y de los procesos diagenéticos provocados por procesos físicos y químicos posteriores al depósito de los sedimentos. Estos procesos operan de diferente manera en cada facies según sus diferentes componentes minerales originales.

El tamaño de grano de una roca provee una idea del nivel de energía del sistema sedimentario, pero sin dejar de considerar la destrucción biológica de los granos ocasionada por organismos fósiles con esqueletos duros que producen lodos carbonatados y clásticos. En el estudio de tamaño de grano es importante mantener en consideración la existencia de los organismos calcáreos y sus formas.

Las propiedades morfológicas de los clastos o granos que incluyen esfericidad y redondez, reflejan el tipo de transporte y el desgaste que sufrieron los granos durante dicho proceso pero sin considerar los granos bioclásticos que, por la naturaleza de algunos foraminíferos son redondeados. En la **Figura 3-1** se muestran granos con distintos tamaños, esfericidad y redondez, propiedades que siempre van a originar un medio poroso particular.



Figura 3-1. Diversidad en tamaños y formas de grano

El parámetro que más influye en el flujo de los fluidos es la geometría de las gargantas de los poros y que depende de la geometría del poro y ésta, a su vez, de la geometría del empaquetamiento de los granos. Todas estas propiedades de las rocas sedimentarias influyen directamente y de manera importante en la porosidad y en la permeabilidad de las mismas.

La geometría de los poros está controlada por la mineralogía (tipo, abundancia y ubicación de cada mineral) y la textura (tamaño, forma, empaquetamiento y tipo de los granos). La combinación de varias de estas propiedades permite distinguir rocas con similares propiedades petrofísicas relacionadas al transporte de fluidos que podrían llegar a ser consideradas como unidades de flujo.

Entonces, cada unidad de flujo puede llegar a contener varios tipos de facies, las cuales poseerán un contenido mineralógico, texturas depositacionales y aspectos petrofísicos muy parecidos.

3.2 Tipo de poro²

Para identificar unidades de flujo es necesario primero identificar tipos de roca que posean propiedades y características geológicas similares. Para realizar una clasificación e identificación de rocas primero se deben distinguir tipos de poro que se caractericen por tener algún tipo característico de canal, los cuales deben observar las siguientes propiedades petrofísicas para ser clasificados dentro de un mismo grupo:

- Forma y tamaño del cuerpo del poro. Este aspecto se determina mediante el uso de un microscopio electrónico de barrido (scanner).
- Tamaño de garganta de poro. Se determina a través de análisis de presión capilar.
- Relación de aspecto. Es la relación entre el cuerpo de poro y la garganta de poro. Este parámetro es un controlador fundamental del desplazamiento de hidrocarburos.
- Número de coordinación. Número de gargantas de poro que intersecan a cada poro.
- Arreglo poroso. Es el detalle de la distribución de los poros de una muestra

En la **Figura 3-2**, se especifica gráficamente lo que es cuerpo de poro y garganta de poro.

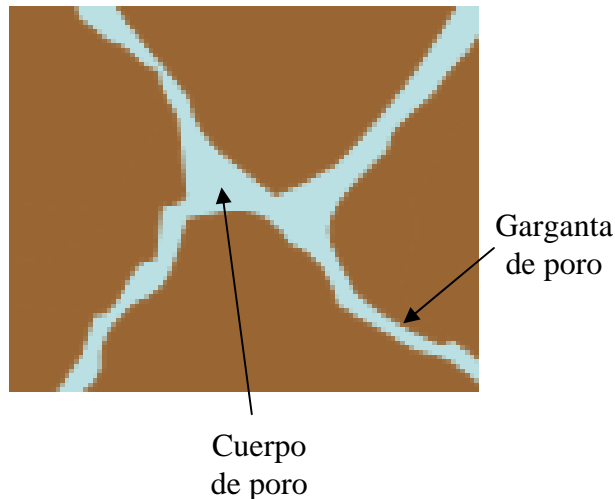


Figura 3-2. Características del medio poroso

Algunas rocas poseen poros de considerables tamaños como para poder transportar aceite o gas a través de ellos y conducirlos hasta los pozos productores, pero también existen otras con poros de tamaños tan pequeños como lo son las arcillas y las lutitas, en las cuales los fluidos pierden su movilidad aún bajo la acción de las fuerzas moleculares. De lo anterior depende la capacidad de una roca para retener aceites o gases y promover su acumulación.

En general, las propiedades del medio poroso están gobernadas por el tamaño de los canales porosos, los cuales pueden ser clasificados como capilares cuando el rango de los diámetros va de 0.0002 a 0.5 mm y los subcapilares que tienen diámetros menores a 0.0002 mm. En este último tipo de canales, los fluidos no pueden moverse en condiciones normales, o sea por presión diferencial, debido a que tanta estrechez genera atracción molecular hacia las paredes y los fluidos experimentan una gran fuerza retentiva.

3.3 Orientación del grano y empacamiento

Los factores más importantes que controlan la orientación de los granos es el régimen de transporte que los acarreo y los procesos de compactación. En las limolitas, por ejemplo, es común encontrar pequeñas brechas de lodo que llegan a convertirse en canales de flujo, ya que en algunas ocasiones los granos pequeños se alinean con un mismo patrón.

La compactación también altera radicalmente el empaquetamiento de los granos, ya que los carbonatos son particularmente propensos a la disolución por presión. En areniscas altamente cuarzosas a menudo hay evidencia de “solución por presión”. Esto se presenta en granos de cuarzo que están en contacto superficial y no puntual. Se considera que una capa de agua de pocas moléculas de espesor existe entre las superficies de contacto de los granos de cuarzo y que sirve de camino para la migración de sílice disuelto a las partes de concentración de esfuerzos a altas presiones, originando cementación de los granos. A grandes profundidades y grandes presiones, parece que el principal proceso diagenético que afecta a las rocas carbonatadas es la disolución y cementación de granos. Ver **Figura 3-6**.

3.4 Porosidad

En términos de porosidad, no solo la variación del tamaño, la morfología y la geometría del acomodo de granos son importantes sino también lo es la matriz de la roca y los cementantes. En conjunto estos factores influyen en la magnitud de la porosidad de una roca, la cual es importante porque es un factor que determina las reservas de hidrocarburos de un yacimiento y el potencial económico del proyecto de recuperación.

La porosidad de un yacimiento debe ser evaluada considerando cuatro elementos básicos que proporcionan información fundamental del sistema poroso, éstos son: el tipo de porosidad (intergranular, móldica, fenestral, vugular, fracturas, canales, etc.), el origen de los poros, el tamaño y forma de poros y su abundancia. Estos cuatro aspectos permiten identificar la morfología de poro y el tipo de porosidad, ya que dependiendo de las características de los poros se sabe si la porosidad es efectiva o no.

En función a la morfología de los poros, se pueden encontrar poros catenarios, que son los que se encuentran comunicados con otros poros por más de una garganta de poro, los que solo tienen una garganta para comunicarse y los poros cerrados que no poseen ninguna garganta. De los anteriores, los dos primeros son los que constituyen la porosidad efectiva y a través de ellos pueden fluir los fluidos, por tanto esta propiedad va directamente relacionada con la permeabilidad de la roca.

El porcentaje de la porosidad en una roca depende de múltiples factores, uno de ellos es la litología. Por ejemplo, la porosidad de las limolitas es generalmente mucho menor que la de las areniscas, se tiene conocimiento de algunos yacimientos carbonatados con rangos de 5 a 10% de porosidad originada principalmente mediante procesos diagenéticos, mientras que los yacimientos de areniscas llegan a manejar rangos de porosidad entre 15 y 30% y gran parte de esta porosidad es primaria (interpartícula) asociada al sistema de depósito y en segundo término a los procesos diagenéticos.

La estructura original se va perdiendo progresivamente conforme aumenta la profundidad y debido a los procesos diagenéticos. La diagénesis puede originar la porosidad secundaria, un ejemplo de esto son las rocas carbonatadas, las cuales son altamente solubles en presencia de algunas sustancias, no así las areniscas que sólo en ocasiones llegan a presentar alguna alteración por disolución.

3.5 Permeabilidad

La permeabilidad absoluta (k_a) es una propiedad muy importante de un yacimiento, ya que es una de las más consideradas para determinar la factibilidad de un proyecto de recuperación de hidrocarburos.

La permeabilidad absoluta de rocas sedimentarias clásticas depende básicamente de la variación granulométrica así como de la forma y empacamiento de los granos y de la cantidad y distribución del material cementante.

Respecto a las permeabilidades efectivas y relativas, éstas dependen también de otros aspectos petrofísicos, pero principalmente son función de la mojabilidad y de la saturación de fluidos del sistema roca-fluidos. Así que independientemente de que si se trata de un yacimiento de gas, de aceite bajosaturado o de aceite saturado, las permeabilidades efectivas y relativas del medio variarán dependiendo de las saturaciones de los fluidos que se encuentren en la roca independientemente de que se estén moviendo o no a través de ella.

En general, a una cierta saturación de un fluido, la permeabilidad relativa a ese fluido es mayor cuando es el fluido no mojante que cuando es el fluido mojante; ésto ocurre porque el fluido mojante tiende a viajar a través de poros pequeños, poco permeables, mientras que el no mojante viaja fácilmente por los poros grandes. Y si, además, la saturación del fluido mojante es muy pequeña, la permeabilidad relativa al no mojante aumentará aún más, la cual comenzaría a aproximarse a la unidad o a 100%. Esto demuestra que la fase mojante no restringe el flujo de la fase no mojante.

Un hecho importante a considerar durante el análisis de permeabilidad en muestras de roca, es que en rocas mojadas por agua para cualquier saturación de agua, la permeabilidad efectiva o relativa a ese fluido siempre será menor que la correspondiente a rocas mojadas por aceite.¹⁶ Además, si una roca se encuentra mojada por aceite, la permeabilidad efectiva o relativa al mismo será menor comparada a la de una roca mojada por agua y por tanto la saturación de aceite residual (s_{or}) será mayor. Estas son razones importantes por las cuales se prefiere que las rocas de los yacimientos se encuentren mojadas por agua y no por aceite y de tener lo contrario, se busca usar surfactantes que modifiquen la mojabilidad para aumentar el factor de recuperación de aceite.

Diversos son los parámetros que intervienen en los procesos de mecánica de fluidos en un medio poroso, anteriormente ya se mencionaron algunos de los factores petrofísicos pero existen también procesos geológicos que se pueden presentar a escalas mega, macro y mesoscópicas, los cuales también controlan las variaciones en las propiedades del movimiento de fluidos en el yacimiento. Los mecanismos de flujo de fluidos mesoscópicos por ejemplo, consisten en procesos que pueden ocurrir dentro de roca debido a la textura y geometría de la misma como las micro grietas y fracturas, laminaciones, vórgulos, recristalizaciones, etc. En la **Figura 3-3** se presentan algunas de las principales barreras impermeables y conductos a diferentes escalas, que de alguna manera afectan o benefician la permeabilidad y el flujo de los fluidos.

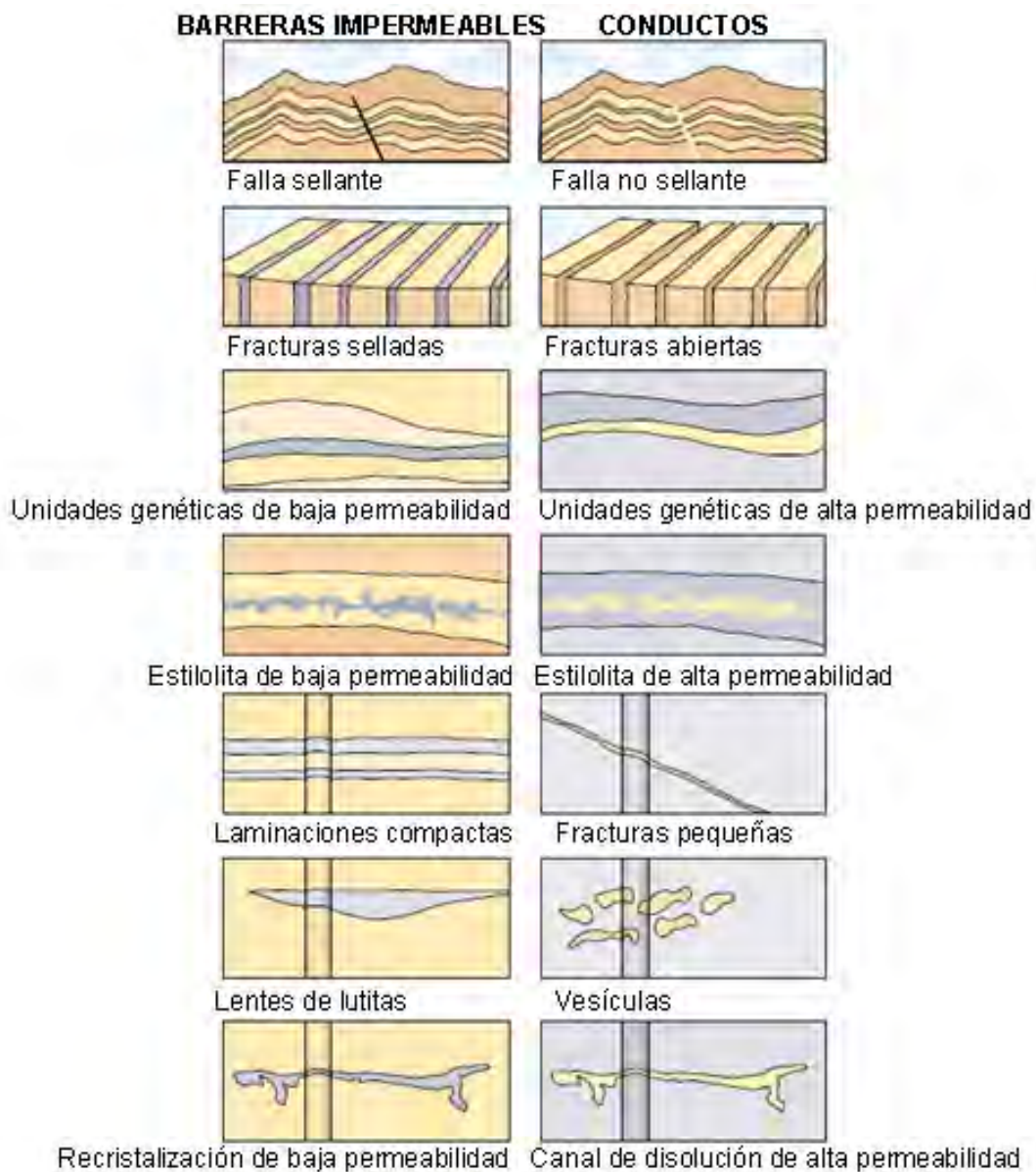


Figura 3-3. Barreras impermeables y conductos a diferentes escalas de longitud o volumen de roca¹⁵

Los factores antes mencionados actúan de diferente manera sobre los distintos tipos de permeabilidad que existen. Para la permeabilidad absoluta los aspectos que más afectan son las propiedades geológicas y físicas de la roca, a diferencia de las permeabilidades efectivas y relativas que no sólo dependen de las propiedades de la roca sino también de las propiedades y las saturaciones de los diferentes fluidos.

3.6 Saturación de agua

El volumen de agua en el espacio poroso depende de las condiciones a las que se encuentre el yacimiento, especialmente de la presión capilar. A mayor presión capilar menor saturación de agua.

Esta propiedad se relaciona con la porosidad y la permeabilidad de manera inversa, es decir, donde se presenta mayor porosidad y permeabilidad se tendrá menor saturación

de agua irreductible, ya que los espacios entre granos son mayores y no tienen la capacidad de retener al agua. Esto se encuentra íntimamente relacionado a la litología porque las porosidades menores ocurren donde hay partículas finas como las arcillas, las cuales por naturaleza absorben gran cantidad de agua y su saturación de agua irreductible es mayor.

En la **Figura 3-4** se observa una roca mojada por agua, en la cual se muestra la saturación de agua original.

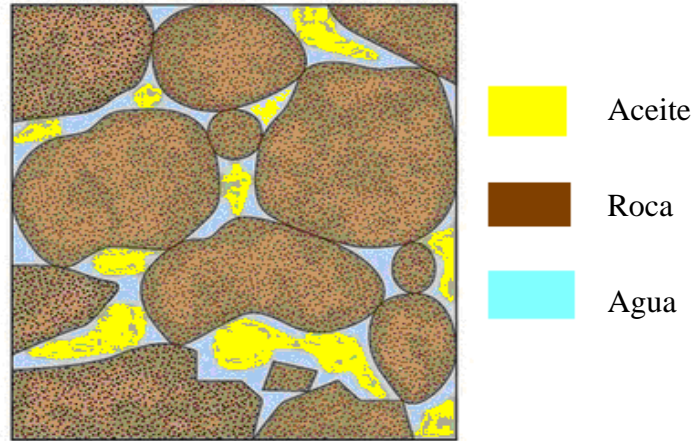


Figura 3-4. Saturación de agua congénita

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua y su saturación mínima inicial puede variar comúnmente entre 10 y 30 %. En yacimientos con entrada de agua natural o sea con acuífero activo, pueden alcanzar valores del orden de 50% ó más, inclusive 100%, y saturaciones residuales de aceite del orden del 40%.

3.7 Efecto del tipo de roca en la saturación de agua

Los resultados encontrados en los estudios realizados en el Campo Hartzog Draw³ sustentan la teoría de que la composición y textura de las rocas puede asociarse a diferentes rangos de saturación de agua congénita y de porosidad. Por ejemplo, en este Campo se asoció una baja porosidad y alta saturación de agua con la abundante presencia de arcilla en la matriz de la roca. De igual manera las rocas con moderada concentración de arcilla matricial y poca intercalación de partículas arcillosas consolidadas en su estructura se asociaron con la alta porosidad y baja saturación de agua. Finalmente, las muestras con textura áspera, o sea con mayor intercalación de lutitas y menor contenido de arcillas matriciales, presentan mayor porosidad y muy bajas saturaciones de agua.

3.8 Efecto de la diagénesis en las propiedades petrofísicas

Como se mencionó en el Capítulo II de esta tesis, los procesos diagenéticos modifican las características petrofísicas debido a la formación de nuevos minerales o la modificación de los existentes, ocasionando cambios en la geometría del medio poroso. Por ejemplo, la reducción de porosidad debida a la formación de calcitas, dolomitas y cementos sideríticos o por el aumento de granos de silicato⁹, similar a lo que ocurre con los minerales de los carbonatos que frecuentemente cambian su estructura por plagioclasas, feldespatos y pedernal, siendo éstos los responsables del incremento en la densidad de las rocas, observado en los registros de porosidad y densidad.

3.8.1 Disolución

Este proceso permite incrementar la porosidad del medio al cambiar el estado de los sedimentos originales, ocurre principalmente en los carbonatos de calcio, ocasionándoles incremento y cambios de geometría de los poros.

Este proceso se genera tras una reacción química que literalmente disuelve los componentes de algún mineral, ya sea por cambio en la salinidad o temperatura del fluido saturante del poro o por flujo de CO₂. Esto puede llegar a originar poros con forma de “túnel” o con la forma del fósil o cristal que contenía (porosidad móldica).

La dispersión de los detritos y/o láminas de arcilla desprendidas tras la disolución también pueden contribuir a la reducción de la porosidad y en consecuencia a la disminución de la permeabilidad, especialmente si se depositan en aquellas rocas de granos finos, rocas laminadas y rocas con porosidad vugular, ya que en éstas es más factible la acumulación de los detritos.

3.8.2 Dolomitización

Es un proceso que repercute en la porosidad intercrystalina de las rocas. Este fenómeno aumenta la porosidad de la roca porque puede llegar a reducir el volumen de los granos hasta un 13%. Este aspecto se presenta de forma gradual y por etapas. Al inicio de la dolomitización, la porosidad inicial disminuye conforme el porcentaje de cristales aumenta (ésto ocurre sólo hasta antes de alcanzar el 50% del reemplazamiento de calcita), a partir de este punto la porosidad incrementa al tiempo que sigue aumentando la formación de cristales. Esto se debe a que con un contenido menor al 50% de cristales, los cristales flotantes en forma de rombos recién generados rellenan los poros, mientras que para un contenido mayor al 50%, la roca ya habrá sido suficientemente reemplazada como para haber perdido volumen. Cabe señalar que los cristales de carbonato de magnesio y calcio llegan a formar estructuras que previenen la compactación.

3.8.3 Compactación

La compactación también puede afectar la geometría del poro al disminuir la porosidad primaria intergranular de aquellas formaciones compresibles y que contienen granos fácilmente deformables, como glauconita, pedernal y otros fragmentos de roca que reducen la porosidad primaria tras el efecto de un sobre esfuerzo.

3.8.4 Cementación intergranular⁸

La cementación, en sus primeras etapas, conforma el proceso de litificación de los sedimentos, en la última de sus etapas la cementación influye fuertemente en el modelado y comportamiento de la roca como un sistema hidráulicamente conectado. Este proceso involucra la precipitación de material en los poros, lo que generalmente reduce el volumen poroso debido a una disminución en el tamaño de los poros y en las gargantas de poro, por lo que también se reduce la permeabilidad.

La cementación no es del todo desfavorable, ya que en pequeñas cantidades previene que los granos de la roca se desprendan debido al flujo de fluidos, evitando así la producción de arenas u otros materiales sólidos que pongan en riesgo al yacimiento y a la producción misma, ya sea por taponamientos o bloqueos.

Los cementantes pueden ser clasificados en dos grupos, los cementantes que generan especies de “bordes” que bloquean solo ciertas zonas de los conductos de flujo y los cementantes que los bloquean totalmente.

Los cementantes más comunes en la naturaleza son cuatro:

3.8.4.1 Recristalización

La formación de nuevos cristales de cuarzo, calcita o dolomita se identifica al observar polvos o bordes en el límite de los granos. Es común que se formen estos cristales en las zonas donde se presenta flujo de fluidos ácidos. En muchos casos la presencia de arcillas en la matriz de la roca puede llegar a inhibir la formación o crecimiento de los minerales de cuarzo. Un ejemplo de recristalización de cuarzo en una roca se observa en la **Figura 3-5**.

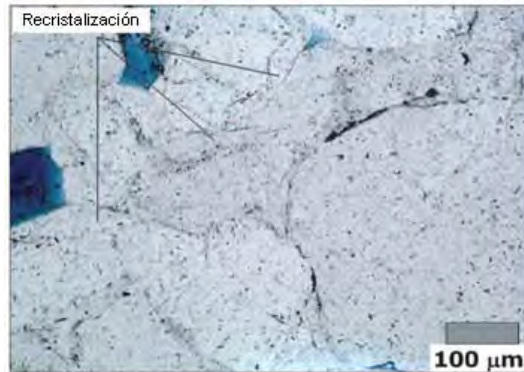


Figura 3-5. Roca cementada mediante recristalización de cuarzo⁸

3.8.4.2 Solución por presión

Es cuando se reduce el espacio intergranular entre litofacies debido a la presión entre los granos. Un ejemplo de roca cementada por la precipitación de carbonatos durante un proceso de solución por presión es la presentada en la **Figura 3-6**.

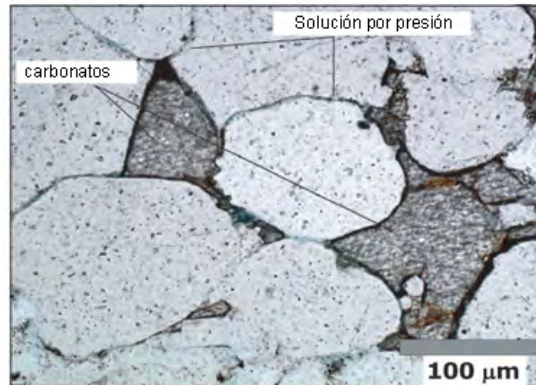


Figura 3-6. Roca cementada mediante presión y carbonatos⁸

3.8.4.3 Arcillas

Las arcillas pueden funcionar como cementantes, ya sean autígenicas o detríticas por depositación. No es fácil distinguir entre una y otra, por tanto se recurre al análisis con el microscópico electrónico de barrido. Los cementantes por arcillas pueden encontrarse recubriendo los granos de roca o bien como una especie de enlaces o puentes entre grano y grano o en las gargantas de poro. Ver **Figura 3-7**.

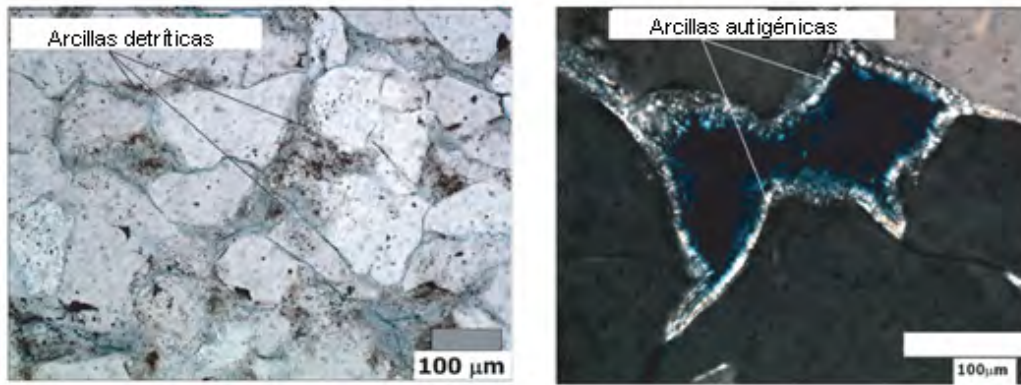


Figura 3-7. Roca cementada mediante depósito de arcillas⁸

3.8.4.4 Carbonatos

Los carbonatos de calcio crecen de poro a poro y pueden llegar a formar cristales de formas variadas que engrosan los granos, frecuentemente en las rocas cementadas con carbonatos de calcio es común encontrar a los granos totalmente rodeados de cristales. Este tipo de cementación ocurre en zonas donde fluyen fluidos alcalinos.

De los cuatro cementantes mencionados, el que podría llegar a proveer algún beneficio es el generado por las arcillas, ya que pueden inhibir los procesos de recristalización y de reemplazamiento de cristales, esto sin considerar que el beneficio de los cristales de cuarzo es el de proporcionar mayor estabilidad a la estructura interna de las rocas. De cualquier manera, independientemente de las ventajas que éstos puedan traer, los procesos de cementación siempre van a reducir la transmisibilidad de los fluidos a través del sistema poroso, es decir, disminuirá la permeabilidad.

En la **Tabla 3-1** se presentan una serie de alteraciones en la porosidad y permeabilidad debidas a diferentes procesos diagenéticos:

Proceso diagenético	Origen del proceso diagenético	Efecto potencial sobre la permeabilidad
Procesos de disolución que generan porosidad secundaria, Recristalización, Formación de caolín, Efecto de los feldespatos	Agua meteorítica cristalina	Incremento
Cementantes sideríticos	Mezcla de aguas de bajo Eh	Decremento
Recristalización de silicatos, Incremento en el tamaño de granos, Reducción de la garganta de los poros	Solución-Reprecipitación	Decremento
Cementación con calcita de los espacios porosos, lo que limita los procesos de compactación	Desoxigenación, Cambios en el Ph y Temperatura debidos a la sobresaturación	Decremento
Disolución y desgaste de los granos y cementantes	Reestablecimiento del agua meteorítica cristalina	Incremento
Arcillas cementantes que rellenan los poros y bloquean las gargantas de poro	Cambios en la química del agua subsuperficial, Flujo de nuevos fluidos diagenéticos a través de fallas y fracturas	Decremento

Tabla 3-1. Efectos de la diagénesis sobre la porosidad y permeabilidad¹⁴

3.9 Litología

La composición del material geológico de los yacimientos repercute en la calidad del mismo. Puede contener materiales muy permeables, como las arenas, o impermeables, como las arcillas. Por ello, es imprescindible conocer la litología metro a metro de la zona vertical.

3.9.1 Arcillas

El efecto del contenido de arcillas en la permeabilidad se puede visualizar en histogramas de distribución de permeabilidad, en los cuales siempre se puede observar que las rocas con menos del 1% de arcillas tienen alta permeabilidad, mientras que aquellas con más del 1% ya presentan bloqueos en los conductos de flujo hidráulico.

Una asociación importante es la que se ha encontrado entre las arcillas y las fracturas, se ha observado que la concentración de arcillas de una roca disminuye conforme se acercan a una fractura y lo cual ocurre debido a que las fracturas son el conducto de fluidos que disuelven el contenido arcilloso de las rocas.

3.10 Brechas

Las brechas sedimentarias pueden formarse por varios fenómenos, estas incluyen el colapso por la disolución de evaporitas, colapso por disolución de limolitas, por fallas, etc. sin embargo se caracterizan por el aumento de la porosidad debido a que se conforman por granos con geometría irregular y poco redondeada, los cuales al depositarse dejan grandes espacios vacíos.

Las brechas son ideales para la acumulación de hidrocarburos o bien para la acumulación de minerales, lo que indica que este tipo de estructuras en ocasiones pueden no estar beneficiando el flujo de fluidos, sino pueden estar disminuyendo la permeabilidad y las zonas de movilidad.

3.11 Fracturas

Las fracturas pueden asociarse a fallas, plegamientos, compactación diferencial, colapso, disoluciones, movimiento de domos salinos, esfuerzos de sobrecarga en zonas de presión anormal, etc. Estas estructuras son particularmente comunes en los carbonatos debido a su naturaleza frágil y quebradiza.

Durante el fracturamiento aumenta la porosidad, pero casi instantáneamente se presenta la precipitación de calcitas y dolomitas que rellenan la fractura, por lo que en los yacimientos naturalmente fracturados es difícil medir el porcentaje ganado de porosidad debido a la fractura.¹⁴

A pesar de que las fracturas aumentan la permeabilidad en los yacimientos, éstas traen problemas durante la producción secundaria debido a que los fluidos inyectados frecuentemente sólo se mueven a través de ellas.

3.12 Presión Capilar

La presión capilar aumenta conforme el diámetro del capilar disminuye, por lo que la presión capilar se incrementa cuando el tamaño del poro decrece y específicamente aumenta mucho más en las zonas de garganta de poro.

Por otro lado, la presión capilar también está influenciada por la tensión superficial entre dos fluidos inmiscibles, por lo que indudablemente esta propiedad afectará los sistemas agua-aceite, agua-gas o agua-aceite-gas. Por tanto, las diferentes magnitudes de saturación de fluidos tendrán también una gran influencia en el comportamiento de la presión capilar en el yacimiento. En un sistema mojado por agua, a menor presión capilar, mayor saturación de agua y por tanto reducción de los canales de flujo, lo que afecta directamente la movilidad del fluido no mojante.

3.13 Mojabilidad

Es una propiedad que afecta directamente a la presión capilar, a la permeabilidad relativa, a la saturación irreducible del agua y a la saturación de aceite residual, por tanto a múltiples comportamientos del fluido y la producción del mismo.

En un sistema roca/fluidos, si la roca es mojada por agua existirá una tendencia del agua a ocupar los poros pequeños y entrar en contacto con la mayor parte de la superficie de la roca, por lo tanto el agua tendrá menor valor de permeabilidad relativa y la saturación de agua irreducible (S_{wi}) sería mayor; de forma similar, si el sistema fuera preferentemente mojado por aceite se tendría menor movilidad del mismo y el factor de recuperación sería menor.

La mojabilidad de un sistema roca-aceite-agua depende de las interacciones específicas de la roca con el aceite y con el agua, y puede la roca llegar a ser fuertemente mojada por agua o fuertemente mojada por aceite, pero en ocasiones puede no haber preferencia

por alguno de los dos y entonces se dice que el sistema es de mojabilidad neutra o intermedia. Existe un tercer tipo de mojabilidad y es fraccional, en el cual hay áreas de roca con diferentes preferencias de mojabilidad, lo cual crea propiedades de flujo diferentes en ciertas zonas.

3.14 Indicador de zonas de flujo (FZI)

Este indicador se obtiene a partir del factor de propiedad de poro (ϕ_z) y del índice de calidad del yacimiento (RQI). El factor de propiedad de poro es función solo de la porosidad y el índice de calidad del yacimiento depende tanto de la porosidad como de la permeabilidad.

En realidad, un yacimiento posee varios RQI y cada uno de ellos corresponde a áreas específicas que poseen similares propiedades geológicas y petrofísicas. Por lo tanto, existen también varios FZI en cada yacimiento y éstos localizan fracciones de roca con semejantes características de flujo, por tanto ayudan a zonificar al yacimiento de acuerdo a su potencial hidráulico y establecer unidades de flujo.

3.15 R_{35}

El factor R_{35} es otra manera de relacionar a la porosidad (ϕ) con la permeabilidad (k). Representa el radio de garganta de poro, en micrones de una muestra, medido cuando la muestra se encuentra saturada al 35% de mercurio durante una prueba de presión capilar¹¹. Pero también puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Log}R_{35} = 0.732 + 0.588 * \log(k) - 0.864 * \log(\phi) \quad \text{Ec. 3-1}$$

Es importante porque permite determinar aquellas rocas que poseen las mismas características petrofísicas y geológicas y relacionarlas como una misma unidad de flujo.

3.16 Función J^7

Es una función que relaciona propiedades petrofísicas como la presión capilar (P_c), el ángulo de contacto (θ) generado de acuerdo a la mojabilidad del sistema, la tensión superficial entre los fluidos (σ) y la relación permeabilidad/porosidad (k/ϕ), que identifican la calidad del yacimiento. Toda esta relación de parámetros permite hacer estimaciones de la saturación de agua y para ello se requiere de las siguientes ecuaciones:

$$J(s_w) = \frac{0.2166P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad \text{Ec. 3-2}$$

$$s_w = \frac{a}{J(s_w)^b} \quad \text{Ec. 3-3}$$

Donde a y b son los coeficientes del ajuste de regresión de una gráfica de $J(S_w)$ vs S_w .

3.17 Relación permeabilidad-porosidad ($k-\phi$)¹¹

Es una medición relativa de la rapidez de flujo de los fluidos en el yacimiento; es resultado de la simplificación del concepto de la ecuación de difusión ya que no requiere ni de la viscosidad ni de la compresibilidad total y en esos términos la relación puede generar un modelo utilizado para estimar valores no disponibles de porosidad o de permeabilidad a determinada profundidad si uno de esos parámetros se conoce.

Dicho modelo es de la forma:

$$\log k = a\phi + b \quad \text{Ec. 3-4.}$$

Se obtiene a partir de graficar un gran número de pares (ϕk) en hoja semilogarítmicas. En caso de que los datos correspondan a un solo tipo litológico o provengan de una roca relativamente homogénea, se ajusta una recta representativa, pero si se tienen varias litologías, se agrupan los puntos por litologías iguales y se ajusta una línea recta a cada una de ellas. Esto quiere decir que existirá más de un modelo de permeabilidad-porosidad para cada yacimiento y cada uno de ellos se encontrará limitado a cierto rango de aplicación.

3.18 Capacidad de flujo (kh)¹¹

Este parámetro es también conocido como coeficiente de flujo. Se trata de una propiedad que establece zonas de la roca con mayor movimiento de fluidos debido a que maneja valores de permeabilidad. Se calcula únicamente con la permeabilidad y el espesor. Es comúnmente usada para ubicar áreas del yacimiento que pueden llegar a ser favorables o desfavorables para la producción, esto según el tipo de fluido que transporten, por ejemplo, se evita la producción de hidrocarburos en zonas cercanas que se caractericen por tener flujo continuo de agua. Otra aplicación se tiene en los procesos de recuperación mejorada, en los cuales se consideran a las zonas con alta capacidad de flujo para una mejor dispersión de surfactantes, a diferencia de la recuperación secundaria en la cual se evitan las altas capacidades de flujo al realizar inyección de agua para mantener la presión del yacimiento sin inundar los pozos.

3.19 Capacidad de almacenamiento (ϕh)¹¹

También conocido como coeficiente de almacenamiento. Es una propiedad que determina la facilidad que posee una porción de roca para retener fluidos (agua e hidrocarburos). Es una relación únicamente en función de la porosidad y el espesor. Se usa para identificar zonas con mayor potencial de producción de hidrocarburos, si existen éstos y se tiene permeabilidad.

3.20 Propiedades mecánicas de la roca

Existen varias propiedades mecánicas de la roca que deben ser consideradas durante la caracterización y desarrollo de los yacimientos, éstas son: elasticidad, esfuerzos de compresión y tensión, deformaciones y plasticidad.

Los esfuerzos compresivos pueden medirse numéricamente mediante factores de compresibilidad, los cuales no son más que reducciones relativas en el volumen de la roca cuando la presión incrementa. Visto desde otro enfoque, es la disminución del volumen de espacio poroso. La compresibilidad es tan importante que los cambios ocurridos por este fenómeno no pueden considerarse despreciables.

La plasticidad, por ejemplo, es una de las propiedades mecánicas más importantes ya que llega a generar problemas interesantes en geología, pues forman estructuras y deformaciones que interrumpen la continuidad de las rocas, como pliegues y hasta fracturas que origina problemas en la ingeniería de yacimientos.

3.21 Viscosidad

En el flujo de fluidos no solo intervienen propiedades petrofísicas como la permeabilidad y las fuerzas capilares, sino también las propiedades de los fluidos que intentan pasar a través del medio poroso. Una de estas características es la viscosidad, la cual es función de la composición, de la presión y de la temperatura.

3.22 Densidad

Otra propiedad de los fluidos importante en el flujo de ellos en el medio poroso es la densidad. La densidad API o los grados API (American Petroleum Institute) denotan la relación entre el peso específico y la capacidad de flujo de los crudos respecto al agua, o dicho de otra manera, es una medida que describe qué tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Se puede señalar que lo ideal es que el hidrocarburo sea de ligero a mediano, en un rango de grados API de 22 a 30 o más.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA PARA ESTABLECER UNIDADES DE FLUJO EN UN YACIMIENTO PETROLERO

Respecto a la identificación de unidades de flujo dentro de un sistema hidráulico, los autores sugieren realizar un análisis geológico y petrofísico que genere un modelo del comportamiento y distribución de las unidades existentes en el área de estudio.

Para ello, los autores S.R. Jackson, et al.¹⁴, proponen que un modelo de unidades de flujo debe incorporar toda la información geológica y petrofísica disponible del yacimiento para proporcionar una descripción de la compleja arquitectura del yacimiento así como de la variación de sus parámetros.

El uso de este modelo es principalmente para predecir la producción en los procesos de recuperaciones secundaria y terciaria.

En la literatura de los estudios realizados por Davies, Vessell y Auman¹⁷ se encuentran aportaciones respecto a la forma de identificar unidades de flujo en un yacimiento. Para lograrlo proponen integrar los datos recopilados que consideran la distribución de los tipos de roca y sus propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y saturación de agua), hasta hallar zonas isótropas a lo largo de toda el área de estudio.

Existen varias metodologías que permiten establecer unidades de flujo en un yacimiento propuestas por diferentes autores, entre ellos Amabeoku y Kersey⁷, Davies y Vessell^{2 y 17}, Heam^{3 y 4}, Ebanks Jr.^{3 y 5}, Gunter¹¹ y Abbaszadeh¹⁸. Ellos proponen procedimientos que requieren de la determinación y análisis directo o indirecto de las propiedades geológicas y petrofísicas que influyen en la distribución y comportamiento de las unidades hidráulicas, todas ellas previamente citadas en los Capítulos II y III de esta tesis.

A continuación se presentan dos metodologías que permiten alcanzar el objetivo de la tesis. La primera de ellas es una propuesta que se hace en esta tesis y se trata de un compendio de procedimientos propuestos por algunos de los autores antes mencionados. Dicho estudio se basa en un proceso que requiere suficiente tiempo para su elaboración ya que es necesario realizar un análisis detallado de las muestras de roca recuperadas de los pozos así como de una adecuada interpretación de los registros geofísicos de pozos disponibles. El modelo de unidades hidráulicas obtenido mediante este método resulta altamente eficiente debido a que considera una gran cantidad de información previamente revisada y seleccionada.

La segunda metodología es la propuesta por Gunter¹¹ y se trata de un método sencillo y rápido, que aplica a la perfección si lo que se requiere es realizar únicamente una estimación aproximada de la ubicación y propiedades de las unidades de flujo, ya que sólo requiere de los valores de porosidad y permeabilidad de la mayor cantidad posible de muestras de roca. Su desventaja es la poca precisión en los resultados obtenidos debido a que no profundiza en las propiedades petrofísicas ni geológicas del yacimiento.

Una manera de mejorar este método es realizando pruebas de presión capilar detalladas sobre algunas muestras representativas de la formación que permitan determinar algunas

propiedades petrofísicas muy importantes para el establecimiento de las unidades de flujo, como son: la distribución de las gargantas de poro, la saturación de agua irreductible y las propiedades de flujo o interferencia de la roca, lo que permitirá disponer de una mejor caracterización de las muestras. Sin embargo, aún con este complemento, el método carece de precisión al compararlo con el propuesto. Por esta razón, conviene reiterar que su uso es sólo para obtener un bosquejo del modelo real.

El propósito de esta tesis es establecer una manera de determinar unidades de flujo con base en la variación espacial de las propiedades de las rocas, así como de aspectos que permitan tomar una decisión acerca de cuál de la información disponible servirá para representar mejor el comportamiento del yacimiento.

4.1 Organización de datos

Es importante organizar la información acumulada de cada núcleo de manera correcta y fácil de manejar, ésto permitirá unificarla; teniendo la precaución de estar usando una misma escala en todos los valores de cada propiedad obtenida.

Se deben reclasificar los datos, esto es, establecer aquellos intervalos en los cuales se encuentre la información más representativa y se despreciarán todos aquellos que salgan del rango previamente establecido, el cual dependerá del interés económico que represente.

Se recomienda dividir la formación en pequeñas porciones para evitar variaciones por cambios geológicos o estratigráficos.

Una vez que se estén manejando gráficas de datos se sugiere realizarlas sobre papel transparente (ya sean en escala normal o logarítmica) para cada parámetro y posteriormente compararlas con el resto mediante superposición con el fin de identificar una tendencia general en todo el yacimiento.

4.2 Metodología propuesta en esta tesis

La siguiente técnica se basa en la identificación de rocas con iguales propiedades petrofísicas y geológicas, para ello se deben observar las características de la geometría del poro como: cuerpo de poro, diámetro de poro, forma, aspecto (tamaño de cuerpo/tamaño de garganta) y el número de gargantas por poro.

La técnica se basa en tres aspectos:

1. Describir el modelo de la geometría de los poros.
2. Describir el modelo de tipos de roca.
3. Describir el modelo geológico-petrofísico de las unidades de flujo.

Esta información se utilizará para desarrollar el perfil estratigráfico vertical de los intervalos muestreados para posteriormente integrarlos a los datos obtenidos de los registros, extrapolarlos y crear un modelo que incluya a los pozos muestreados y a los no muestreados. Conviene señalar que antes de empezar con éste o cualquier otro estudio, es necesario tener el marco geológico de la zona.

4.2.1 Identificar el modelo de la geometría de los poros

El modelo de tipos de poro de un yacimiento se realiza con base en un análisis 3D de las características del sistema poroso, con este estudio realizado a todas las muestras (previamente seleccionadas) se puede obtener la estructura porosa y a su vez obtener porosidades y permeabilidades.

Para determinar el tipo de poro se requiere obtener un núcleo pequeño (1pg de largo) proveniente de cada muestra convencional de roca del fondo o de pared de pozo. De forma individual se determina el tipo de poro de cada núcleo pequeño clasificándolos según los siguientes parámetros:

- Forma y tamaño del cuerpo del poro.
- Tamaño de la garganta de poro.
- Proporción entre el cuerpo de poro y la garganta de poro. Este parámetro es un control fundamental para el desplazamiento de hidrocarburos.
- Número de gargantas de poro que posee cada cuerpo de poro.
- Arreglo poroso. Es el detalle de la distribución de los poros de una muestra.

Para la obtención de los parámetros enlistados se usa un microscópico electrónico de barrido (scanner), con el cual se deben detallar, capa a capa, al menos de 100 a 150 muestras pequeñas de roca (todas ellas correspondientes a una misma ubicación).

En el caso de los yacimientos que se encuentran en clastos, se usa adicionalmente un análisis de difracción de rayos X, que provee mediciones directas del volumen de lutitas y arcillas, tamaños de grano y composición mineral.

Dicho volumen de lutitas se mide con ayuda de indicadores calibrados a partir de la interpretación de los análisis petrofísicos. Realizar este procedimiento es muy importante para arenas con mineralogía y litología compleja, ya que el resultado obtenido de los registros suele ser afectado a menor concentración de componentes de lutita, como arenas radioactivas (feldespatos ortoclásticos), micas y fragmentos de rocas metamórficas, minerales pesados (como piritita y siderita) y granos con alto contenido de hidrógeno como los fragmentos de roca ígnea y metamórfica.

Los métodos tradicionales de estimación de volumen de lutitas usan rayos gamma o la densidad aparente de la matriz, pero todos ellos pueden generar errores debido a que con estas técnicas se sobreestima el volumen real de lutitas, por esta razón se recomienda el uso de la difracción de rayos X.

Una vez que ya se cuenta con estos parámetros es posible identificar los distintos tipos de poro que pueden llegar a contener las muestras de roca, pero como frecuentemente una sola muestra presenta varios tipos de poro es necesario hacer uso del análisis con el microscopio electrónico de barrido, con los cuales es posible determinar en que proporción se encuentra presente cada tipo de poro en cada muestra.

4.2.2 Identificar el modelo de los tipos de roca

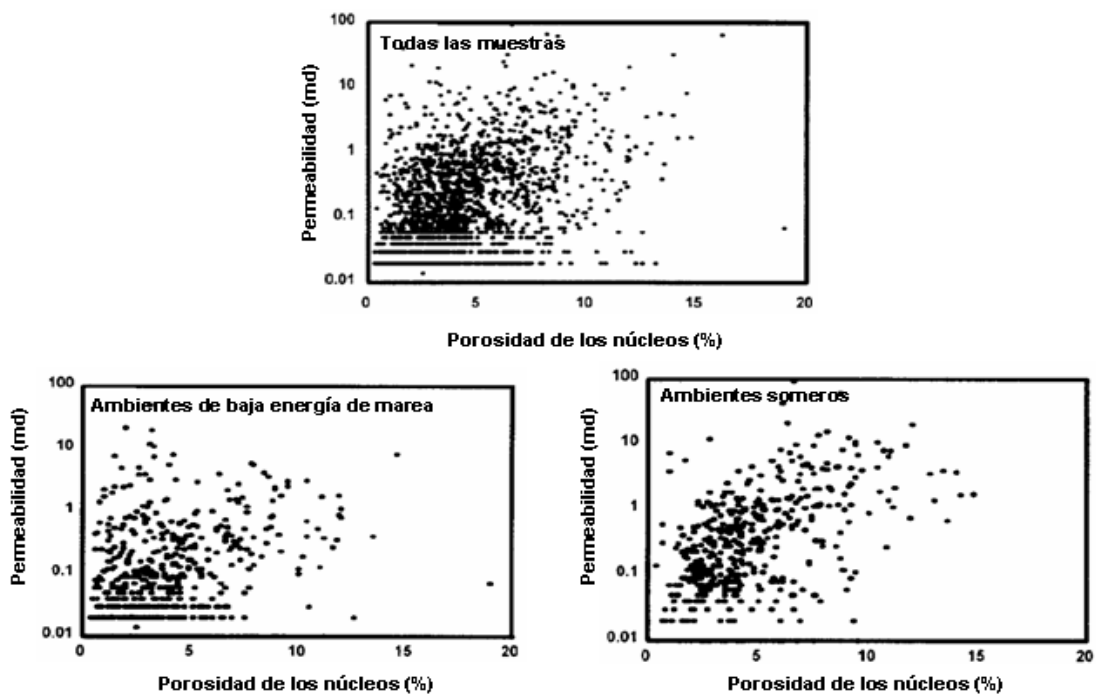
Al hablar de tipos de roca se refiere a unidades de roca que se caracterizan por poseer una única estructura porosa (no necesariamente un mismo tipo de poro), única relación porosidad-permeabilidad y misma relación presión capilar-saturación de agua por encima del contacto agua-hidrocarburos o del nivel de agua libre.

Cada porción de roca posee diversos tipos de poro y para clasificarlas se debe tomar como base la abundancia volumétrica relativa de cada tipo de poro presente en cada porción, la cual se determina con el scanner, procurando identificar una relación entre las propiedades geológicas y las petrofísicas de cada tipo de roca encontrada y cabe mencionar que ésta es un labor complicada ya que en muchos de los yacimientos de areniscas y carbonatos no existe relación alguna debida a los procesos diagenéticos que modifican la geometría de los poros y alteran la porosidad primaria, originando

entonces la presencia de rangos de porosidad y permeabilidad similares en ambientes sedimentarios diferentes. Un ejemplo de esto se muestra a continuación, el cual corresponde al yacimiento carbonatado ubicado en la Unidad North Robertson al oeste de Texas¹⁷.

En la **Figura 4-1**, se muestran las gráficas de porosidad y permeabilidad de núcleos recuperados en los principales ambientes sedimentarios de la Unidad, la cual posee una estructura geológica compleja al encontrarse en una zona con variedad de ambientes de depósito. Se observa que a pesar de las diferencias sedimentológicas se presentan propiedades petrofísicas muy parecidas.

Es este ejemplo se observa una gran similitud entre las correlaciones de cada ambiente sedimentario, para éste y otros casos semejantes con estructuras porosas complejas, se recomienda hacer una clasificación y caracterización en términos de la geometría de los poros de las rocas y no en términos de su litología ni ambientes de depósito.



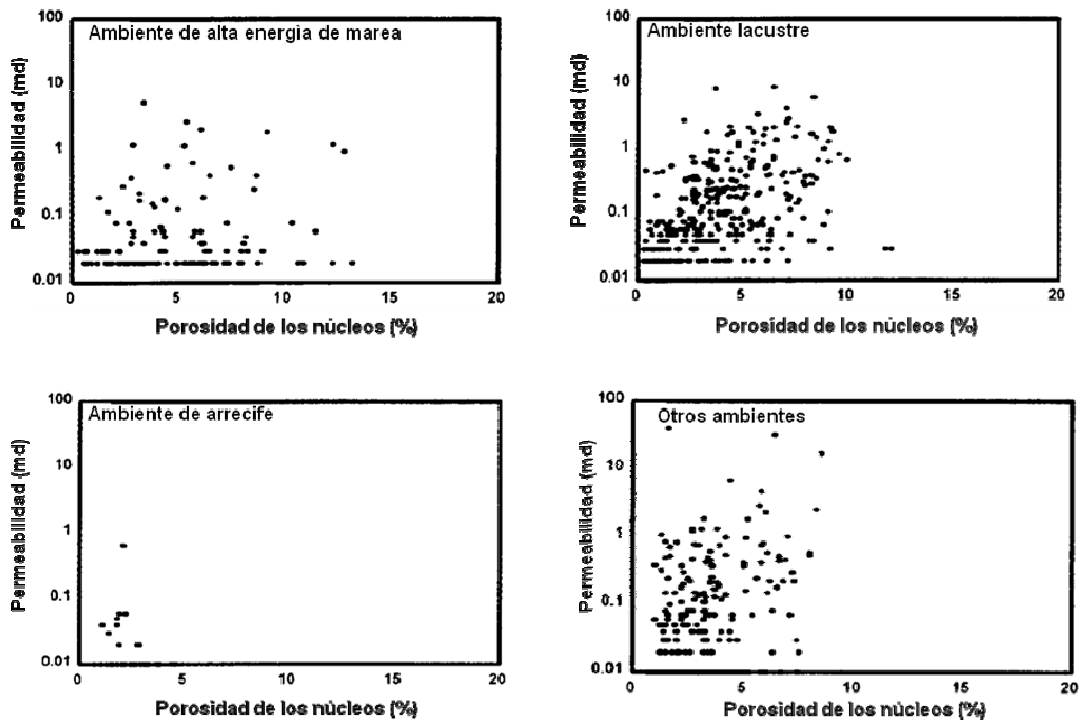


Figura 4-1. Gráficas porosidad-permeabilidad obtenidas con datos de núcleos para diferentes ambientes sedimentarios correspondientes a la Unidad North Robertson¹⁷

Para corroborar que cada tipo de roca identificada esté debidamente clasificada de acuerdo a sus propiedades, se procede a retomar información proveniente de los registros geofísicos de pozo.

Se grafica el logaritmo del valor absoluto de R_{xo}/R_t vs la densidad aparente de cada muestra, se localizan en el gráfico los tipos de roca previamente encontrados y se verifica que cada una de ellas se encuentre en una región delimitada. Para ejemplificar este tipo de gráficas, observe la **Figura 4-2**, la cual presenta el gráfico de LOG (R_{xo}/R_t) vs RHO_{maa} del Campo Wilmington en California, en el se pueden observar 4 tipos de roca que se encuentran ubicados en 3 áreas delimitadoras.

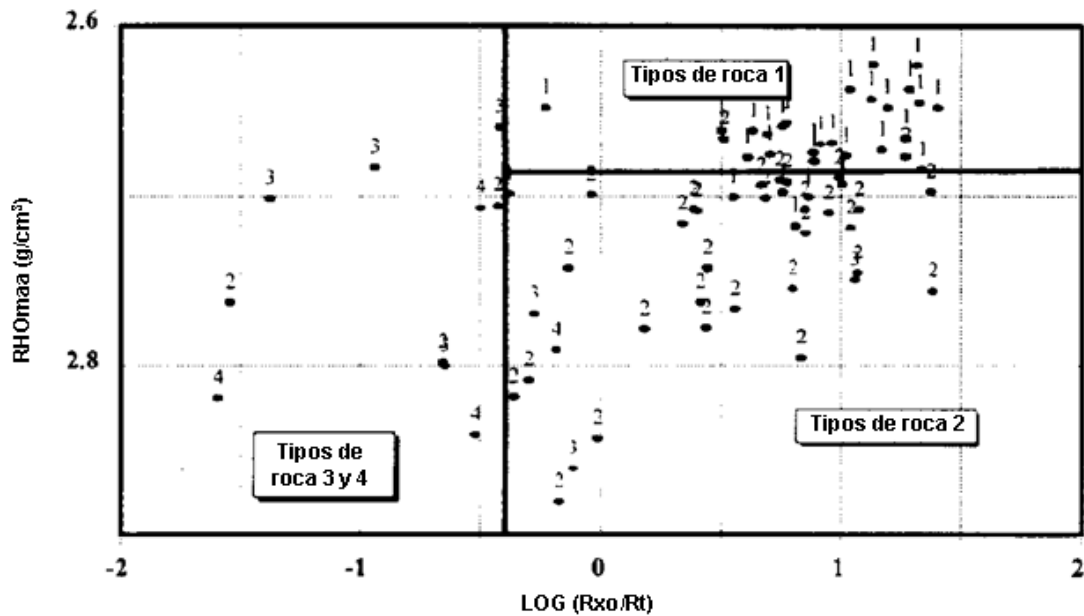


Figura 4-2. Gráfica LOG(Rxo/Rt)-RHOMaa obtenida con datos de los registros de pozo¹⁷

Ya que se tienen bien establecidos los tipos de roca, se preparan gráficas log-log de los valores de ϕ y k de las muestras correspondientes a cada tipo de roca, se ajusta una línea a la tendencia de puntos mediante métodos de regresión y se determina la ecuación correspondiente. La pendiente de cada línea dependerá del tipo de roca, entre mayor sea la pendiente mejor será su capacidad de flujo. La línea y ecuación que se ajusten a los puntos servirán también para realizar estimaciones de permeabilidad de otras muestras o intervalos a partir de la porosidad efectiva y el tipo de roca al que pertenezcan.

Un ejemplo de este tipo de gráficos¹⁷ se presenta a continuación en la **Figura 4-3**. En primera instancia, se graficaron todos los pares (ϕ, k) disponibles de las muestras y posteriormente se separaron y graficaron de acuerdo al tipo de roca.

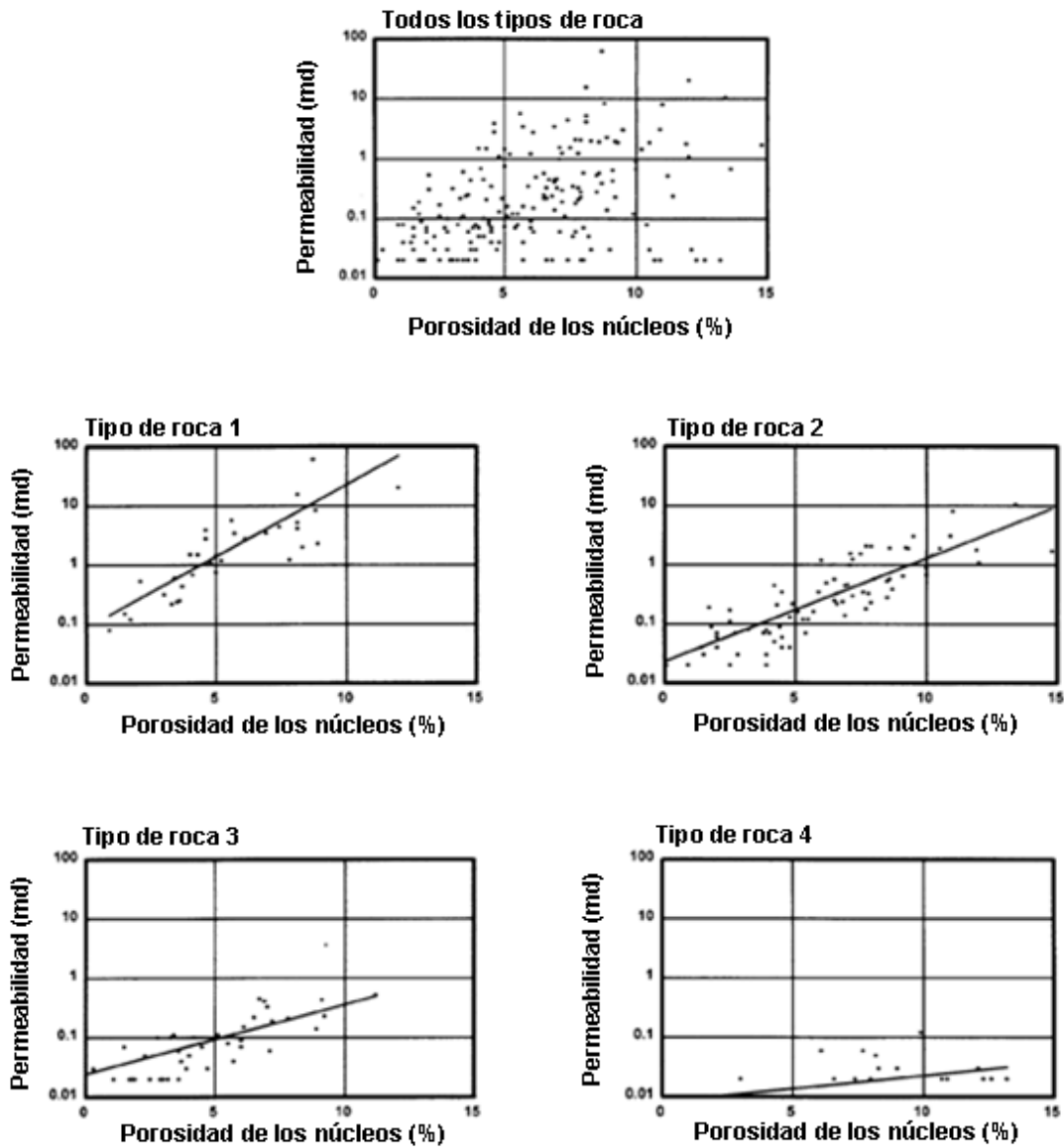


Figura 4-3. Gráficas porosidad-permeabilidad de cada tipo de roca, correspondientes a la Unidad North Robertson, obtenidas con datos de núcleos¹⁷

Con los valores de porosidad efectiva y las correlaciones porosidad-permeabilidad o las respectivas ecuaciones obtenidas a partir de las rectas ajustadas, se puede calcular la permeabilidad para cada grupo identificado, así como el índice de calidad del yacimiento (RQI), la relación volumen de poro-volumen de grano (ϕ_z) y, finalmente se puede obtener el indicador de la zona de flujo (FZI). Este último concepto permitirá agrupar aquellas zonas con propiedades hidráulicas similares que conforman una unidad hidráulica. Los parámetros mencionados engloban propiedades del medio poroso como: porosidad efectiva (ϕ_e), permeabilidad (k), tortuosidad y factor de tipo de poros:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad \text{Ec. 4-1}$$

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad \text{Ec. 4-2}$$

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \quad \text{Ec. 4-3}$$

Todas las muestras del mismo tipo de roca deberán tener el mismo valor de FZI o, por lo menos, se encontrarán dentro de un rango de valores FZI predeterminado a identificar una sola unidad.

Para complementar el modelo de tipos de roca, es necesario conjuntar la información anterior con la de los registros de rayos gamma, los fotoeléctricos, los de densidad, los neutrón de porosidad, los laterolog y cualquier otra información disponible de los pozos, como la correlación de posición dentro el yacimiento, los intervalos productores y sus historias de producción (si es que el yacimiento ya esta siendo explotado).

Las ventajas de generar un modelo de tipos de roca con base en la geometría del sistema poroso son las siguientes:

- Permite localizar los tipos de roca presentes en el yacimiento y, a su vez, conocer la eficiencia de barrido de los hidrocarburos a través de ellas.
- Determina la permeabilidad de cada tipo de roca a partir de la porosidad obtenida mediante registros geofísicos.

La importancia de identificar los tipos de roca existentes en una formación se basa en que con frecuencia se pueden encontrar intervalos con características geológicas semejantes que sugieren un mismo sistema hidráulico, pero que al analizar las características petrofísicas de tales secciones se descubren propiedades de flujo totalmente distintas. Un ejemplo de esto se presenta en la **Figura 4-4**; preparada con información del pozo UP901B del Campo Wilmington en California. El registro de rayos gamma se compara con la columna de tipos de roca encontrada y con algunas características petrofísicas de dicha columna.

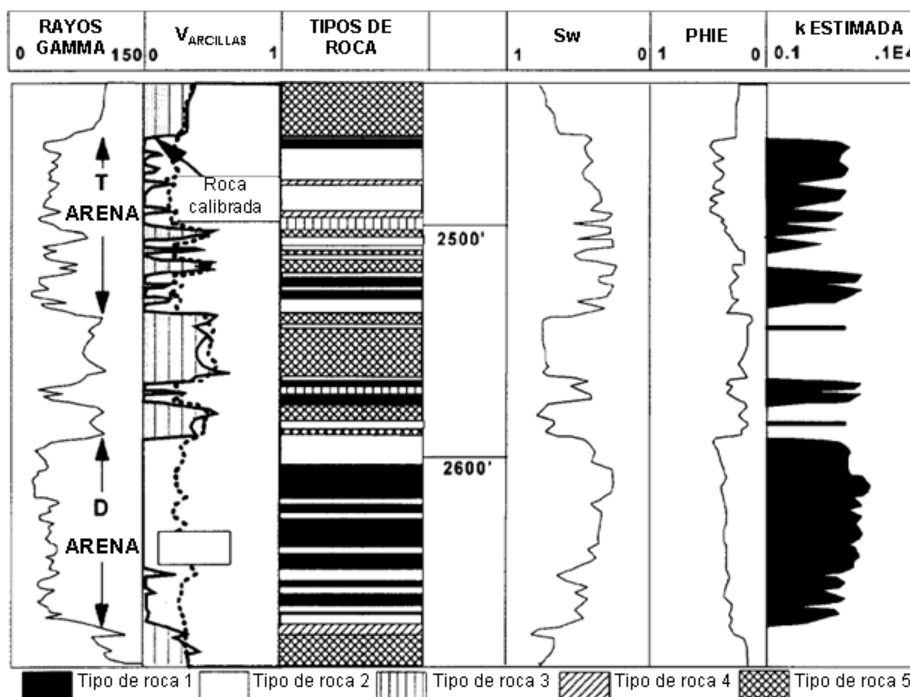


Figura 4-4. Tipos de roca y propiedades petrofísicas del pozo UP901B del Campo Wilmington en California¹⁷

En el registro se señalan las zonas productoras T y D, las cuales se aprecian como intervalos geológicamente iguales al encontrarse en arenas, pero al observar la columna de tipos de roca asociada, se nota que en la zona T están presentes 5 tipos de roca y en la zona D sólo 2 de ellas y por tanto a pesar de que ambas zonas se encuentran en arenas y con propiedades geológicas similares, presentan diferentes propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) y por tanto su eficiencia de flujo es diferente.

4.2.3 Identificar el modelo de unidades de flujo

Una vez que se han calculado los valores FZI de cada tipo de roca, se puede considerar que cada uno de estos tipos constituye una unidad de flujo y, por tanto, se está en posibilidad de proponer una correlación sedimentológica-petrofísica para cada una de ellas. Para conseguirlo se usan distribuciones geoestadísticas u otras asociaciones que dependerán de la variación litología de cada unidad.

Para diferenciar la litología de cada unidad de flujo es conveniente realizar un gráfico de densidad aparente de matriz (R_{homa}) vs Factor fotoeléctrico del volumen de matriz (U_{ma}) como el que se muestra en la **Figura 4-5**. Por medio de la figura se puede conocer la proporción de dolomitas, cuarzo, calcitas y anhidritas u otros componentes presentes en las muestras.

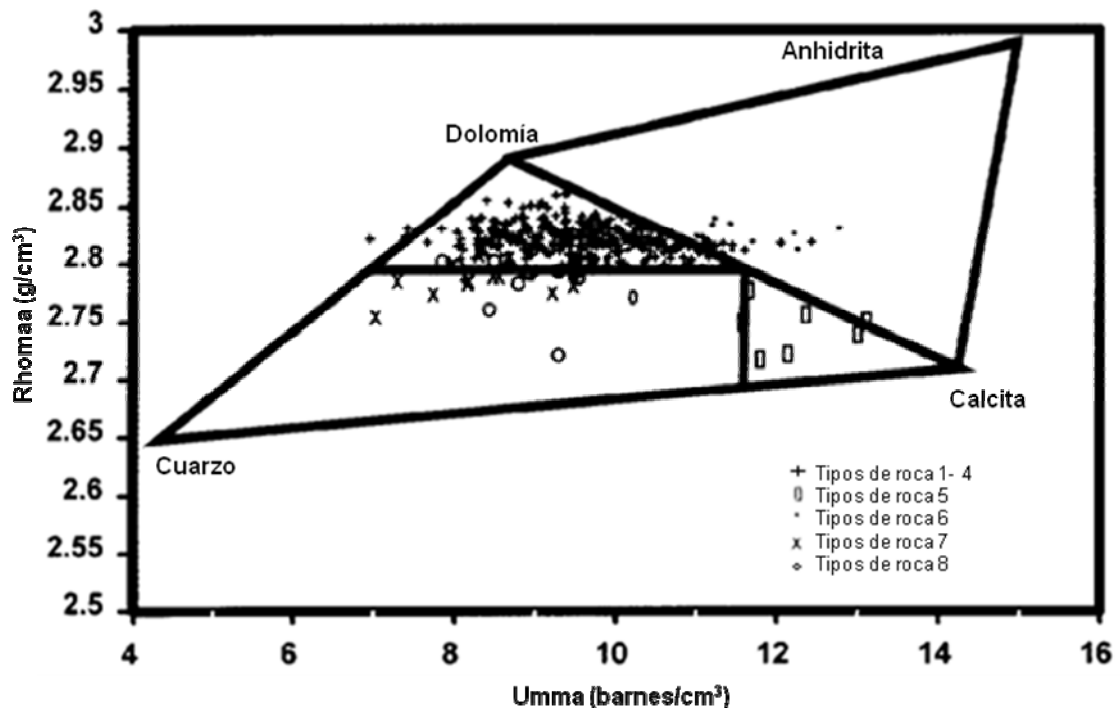


Figura 4-5. Gráfico de densidad aparente de matriz vs factor fotoeléctrico de volumen de matriz¹⁷

A continuación se genera una columna de las unidades hidráulicas presentes en cada pozo (muestreado o no muestreado), ver **Figura 4-7**, la cual describe la correlación de unidades de flujo de tres pozos del Campo Hartzog Draw. Estas columnas servirán para correlacionar la información de pozo a pozo hasta cubrir el área total evaluada.

Para correlacionar las columnas de unidades de flujo se debe tener en cuenta que por más compleja que sea la geología del yacimiento, éstas siempre presentan alguna tendencia en la distribución de las principales unidades de flujo. Sin embargo, en la mayoría de los casos las unidades se encontrarán distribuidas de tal forma que las de mayor espesor alternan con aquellas unidades de menor espesor y abundancia, es decir, que los yacimientos presentan grandes variaciones metro a metro y por ello resulta prácticamente imposible realizar un modelo bien detallado del mismo.

Es por esta razón que resulta necesario realizar simplificaciones en la estructura original del modelo de tipos de rocas y asumir la existencia de capas continuas con propiedades geológicas y petrofísicas uniformes de mayor espesor.

Aún con las suposiciones consideradas, el modelo de unidades de flujo debe contar con las capas suficientes que representen la variación vertical de la permeabilidad para poder utilizarlo en diversos simuladores, especialmente para aquellos que se usan en los proyectos de inyección de fluidos al yacimiento, ya que si no se cuenta con un modelo adecuado se pueden generar errores que ocasionen daños a la formación durante el proceso de recuperación secundaria o mejorada. Por citar un ejemplo se mencionará la inyección de CO₂, un gas tan ligero que tiende a desplazarse hacia las zonas más altas, este efecto podría incrementarse si el modelo usado en la simulación no hubiese considerado la presencia de capas altamente permeables en la cima.

Otro factor muy importante a considerar en el desarrollo del modelo de las unidades hidráulicas es la sedimentación cruzada (si es que existe en el yacimiento bajo estudio), ya que el efecto que este fenómeno origina en el comportamiento del simulador durante una prueba de inyección para recuperación secundaria o terciaria es considerable. Sin embargo, incluir la sedimentación cruzada no es una tarea fácil, esta es la razón por la cual el método propuesto de identificación de unidades de flujo de esta tesis no lo considera.

Las fronteras de cada unidad de flujo se deben caracterizar por cambios de facies y cambios en la tendencia de la permeabilidad de las muestras analizadas. Las propiedades medias de cada unidad de flujo deberán variar conforme cambia la composición y la textura de las facies que las conforman y las modificaciones diagenéticas del sistema poroso.

Por lo general, las unidades de flujo hidráulico no se encuentran aisladas, sino que están comunicadas entre sí. Es por ello que el procedimiento de correlación y designación de unidades de flujo es algo subjetivo, pero cuando se construyen varias secciones transversales del yacimiento es posible detectar patrones de continuidad consistentes y repetitivos.

Una unidad de flujo nunca quedará definida por un único valor de las propiedades petrofísicas, sino que quedarán conformadas por ciertos rangos de porosidad y permeabilidad que ocurren de manera particular en dicha sección de la secuencia sedimentaria, los cuales quedarán subdividiendo al yacimiento en capas a lo largo del mismo y presentarán diferentes cualidades de transmisibilidad de fluidos (lateral y vertical).

Para definir las unidades de flujo no debe basarse sólo en las características geológicas ni en la variación vertical de las propiedades petrofísicas, sino también en las variaciones horizontales, especialmente de las porosidades y las permeabilidades.

Para ejemplificar un modelo de unidades de flujo y sus beneficios se presenta la **Figura 4-6**, donde se puede observar un concepto geológico típico y un concepto geológico con unidades de flujo. En el primero de ellos, la explotación del yacimiento se diseña únicamente con base en la información proporcionada por los registros de pozo, respecto a las áreas con mayor saturación de aceite. Sin embargo, con el concepto del modelo de unidades de flujo, se puede realizar un diseño en el cual se coloquen los pozos productores en zonas estratégicas, como las partes superiores o centrales de las unidades con mayor potencial y consiguiendo atravesar el mayor número de ellas, instalando pozos con terminaciones sencillas selectivas o dobles y a los pozos inyectores en las partes bajas de las mismas, lo que mejora la eficiencia de barrido, tomando en cuenta el efecto por la diferencia de densidad entre el aceite y el fluido inyectado.



Figura 4-6. Comparación entre un concepto geológico típico y un concepto geológico con unidades de flujo

Una vez que se tiene la distribución de las unidades de flujo es necesario dividir al yacimiento en áreas geológicas similares y desarrollar un prototipo de pozo para cada una de ellas. El prototipo debe mostrar el orden en que se irán encontrando las unidades de flujo durante la perforación; desde superficie hasta el fondo y considerando sus espesores. Un ejemplo de prototipo de pozos son los que se muestran en la **Figura 4-7**. Los pozos pertenecen al Campo Hartzog Draw, el cual presenta arealmente tres zonas

geológicas con propiedades similares (Este, Central y Oeste) y 5 unidades de flujo diferentes³:

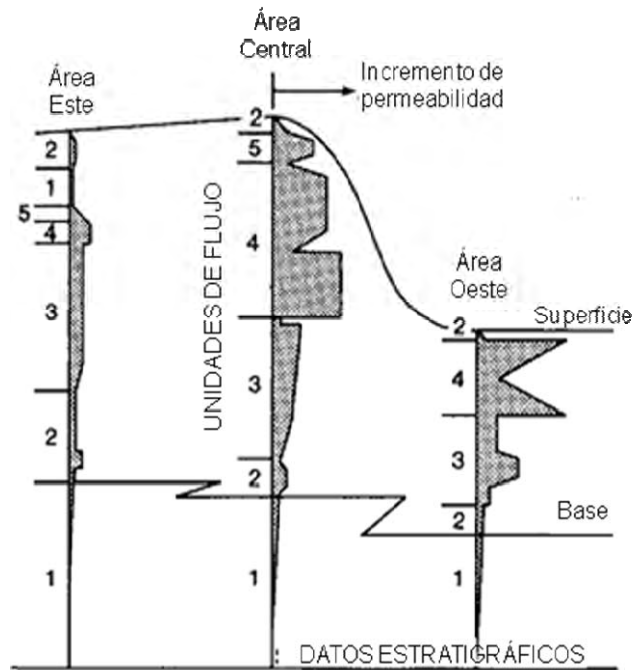


Figura 4-7. Correlación de cinco unidades de flujo en tres pozos del Campo Hartzog Draw³

También es recomendable elaborar un mapa para cada unidad, en el que se ilustre la distribución de las propiedades petrofísicas más importantes que posee, incluyendo la distribución del tipo de roca que la caracteriza. Esto permitirá identificar rápidamente las áreas del yacimiento con mayor o menor potencial.

Para el caso de un yacimiento maduro y heterogéneo, la caracterización se obtiene básicamente de registros geofísicos porque no de todos los pozos se recuperan núcleos. Las unidades de flujo se determinarán mediante correlación entre los registros de pozo disponibles y la porosidad y saturación mediante interpretación de los registros geofísicos, dejando un rango grande de incertidumbre. Posteriormente, se desarrolla un registro-modelo que permitirá predecir la permeabilidad y otros parámetros de productividad.

4.3 Metodología propuesta por Gunter¹¹

El otro método usado para la identificación de las unidades de flujo es un procedimiento gráfico muy sencillo que se basa en el cálculo de R_{35} . Este factor permite generar curvas que representan a todas aquellas muestras con el mismo valor de R_{35} . El valor R_{35} de una muestra es el radio de garganta de poro en micrones, medido cuando la muestra se encuentra saturada al 35% de mercurio durante la prueba de presión capilar con inyección de mercurio o bien se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Log}R_{35} = 0.732 + 0.588 * \log(k) - 0.864 * \log(\phi) \quad \text{Ec. 4-4}$$

Donde la permeabilidad (k) se encuentra en milidarcies y la porosidad (ϕ) en porcentaje. Si dos o más muestras presentan el mismo valor de R_{35} indica que éstas pertenecen al mismo tipo de roca.

Otro factor imprescindible para este método es la relación k/ϕ , la cual es una medición relativa de la rapidez de flujo en el yacimiento; es una simplificación del concepto de difusibilidad, la cual no requiere de la viscosidad ni de la compresibilidad total.

En forma breve, el método consta de 5 pasos que llevan a identificar unidades de flujo respetando el marco geológico y mantienen metro a metro las características del estrato. Las unidades resultan tan representativas que pueden usarse en la aplicación de algún simulador de flujo. El procedimiento es el que sigue:

- 1.- Identificar los tipos de roca en un gráfico de porosidad vs permeabilidad, incluyendo las curvas de iso- R_{35} .
- 2.- Construir un gráfico SMLP (Stratigraphic Modified Lorenz Plot) de todas las muestras. Esto es la representación gráfica de la capacidad de flujo (kH) en % vs la capacidad de almacenamiento (ϕH) en %, ordenados según la secuencia estratigráfica existente.
- 3.- Seleccionar, de forma preliminar, los intervalos o unidades de flujo con características semejantes tomando como base los puntos de inflexión de la gráfica anterior. Estas unidades de flujo preliminares deben verificarse considerando las curvas R_{35} y las relaciones k/ϕ .
- 4.- Preparar una gráfica SFP (Stratigraphic Flow Profile), la cual consiste de una correlación entre la curva de Rayos Gamma con parámetros que resultan de la descripción y análisis general de los núcleos, como la porosidad, la permeabilidad, el factor R_{35} , la relación k/ϕ , la capacidad de almacenamiento (ϕH) y la capacidad de flujo (kH).
- 5.- Elaborar una gráfica MLP (Modified Lorenz Plot) del porcentaje de capacidad de almacenamiento vs porcentaje de capacidad de flujo, semejante a la del punto 2, pero esta vez identificando las unidades evidentes en cada punto de inflexión.

Para mayor claridad de este método se presenta un ejemplo de su aplicación en el Capítulo V.

CAPÍTULO V EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LAS UNIDADES DE FLUJO EN YACIMIENTOS PETROLEROS

En este capítulo se presentan ejemplos de la aplicación de la metodología propuesta para hacer una predicción mejorada de la distribución de permeabilidades y unidades hidráulicas de yacimientos con gran variación de litología y porosidades, enfocándose principalmente en los dos tipos de yacimientos que se pueden encontrar: los carbonatados y los clásticos. También se presenta un ejemplo de aplicación del método gráfico propuesto por Gunter a un yacimiento carbonatado.

Los yacimientos carbonatados pueden ser colosales a pesar de que sus poros suelen ser microscópicos y su permeabilidad de matriz muy baja; sin embargo, los fluidos fluyen a través de sus fracturas de manera muy fácil, a diferencia de los yacimientos clásticos que manejan valores de porosidad y permeabilidad mayores y en general poseen propiedades petrofísicas mejor delimitadas y bien distribuidas.

Las rocas siliciclásticas se forman a medida que los sedimentos son generados, desplazados, se depositan y posteriormente se litifican (por la diagénesis, principalmente por compactación y/o cementación) formando una roca sólida, esto las hace relativamente sencillas (en cuanto a su litología) con respecto a las rocas carbonatadas que se desarrollan a través de sedimentos biogénicos, formados por actividad biológica, como la creación de arrecifes y la acumulación de restos de organismos en el fondo marino, otros tipos se forman a medida que el agua se evapora de las cuencas poco profundas. Normalmente los fragmentos que componen la mayor parte de los carbonatos no han viajado o lo han hecho mucho menos que los sedimentos clásticos.

A pesar de la complejidad que representan, se ha investigado mucho para superar el latente problema de los yacimientos carbonatados debido a la importancia económica que presentan, especialmente en los campos gigantes y súper gigantes como algunos de México y del Medio Oriente. Los beneficios potenciales de estos estudios son grandes

ya que alrededor del 60% de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en yacimientos carbonatados.

Los carbonatos se encuentran compuestos por un limitado grupo de minerales, preferentemente calcita y dolomita, a diferencia de las rocas clásticas que contienen gran variedad de minerales y partículas de cuarzo, feldespatos, arcillas, fragmentos de rocas preexistentes y restos de plantas y animales. Estas diferencias dan como resultado sistemas de clasificación completamente diferentes. Las rocas clásticas se distinguen por su composición y tamaño de granos y los carbonatos por su textura depositacional, sus tipos de grano o de poro, la composición y su diagénesis. Este último factor es importante en los carbonatos porque durante este proceso puede llegar a modificarse, de manera significativa, la permeabilidad, ya que son altamente susceptibles a la disolución y por tanto a la formación de nuevos espacios y si ese fenómeno se presenta a lo largo de fracturas puede llegar a producir grandes cavidades.

Normalmente la diagénesis clástica no implica cambios en la mineralogía, pero en los carbonatos se presenta frecuentemente el reemplazamiento de calcita y aragonita por dolomita, mineral que puede mejorar las características productoras. Al analizar las muestras de los núcleos o los registros geofísicos de pozo de rocas carbonatadas se puede observar a simple vista la gran variedad de tipos y tamaños de poros y la irregularidad de su distribución, no así en las rocas clásticas donde se observan porosidades intergranulares distribuidas de manera uniforme o con tendencia definida en toda la matriz. En los carbonatos pueden llegar a presentarse varios tipos de porosidad, desde niveles microscópicos hasta grandes cavidades que hacen difícil la tarea de estimar la porosidad y permeabilidad de estos sistemas.

Por todo lo anterior, se puede concluir que es más fácil identificar unidades de flujo en yacimientos clásticos que en los carbonatados debido a la naturaleza de los mismos. Y por esa razón a continuación se presenta un ejemplo para cada caso, aplicando la técnica que se describió en el Capítulo IV.¹⁹

5.1 Yacimiento carbonatado de plataforma somera, de baja porosidad¹⁷

De todo el volumen de aceite descubierto en Estados Unidos, un séptimo se encuentra en yacimientos carbonatados de plataforma somera, esto representa cerca de 68,000 MMB, de los cuales se han producido cerca de 20,000 MMB por producción natural y sólo se podrían producir otros 4,000 MMB por producción secundaria y/o mejorada. El problema de la baja eficiencia de recuperación de los yacimientos carbonatados de plataforma somera no solo ocurre en EU sino también en el resto del mundo. Este tipo de yacimientos presentan las siguientes características:

- Son altamente heterogéneos y relativamente baja porosidad y baja permeabilidad.
- Son yacimientos con poca continuidad vertical y horizontal y, por tanto, se tiene poca eficiencia de barrido.
- Surgimientos tempranos de agua durante la producción de ciertas áreas, en etapas de recuperación secundaria.
- Las porosidades y saturaciones determinadas mediante la interpretación de registros geofísicos de pozo no revelan las propiedades reales del yacimiento.

El ejemplo que a continuación se presenta es el yacimiento Unidad North Robertson, en donde se encuentran las características antes mencionadas. En esta Unidad se ha instalado un gran sistema de inyección de agua para mejorar la producción desde los

años 80's. El yacimiento tuvo su periodo de producción primaria a partir de 1954 y hasta 1987, la inyección de agua se inició en 1987.

La Unidad tiene una magnitud de 5,633 acres, se han perforado 259 pozos y ha utilizado arreglos de inyección de agua de 40 acres-5 pozos, actualmente se tienen 144 pozos productores y 109 inyectores.

El volumen estimado de aceite original es de 260 MMB con factor de recuperación total de 13.5% del cual 7.5% corresponde a producción primaria y 6% a producción secundaria. El espesor del yacimiento es de 1400 pies, del cual más del 90% presenta una litología uniforme de dolomías, pero todo este intervalo se caracteriza por tener una estructura porosa compleja, que generó una gran variedad de capas en la columna geológica, tal como se muestra en la **Figura 5-1**:

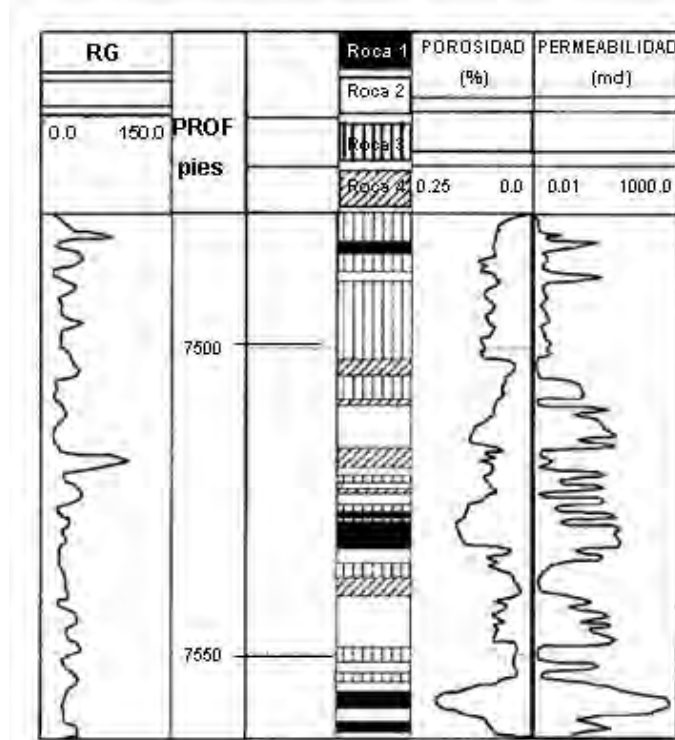


Figura 5-1. Respuesta del registro geofísico de RG, distribución vertical de los tipos de roca identificados y perfiles de porosidad y permeabilidad en la Unidad North Robertson¹⁷

Este yacimiento se caracteriza por la discontinuidad de los intervalos con hidrocarburos y su alta saturación de aceite residual de entre 35% y 60%. El mayor de los retos que presenta este yacimiento es el de tratar de estimar sus porosidades y saturaciones a partir de los registros geofísicos, que como ya se mencionó éstos no describen correctamente las propiedades de las rocas carbonatadas.

5.1.1 Influencia del ambiente sedimentario y los procesos diagenéticos

El impacto de los ambientes de depósito y diagénesis de este yacimiento fueron muy significativos ya que el depósito se originó bajo varios ambientes; desde aquellos correspondientes a la línea de costa hasta los de plataforma marina somera. Durante este proceso se presentaron pequeñas fluctuaciones verticales en el nivel del mar, las cuales causaron migración lateral de las facies, como resultado se originó una columna

sedimentaria con alternación de estratos depositados en diferentes ambientes. Posteriormente se hicieron presentes los efectos de la diagénesis ocasionando:

- Dispersión o pérdida de los sedimentos en los límites de las facies, lo que impide apreciar fácilmente el cambio de estrato.
- Reducción de la porosidad y de la permeabilidad originales.
- Modificación de la geometría original del sistema poroso.

Debido a todo lo mencionado anteriormente, no se tienen buenas relaciones entre la porosidad y la permeabilidad, por lo que se concluyó que sería poco certero decidirse a estimar las permeabilidades de este yacimiento a través de las porosidades medidas de las muestras, ni tampoco a partir de los registros disponibles, ya que dada la dispersión de los datos de los diversos sedimentos es muy difícil realizar una adecuada interpretación.

Este fenómeno no es exclusivo del yacimiento Unidad North Robertson, sino que ocurre comúnmente en los yacimientos carbonatados y para solucionar este dilema en muchos de los casos se realizan relaciones entre el ambiente de depósito y sus porosidades y permeabilidades, ya que con frecuencia un mismo ambiente sedimentario presenta los mismos rangos de valor para ambos parámetros. Sin embargo, en el yacimiento de interés no fue posible hacer este tipo de relación, por tanto se recurrió a realizar la caracterización del yacimiento con base en la compleja estructura porosa y no en su litología.

5.1.2 Modelo de tipos de poro y tipos de roca

Se inició entonces el análisis de las características geométricas del sistema poroso de los núcleos recuperados y para ello se apoyaron en un microscopio de barrido (scanner) especialmente equipado, el cual es capaz de capturar imágenes de manera automática que posteriormente son analizadas.

Para iniciar, se realizaron descripciones macroscópicas detalladas de los núcleos para identificar los cambios en textura y litología comparando con el resto de los núcleos.

Se cortaron de 100 a 150 láminas delgadas de muestras pequeñas de roca (tapones) correspondientes a las mismas partes de las cuales fueron realizados los análisis con scanner, los petrofísicos y los de difracción de rayos X, obteniendo de cada una de ellas el volumen de lutita, volumen de arcilla, selección y composición mineral, así como las propiedades geométricas del sistema poroso.

Para el análisis de la geometría de poro se observaron las distintas formas y tamaños de los cuerpos de los poros, el tamaño de las gargantas de los poros, la relación de tamaños entre las gargantas y el poro, el número de gargantas por poro y la distribución de todos ellos en la muestra. Mediante un análisis de las imágenes proporcionadas por el scanner fue posible determinar la proporción de cada tipo de poro en cada muestra y al final determinar cual de ellos era el que predominaba.

Con la repetición de este procedimiento se logró establecer qué tipo de poro poseían las muestras y posteriormente se agruparon estos tipos de poro para conformar tipos de roca, estos últimos se deben caracterizar por tener una única estructura porosa, sin embargo esto no significa que cada tipo de roca deba poseer un único tipo de poro, sino simplemente estar conformada por una misma arquitectura porosa y similares propiedades de flujo de fluidos.

El paso anterior ofreció algunos beneficios adicionales ya que permitió también determinar la eficiencia del desplazamiento de los hidrocarburos en cada medio poroso

identificado, así como la determinación de la permeabilidad de las muestras con base en la porosidad y el tipo de roca al que pertenecen.

Para validar los tipos de roca encontrados, se evaluaron algunas de las muestras con un análisis de presión capilar mediante inyección de mercurio y los resultados mostraron que efectivamente existe gran diferencia en las características capilares de cada tipo de roca encontrada.

A partir de todos los análisis realizados se identificaron siete tipos de poro y sus características, las cuales se mencionan en la **Tabla 5-1**:

<u>Tipos de poro</u>	<u>Tamaño μm</u>	<u>Forma</u>	<u># de gargantas por poro</u>	<u>Relación poro/garganta</u>	<u>Distribución de los poros</u>	<u>Porosidad</u>
A	30-100	Triangular	3-6	50-100:1	Interconectados	Interpartícula
B	60-120	Irregular	<3	200:1	Aislados	Móldica y vugular
C	30-60	Irregular	<3	100:1	Aislados	Móldica y vugular
D	15-30	Poliedro	6	<50:1	Interconectados	Intercristalina
E	5-15	Poliedro	6	<30:1	Interconectados	Intercristalina
F	3-5	Tetraedro	6	<20:1	Interconectados	Intercristalina
G	<3	Láminas/Ranuras	1	1:1	Interconectados	Entre láminas y ranuras

Tabla 5-1. Tipos de poro en la Unidad North Robertson¹⁷

Ya que se contaba con los tipos de poro se procedió a identificar tipos de roca a partir de la asignación de tipos de poro. El tipo de roca se basó en la abundancia de tipos de poro, las propiedades petrofísicas y las respuestas de los registros geofísicos disponibles. Un ejemplo representativo de lo que se está mencionando aparece al citar el proceso de identificación del Tipo de roca 2, la cual se conformó por una pequeña proporción del Tipo de poro A y una proporción mayor de los Tipos de poro B y C y la explicación es la siguiente: los poros B y C son físicamente similares, en la forma y la distribución de los poros, pero con una diferencia significativa en el tamaño del cuerpo de los poros, suficientemente diferente como para conformar dos tipos de poro distintos: el B y el C; sin embargo, dada su similitud integran un sistema poroso con propiedades de transferencia particularmente semejantes, por esta razón se decidió que el Tipo de roca 2 quedaría estructurada con los tipos de poro B y C.

Siguiendo este criterio de asignación, se identificaron ocho tipos de roca y de acuerdo a los tipos de poro que los conforman, se les asignó valores medios de porosidad y de permeabilidad, quedando como se presenta en la **Tabla 5-2**:

<u>Tipos de roca</u>	<u>Porosidad media (%)</u>	<u>Permeabilidad media (md)</u>	<u>Litología</u>
1	5.0	1.5	Dolomías
2	5.6	0.2	Dolomías
3	4.5	0.08	Dolomías
4	7.5	0.02	Dolomías
5	5.8	0.40	Limolitas
6	1.0	<0.01	Dolomías anhidríticas
7	2.3	<0.01	Limolitas dolomitizadas
8	---	---	Lutitas y dolomías arcillosas

Tabla 5-2. Tipos de roca en la Unidad North Robertson¹⁷

Ya que se contó con los rangos de porosidad y permeabilidad de cada tipo de roca (procedentes de las muestras analizadas), se desarrollaron algoritmos que relacionaran tales parámetros en cada tipo de roca. Se ajustaron líneas rectas a la dispersión de puntos en las gráficas semilog de porosidad vs permeabilidad, determinando la ecuación para cada una. Las gráficas para los Tipos de roca 1 a 4 quedaron de la manera como se muestra en la **Figura 5-2**:

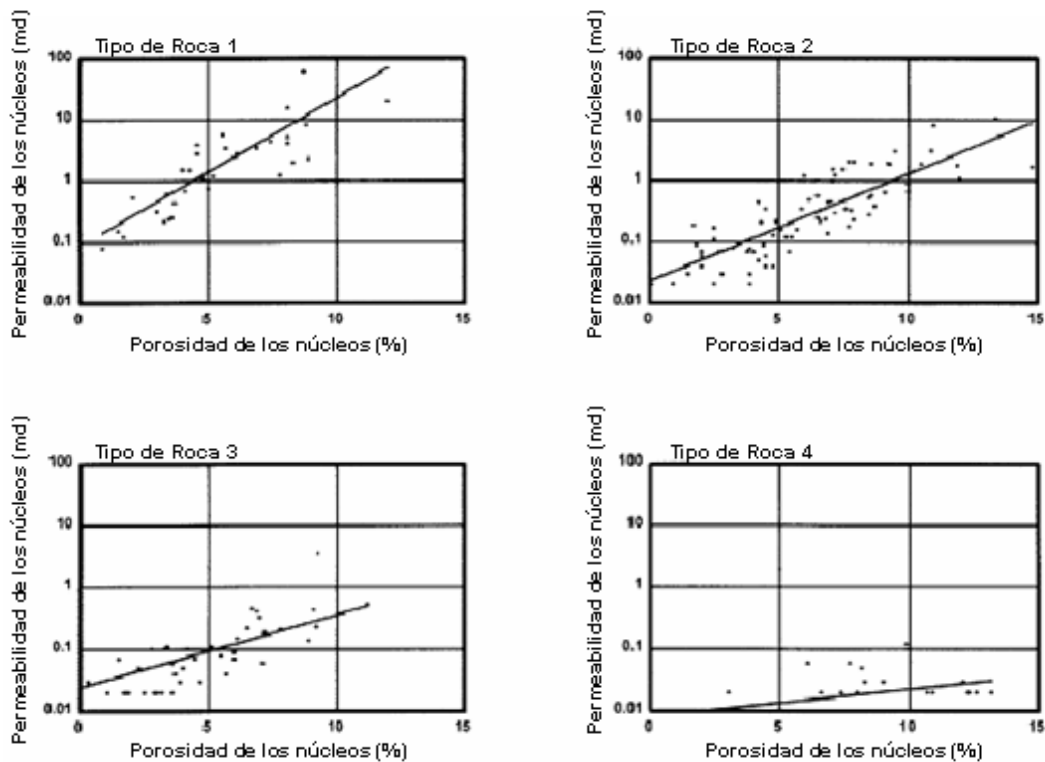


Figura 5-2. Gráficas porosidad-permeabilidad de las muestras correspondientes a los Tipos de roca 1 a 4 de la Unidad North Robertson¹⁷

Cabe mencionar que cada tipo de roca presentó una pendiente de recta diferente. Las ecuaciones se utilizaron posteriormente para realizar estimaciones de la permeabilidad de nuevas muestras en función de su porosidad y litología, para integrarlas en algún tipo de roca.

Tras revisar y estudiar toda la información recopilada, se concluyó que los mejores tipos de roca son los Tipos 1 y 2, que a pesar de que no son aquellos con el mayor valor de porosidad, si presentan buenos valores de permeabilidad. A partir de ésto se seleccionaron las zonas a perforar con mayor potencial y se evitaron las zonas con el Tipo de roca 4 que posee buena porosidad pero permeabilidad muy baja.

5.1.3 Modelo de unidades de flujo

Para identificar el modelo de unidades de flujo se integró la información respecto a la distribución de los tipos de roca con las propiedades petrofísicas, especialmente la permeabilidad y el contenido de fluidos.

Con el modelo de tipos de roca se observó que el yacimiento está conformado en mayor proporción por los Tipos de roca 1 y 2 (ambas de mayor calidad) alternando con delgadas capas de los Tipos de roca 3, 4, 6, 7 y 8 (de menor calidad). Al correlacionar este modelo con la información de todos los pozos se reveló una estratificación integrada por 12 capas distintas o unidades de flujo hidráulico.

Cada unidad de flujo se presentó en un mapa, en el cual se mostró la distribución de las propiedades petrofísicas más importantes dentro de cada unidad. Se identificó una tendencia general en la Unidad North Robertson de encontrar cinturones de los tipos de roca con mejores propiedades (Tipos 1 y 2) en la parte Noreste y en la parte Suroeste se encuentran los tipos de roca con menor calidad (Tipos 3 y 4). Esta distribución diferente se atribuye únicamente a las variaciones estratigráficas ya que el yacimiento no está fracturado.

Con el modelo de unidades de flujo se hizo posible establecer lo siguiente:

- Las áreas del yacimiento con mayor potencial para producción primaria y secundaria son aquellas con mayor abundancia de Rocas 1 y 2, ya que tienen buena permeabilidad y un óptimo contenido de hidrocarburos.
- Las áreas del yacimiento con poca continuidad pero con valores aceptables de porosidad y permeabilidad son aquellas que contienen a los Tipos de roca 1, 2 o del Tipo 3, las cuales son adecuadas para una producción primaria pero no para métodos secundarios de producción.

Con el resultado de este estudio se decidió perforar 18 nuevos pozos (14 productores y 4 inyectores), logrando incrementar la producción del yacimiento en un 25% con sólo un 7% más del número total de pozos preexistentes.

5.1.4 Conclusiones del ejemplo del yacimiento carbonatado de plataforma somera

Al identificar los tipos de roca mediante la agrupación de aquellos tipos de poro que generan un sistema poroso con propiedades de circulación particularmente semejante, se logró identificar las zonas que ofrecen mayor facilidad de flujo de hidrocarburos.

Para lograr el incremento en la producción, fue necesario perforar más pozos; para ello, se usó el modelo de unidades de flujo y se diseñó la perforación en las zonas previamente identificadas como potenciales. Esto permitió optimizar el tiempo y los recursos económicos y humanos.

Al comparar el modelo geológico obtenido con la historia de producción de la Unidad North Robertson, se notó que la producción de cada pozo es función directa del tipo de roca donde se encuentran los intervalos productores. Además, se observó que las variaciones de presión del yacimiento también son función del tipo de roca.

Los mapas con la historia de producción se compararon con los mapas de distribución de los tipos de roca para identificar las áreas menos drenadas (Tipo de roca 3), lugar donde se perforaron nuevos pozos.

5.2 Yacimiento clástico de alta porosidad¹⁷

Este estudio se realizó en el Bloque IIA del Campo Wilmington en California, un mapa del Campo se muestra en la **Figura 5-3**. El Campo Wilmington fue descubierto en 1936 y es el tercer yacimiento de aceite más grande en Estados Unidos con base en el volumen total de reservas. Aproximadamente, para 1997, ya se habían producido 2.4 MMB de los 8. MMB de volumen original. En el Bloque IIA el aceite tiene una densidad de 14 °API y viscosidad de 360 cp. Para su explotación se instaló un sistema

de 39 pozos inyectoros de vapor de 80% de calidad a un gasto de 395 MMBTU/hora a una presión de 1,250 psig y temperatura entre 500-540 °F (equivalente a inyectar 25,500 bl/día de agua).

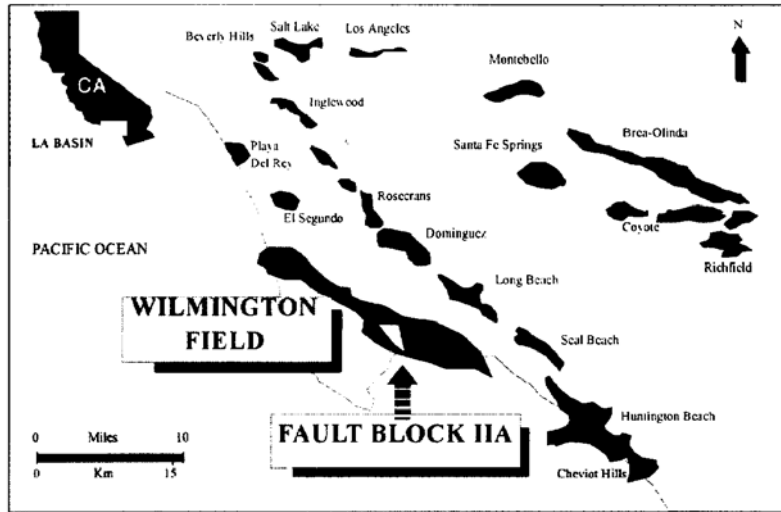


Figura 5-3. Localización en el mapa del Yacimiento Wilmington¹⁷

5.2.1 Influencia del ambiente sedimentario

El área estudiada se encuentra dividida en dos zonas de arena que se caracterizan por poseer una litología compleja de granos finos poco consolidados. Se formaron tras el depósito de arenas turbidíticas transportadas por diversos regímenes hidrodinámicos que cambiaban continuamente la velocidad del flujo, llegando a presentar asentamientos en régimen laminar y en turbulento, lo que influyó en la distribución de las propiedades, tanto vertical como lateralmente, de la roca, como el tamaño, selección y distribución de los granos. Las características del ambiente de depósito generaron areniscas con porosidad de entre 30 y 40% y permeabilidad entre 400 y 8,000 md, con un promedio de 1000 md.

Evaluar esta formación es complicado por el hecho de que la permeabilidad de las zonas potencialmente productoras no se relaciona con algún rango de porosidad, es decir, que hay zonas con igual porosidad pero con diferencias significativas en su permeabilidad.

5.2.2 Modelo de los tipos de poro y tipos de roca

Mediante el análisis convencional de núcleos se determinó que las muestras tienen altos valores de porosidad, generalmente de más del 25%, esto se confirmó al realizar el análisis de imágenes en el microscopio electrónico de barrido (scanner) y con los registros geofísicos de pozo. Por lo tanto, de la revisión de los parámetros porosidad y permeabilidad, se pudo concluir que no existía relación uno a uno entre ϕ y k y que para el rango de porosidad [25-40%] la permeabilidad incrementaba pero de manera lenta.

La enorme dispersión de datos entre porosidad y permeabilidad refleja cambios en la distribución de los tipos de poro, los cuales presentan gran variedad de tamaños de cuerpo y garganta, esta fue la característica que permitió clasificarlos y distinguir los diversos tipos de poro existentes, ya que más del 95% de ellos son de origen intergranular y todos con alrededor de 6 gargantas de poro.

Una vez que se estableció la relación preliminar entre porosidad y permeabilidad, se determinaron cinco tipos de roca y sus propiedades con base en los tipos de poro

identificados y sus rangos de permeabilidad. La **Tabla 5-3** muestra las propiedades de cada tipo de roca:

<u>Tipos de Roca</u>	<u>Porosidad media (%)</u>	<u>Permeabilidad media (md)</u>	<u>Litología</u>	<u>Diámetro de poro (µm)</u>	<u>Radio de garganta de poro (µm)</u>
1	32	2000	Areniscas limpias	50 – 150	5 – 10
2	33	1100	Areniscas limpias	20 – 50	2 – 5
3	35	300	Areniscas limpias	10 – 20	< 2
4	33	7	Limos arcillosos/Areniscas	< 5	< 1
5	---	---	Lutitas	---	---

Tabla 5-3. Características de los tipos de roca en el Bloque IIA¹⁷

Los Tipos de roca 1, 2 y 3 se encuentran prácticamente libres de lutitas, por lo que poseen alto potencial como roca almacén. Se identificaron de acuerdo a sus características de geometría de poro (tamaño de garganta y cuerpo de poro) y a su litología que no varía (areniscas limpias). Los Tipos de roca 4 y 5 son diferentes litológicamente hablando, específicamente por su contenido de arcillas.

Con todo este análisis de muestras se demostró que existe una relación estrecha entre la porosidad y la permeabilidad con los tipos de roca, debido a la geometría de poro característica, ver **Figura 5-4**. Se desarrollaron también algoritmos que permitieran determinar la permeabilidad de nuevas muestras o intervalos a partir de sus porosidades y el tipo de roca al que pertenecen; sin embargo, para las muestras con menos de 25% de porosidad no se podían realizar algoritmos con extrapolaciones normales de las gráficas porque esto generaba valores irreales de permeabilidad, debido a que ninguna de las muestras analizadas tenía porosidades menores al 25%. Las gráficas de la **Figura 5-4** muestran la tendencia de la dispersión de puntos para cada tipo de roca. Se aprecia que al extrapolar normalmente la línea para cualquiera de los gráficos, la permeabilidad leída correspondiente a una porosidad cero sería muy grande, lo cual es ilógico.

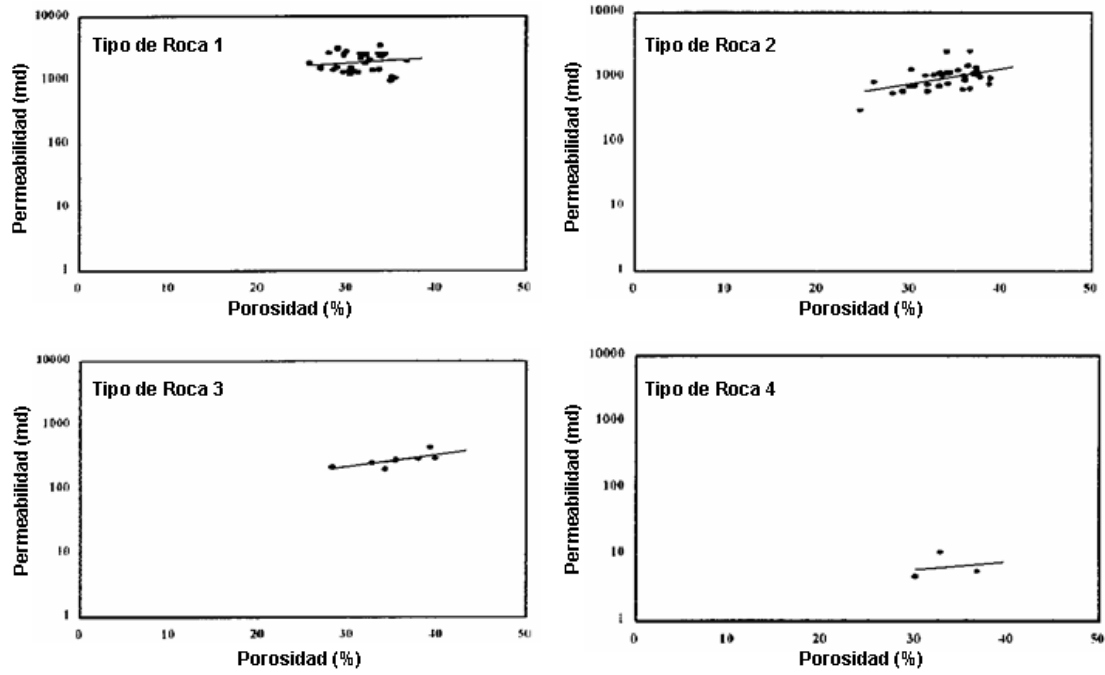


Figura 5-4. Tendencia de las porosidades y permeabilidades de los Tipos de roca 1 a 4¹⁷

Para calcular entonces la permeabilidad de aquellos intervalos con porosidades menores que 25%, se extrapoló la gráfica ϕ vs k desde $\phi=25\%$ hasta el punto $\phi=0$ y $k=0.1$ md y fue así como la permeabilidad de tales tipos de roca se estimó. Para el Tipo de roca 5 (lutita) se considero una $k < 0.01$ md. Los algoritmos propuestos se presentan en la **Tabla 5-4**:

<u>Tipos de Roca</u>	<u>Algoritmos para relacionar porosidad y permeabilidad</u>
1	Si la porosidad ≥ 0.25 , entonces $k = 10^{[1.1 \times \text{porosidad}] + 2.940}$ Si la porosidad < 0.25 , entonces $k = 10^{[6.8 \times \text{porosidad}] - 1}$
2	Si la porosidad ≥ 0.25 , entonces $k = 10^{[2.2474 \times \text{porosidad}] + 2.227}$ Si la porosidad < 0.25 , entonces $k = 10^{[15.2 \times \text{porosidad}] - 1}$
3	Si la porosidad ≥ 0.25 , entonces $k = 10^{[1.697 \times \text{porosidad}] + 1.840}$ Si la porosidad < 0.25 , entonces $k = 10^{[12.8 \times \text{porosidad}] - 1}$
4	Si la porosidad ≥ 0.25 , entonces $k = 10^{[0.746 \times \text{porosidad}] + 0.526}$ Si la porosidad < 0.25 , entonces $k = 10^{[6.8 \times \text{porosidad}] - 1}$
5	Para todas las muestras que pertenezcan al Tipo de Roca 5, $k = 0.01$

Tabla 5-4. Algoritmos que relacionan la porosidad con la permeabilidad de los tipos de roca del Bloque IIA. La ϕ en fracción y la k en md^{17}

Debido al alto contenido de lutitas en los Tipos de roca 4 y 5 fue necesario calibrar los registros indicadores de lutitas (Rayos Gama, Neutrón) con los valores medidos en análisis petrográfico, para evitar errores de estimación; no así para los Tipos de roca 1, 2 y 3 que son arenas limpias.

5.2.3 Modelo de unidades de flujo

Basándose en la distribución de los tipos de roca se identificaron las unidades de flujo (cada tipo de roca representa una unidad hidráulica). Al evaluar la información se observó que los tipos de roca no se encuentran distribuidos al azar.

Los principales Tipos de roca son los 1 y 2 que ocurren en estrecha relación y de manera alternada una con otra. Los Tipos de roca 3, 4 y 5 representan aquellas porciones del yacimiento con menos calidad y tienden a aparecer juntas y alternadas unas con otras. El Tipo de roca 1 es la porción de arenas del yacimiento con mayor potencial.

Con este modelo desarrollado se mejoró la caracterización del yacimiento al ubicar los intervalos con mejores valores de porosidad, permeabilidad y comportamiento de flujo, por tanto se realizó un diseño de explotación basado en pozos productores con terminaciones selectivas y así lograron incrementar la producción.

5.2.4 Conclusiones del ejemplo del yacimiento clástico de alta porosidad

Para yacimientos con altos valores de porosidad y permeabilidad también es recomendable realizar estudios profundos de identificación de unidades de flujo porque permiten conocer la zona del yacimiento que posee la geometría de poro con mejores capacidades de almacenamiento y de flujo.

Utilizando el modelo de unidades de flujo generado, se predijo correctamente el gasto de producción de hidrocarburos aplicando los modelos de simulación de producción secundaria y mejorada disponibles.

El modelo de unidades de flujo mejoró la predicción de la calidad del yacimiento, incluso para los intervalos no nucleados, facilitando la selección del método de recuperación secundaria o mejorada por implementar.

En yacimientos con tan altas porosidades se restringe la aplicación de los modelos desarrollados para estimar la permeabilidad, aplican sólo al rango de valores de porosidad con el cual se trabajó, ya que si se sale de este intervalo se obtienen datos de permeabilidad irreales.

5.3 Ejemplo de aplicación del método gráfico. Yacimiento carbonatado de plataforma somera

Para mostrar la aplicación del método gráfico propuesto por Gunter¹¹ se toma como ejemplo un importante yacimiento de gas localizado al sur del Mar del Norte dentro de una dolomía perteneciente al Pérmico. La roca del yacimiento se formó en aguas someras y se generó tras una serie de ciclos de depósito de carbonatos, los cuales empiezan con una unidad de mudstone transgresivo. Las facies se vieron altamente modificadas por procesos diagenéticos debido a que la producción constante de carbonatos rellenaron los espacios vacíos dentro del sistema poroso formado por wackeston, packston y grainston.

Con base en la petrofísica del lugar se determinaron tres tipos de roca. El Tipo de roca 1 consta de grainstone de tipo oolítico con sistema poroso intercrystalino y móldico, representa la mejor parte del yacimiento al poseer rangos de porosidad de 10 a 30 % y permeabilidad de 20 a más de 1000 md. En contraste, el Tipo de roca 3 está formado principalmente por mudstone de baja porosidad (7 a 22 %) y muy baja permeabilidad (0.1 a 10 md) debido a la presencia de cristales pequeños de dolomita. El Tipo de roca 2 consiste de facies packston y wackeston y poco grainston que originan una roca de calidad media para el yacimiento. En la **Figura 5-5** se muestra la gráfica porosidad vs permeabilidad de todas las muestras, en la cual se puede hacer distinción de los tres tipos de roca mencionados y cuatro curvas de iso-R₃₅.

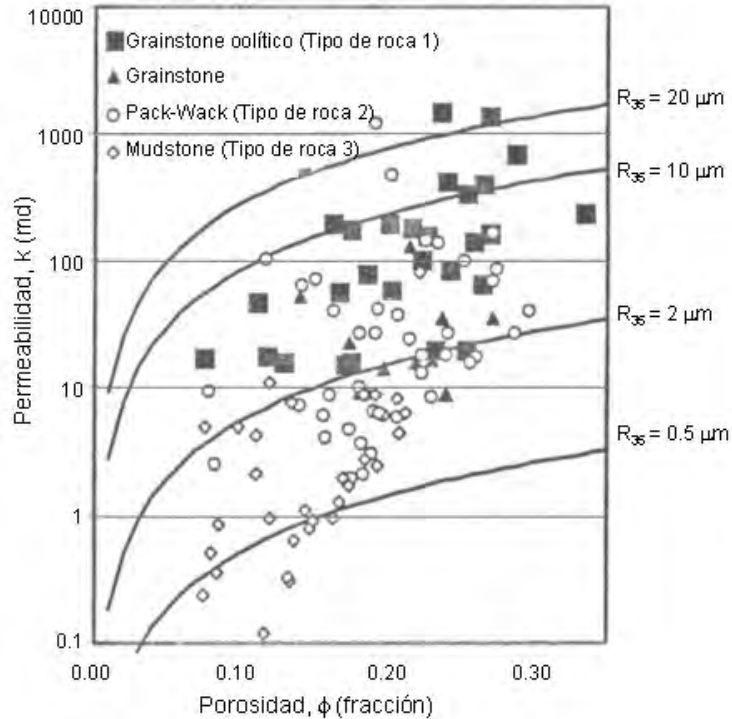


Figura 5-5. Grafica porosidad vs permeabilidad de las muestras del yacimiento en el Mar del Norte¹¹

Los factores R_{35} de las muestras del Tipo de roca 1 se encuentran en el rango de 5 a 20 micrones, el rango del Tipo de roca 2 es de 2 a 10 micrones y el del Tipo de roca 3 es de menos de 2 micrones. Con la gráfica anterior se pueden comprobar los rangos de R_{35} para cada tipo de roca tomando como referencia las curvas iso- R_{35} .

Después de haber identificado los tipos de roca, se definen las unidades de flujo mediante la interpretación de tres gráficas. La primera de ellas es la gráfica SMLP del porcentaje de capacidad de almacenamiento ($\% \phi * H$) vs porcentaje de capacidad de flujo ($\% k * H$) del intervalo del yacimiento usando los datos continuos de porosidad y permeabilidad obtenidos de los núcleos o bien de un registro de porosidad y prediciendo la correspondiente permeabilidad, ver **Figura 5-6**. Para efectos de discretización del método se ignoran los efectos de la S_w en la reducción de la capacidad de almacenamiento de las rocas.

La forma de la curva SMLP representa el comportamiento de flujo del yacimiento y las unidades de flujo deben conservar este carácter, ver **Figura 5-7**. Por tanto, aquel segmento de la curva con mayor pendiente representa rocas con mayor capacidad de flujo relativo a la capacidad de almacenamiento. Los segmentos con pendiente muy baja representan intervalos con capacidad de almacenamiento pero muy poca capacidad de flujo. Segmentos sin capacidad de flujo ni de almacenamiento, son sellos. Las unidades de flujo se determinan, en forma preliminar, seleccionando los cambios de pendiente o los puntos de inflexión, ver **Figura 5-6**.

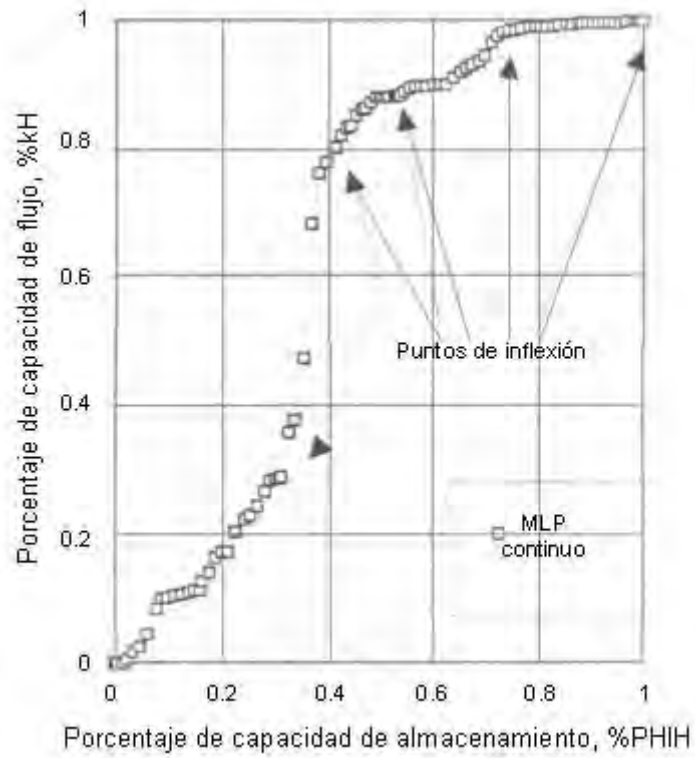


Figura 5-6. Gráfica SMLP no interpretada que muestra el proceso de rapidez del yacimiento (RPS)¹¹

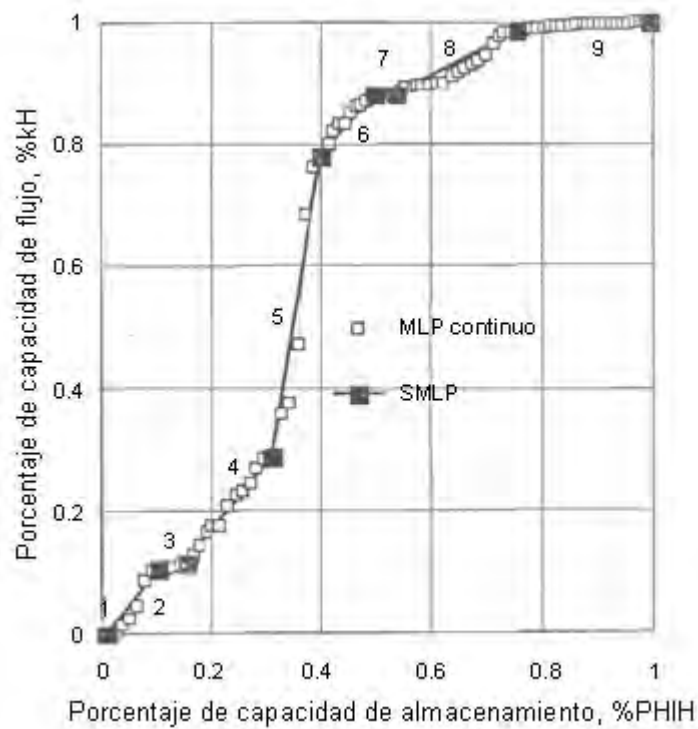


Figura 5-7. Gráfica SMLP interpretada que muestra la rapidez de flujo de las unidades (FUS)¹¹

Una vez que se tienen las posibles unidades de flujo se determina la capacidad de flujo y de almacenamiento de cada una. La **Figura 5-8** es la gráfica del perfil estratigráfico de flujo (SFP) que ilustra la relación entre la rapidez de flujo del yacimiento (k/ϕ), la calidad del yacimiento (R_{35}), el marco estratigráfico y la respuesta de los registros, evidenciando la existencia de 9 unidades de flujo:

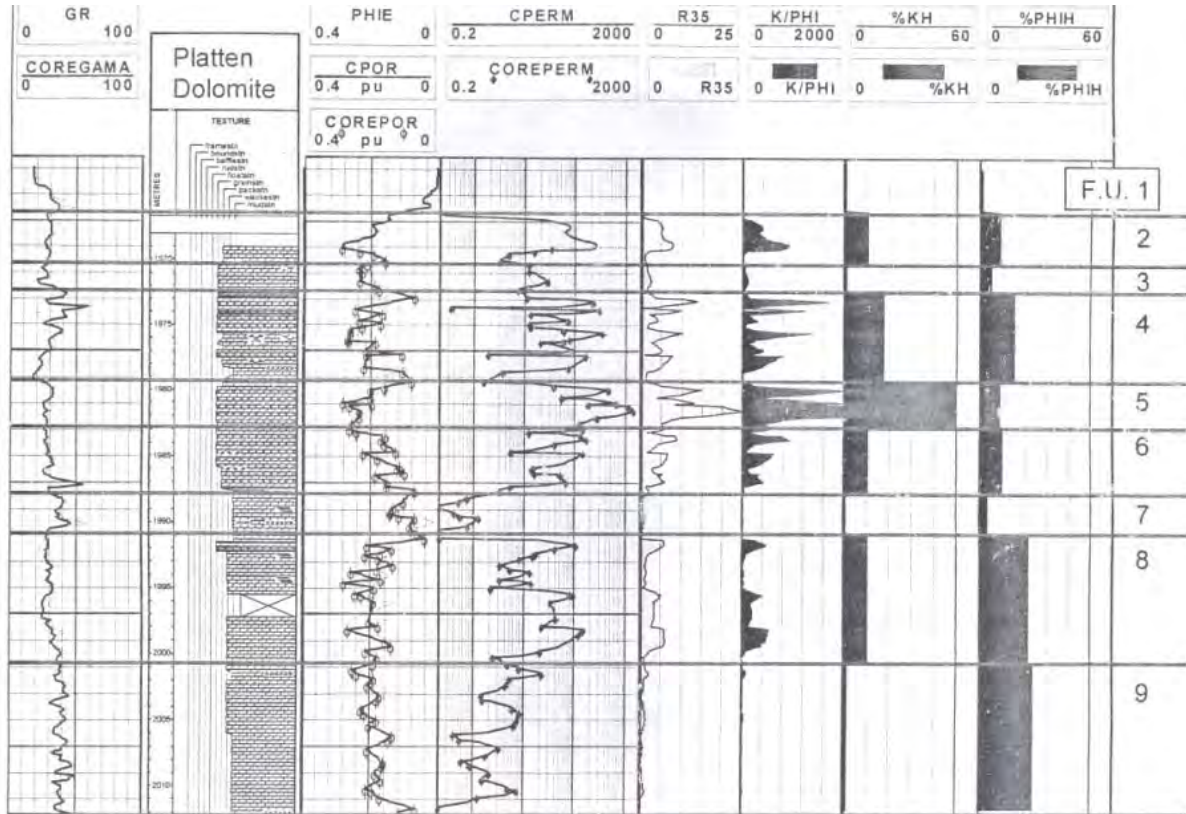


Figura 5-8. Perfil estratigráfico de flujo (SFP)¹¹

Esta gráfica es la base para correlacionar las unidades de flujo de o en otros pozos dentro del marco estratigráfico del yacimiento.

La última gráfica requerida es la MLP, ver **Figura 5-9**, que representa la distribución de las unidades de flujo con base en las pendientes. Ilustra la importancia de la Unidad de Flujo 5, la cual posee la mejor rapidez de flujo (k/ϕ), 49 % de capacidad de flujo y sólo 10% de capacidad de almacenamiento. Esta unidad está compuesta principalmente del Tipo de roca 1 (grainstone). Las Unidades 2, 4 y 6 tienen la misma rapidez de flujo con 35% de capacidad de flujo y 33% de capacidad de almacenamiento. Las Unidades 3, 7 y 9 son zonas impermeables con más de 35% de capacidad de almacenamiento y menos del 10% de capacidad de flujo, estas unidades corresponden al Tipo de roca 3 (mudstone). Por último, la Unidad de Flujo 1 es de anhidritas y no contribuye ni con capacidad de flujo ni con almacenamiento.

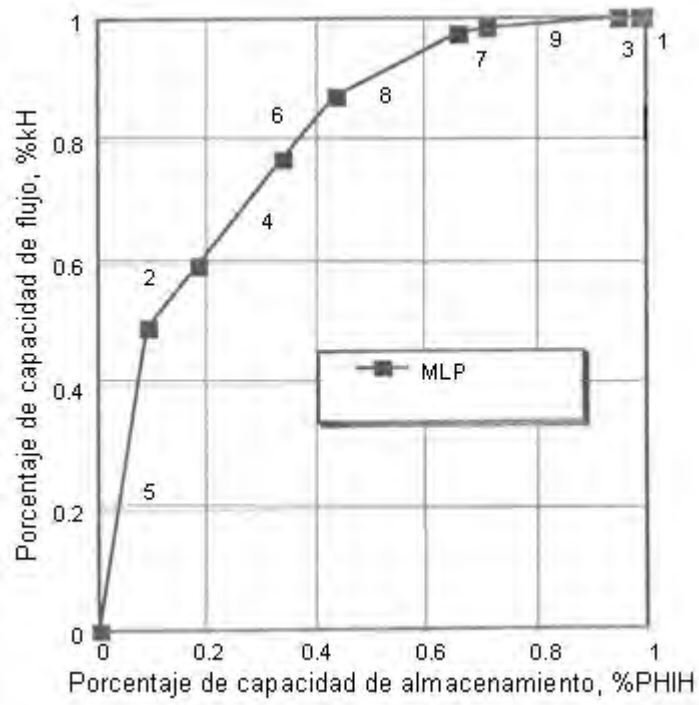


Figura 5-9. Gráfica MLP interpretada que muestra las unidades de flujo existentes en el yacimiento¹¹

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

El medio poroso es sin duda la parte medular de un yacimiento petrolero, define y establece todas las propiedades del sistema hidráulico y proporciona una gran cantidad de información que permite caracterizar al yacimiento a nivel microscópico.

Las características del ambiente sedimentario son fundamentales para definir las propiedades geológicas y petrofísicas de una roca.

Uno de los procesos más importantes que experimentan las rocas almacenadoras es la diagénesis, la cual puede mejorar las propiedades generadoras de las rocas; específicamente de los carbonatos durante la dolomitización, ya que es bien sabido que la dolomía es una roca generadora de hidrocarburos.

Es relativamente sencillo diferenciar entre rocas carbonatadas y rocas clásticas si nos basamos en su litología, ya que los primeros se encuentran compuestos por un grupo limitado de minerales, dentro de los cuales los más abundantes son calcita y dolomita, a diferencia de las rocas clásticas que si contienen una gran variedad de minerales, cuarzo y fragmentos de roca.

Mediante el análisis con el microscopio electrónico de barrido (scanner), es factible disponer de valores más precisos de porosidad, ya que nos permite visualizar la distribución, tamaño y forma de los granos.

El análisis de la geometría del medio poroso además de identificar las unidades de flujo, permite determinar la eficiencia del desplazamiento de los hidrocarburos en el medio poroso

El método propuesto en esta tesis para identificar unidades hidráulicas permite predecir de forma mejorada la distribución de permeabilidades tanto en yacimientos carbonatados como en los clásticos.

Para determinar unidades de flujo se requiere identificar, mediante registros geofísicos, aquellas secciones geológicamente diferentes y posteriormente identificar subsecciones al analizar las variaciones de porosidad y permeabilidad que cada una posee.

El buen entendimiento de la distribución de porosidad y permeabilidad dentro de toda el área del yacimiento y entre los pozos es esencial para la planeación e implementación de la inyección de agua u otro sistema de recuperación de aceite.

Una parte importante en la evaluación de cualquier yacimiento carbonatado es el estudio de la distribución y geometría de los poros en la roca del yacimiento. El tamaño y la distribución de las gargantas de poro de la roca controlan las características de la presión capilar, las cuales modelan el comportamiento de flujo a través del sistema poroso.

La mojabilidad tiene un profundo efecto en la recuperación de aceite por mecanismos de desplazamiento o por cualquier otro método de recuperación terciaria.

Definir la arquitectura del yacimiento permite identificar las zonas que impactan el comportamiento de producción de hidrocarburos de los pozos.

Toda la información obtenida al finalizar el estudio, resulta sumamente importante para los proyectos futuros de explotación y mantenimiento del yacimiento, así como relevante para la estimación de factores de recuperación.

Los análisis y estudios de la geometría de poro son fundamentales para la caracterización de los yacimientos, porque el desplazamiento de los hidrocarburos es controlado a nivel de poro y las propiedades petrofísicas de la roca son controladas por la geometría del poro.

Las unidades de flujo son internamente consistentes pero no necesariamente son totalmente homogéneas en sus propiedades geológicas o petrofísicas, pueden encontrarse constituidas por más de un tipo de litología, incluso pueden llegar a contener características no propias de un yacimiento como las lutitas y estratos cementados que actúen como barrera al libre flujo de fluidos.

Es más sencillo caracterizar y zonificar un yacimiento clástico que un yacimiento carbonatado debido a la naturaleza de los mismos. El medio poroso es relativamente más uniforme en los sedimentos clásticos, lo que permite asumir continuidad en ciertos estratos.

Realizar un análisis profundo que identifique unidades de flujo, permite determinar la eficiencia del desplazamiento de los hidrocarburos en cada unidad identificada y con ello establecer rutas de flujo preferencial y explotar el yacimiento al máximo.

A partir de la identificación de unidades hidráulicas, es posible estimar la permeabilidad de zonas no muestreadas de forma más precisa, esto tomando como referencia a los métodos tradicionales de determinación de permeabilidades como el de ajuste de una línea recta por regresión lineal (en la gráfica ϕ vs k) y el método de inferencia empírica por correlación de registros geofísicos.¹⁸

Si se compara el modelo de tipos de rocas con la historia de producción de los pozos se observa una evidente relación entre las características de producción y el tipo de roca en el cual se ubica el intervalo productor de los pozos.

Al cuantificar el volumen de aporte por unidad de flujo es posible estimar también el volumen original de hidrocarburos del yacimiento.

RECOMENDACIONES

Realizar siempre, en medida de lo posible, la estimación de los parámetros geométricos del sistema poroso de todo el yacimiento, ya que esto permite mejorar la predicción de la permeabilidad y su distribución dentro del yacimiento.

Es recomendable determinar, en primera instancia, los ambientes sedimentarios que originaron la roca de interés, ya que esto dará una idea primaria de las propiedades de flujo que posee.

Se sugiere determinar un sólo valor de S_w para cada unidad hidráulica, esto permite simplificar toda la información recabada. Para este fin, puede utilizarse la ecuación de Archie ($S_w^n = a \cdot R_w / \phi^m R_t$).

Para yacimientos con alta variabilidad de componentes minerales y rocosos es recomendable realizar un análisis petrográfico de las muestras para corroborar los valores de k_r obtenidos del sistema.

La realización de estudios geológicos nos permite conocer y entender la distribución y variación de las propiedades geológicas en el sistema. Para obtener mejores resultados es recomendable construir un modelo geológico que nos permita zonificar al yacimiento y subdividirlo en fracciones con similares características.

El uso de lodos de perforación base aceite es un problema potencial durante la realización de análisis especiales de núcleos, ya que pueden alterar la mojabilidad de las muestras. Se recomienda cortar los núcleos a analizar con un lodo de perforación base agua.

Los algoritmos desarrollados para relacionar a ϕ con k de cada tipo de roca se pueden utilizar posteriormente para realizar estimaciones de la permeabilidad de nuevas muestras en función de su porosidad y litología, para integrar a los modelos previos toda la información de muestras provenientes de los nuevos pozos.

Cuando los valores de porosidad medidos de las muestras sean mayores a 25%, se debe realizar extrapolación en las gráfica ϕ vs k de cada tipo de roca hasta intersectar el punto

$\phi=0\%$ y $k=0.1$ md. Esto se realiza para poder evaluar aquellas zonas con porosidades bajas, de lo contrario si se hiciera una extrapolación normal que siga la tendencia de la línea se obtendrían valores de permeabilidad excesivamente altos.

Aplicar los modelos desarrollados para determinar las propiedades de aquellos núcleos remanentes que no hayan sido empleados durante el proceso de investigación, con la finalidad de evaluar la eficiencia de los resultados. Asimismo, aplicar los mencionados modelos en pozos del mismo yacimiento que no hayan sido nucleados.

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS

¹ Ríos: “*Indicadores Petrofísicos para la Determinación de Unidades Permeables y sus Propiedades en Rocas Carbonatadas de Textura Calcareníca*”, PEMEX E & P, Región Marina Noreste.

² Vessell, David: “*Flow Unit Characterization of a Shallow Shelf Carbonate Reservoir: North Robertson Unit, West Texas*”, Davies & Associates, Inc. SPE-35433, 1996.

³ Hearn, Ebanks, Tye y Ranganathan: “*Geologic Factors Influencing Reservoir Performance of the Hartzog Draw Field*”, Wyoming, J. Pet. Tech., SPE-12016, 1984.

⁴ Hearn, Hobson y Fowler: “*Reservoir Characterization for Simulation*”, Hartzog Draw Field, Wyoming. L. L. Lake, H. B. Carroll, Jr. eds. Academic Press, 1966.

⁵ Ebanks Jr: “*Flow Unit Concept – Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects*”, Asociación Americana de Petroleros, Geólogos y Metalurgistas, Los Angeles, 1987.

⁶ Slatt, Hopkins: “*Scaling Geologic Reservoir Description to Engineering Needs*”, Arco Research y Technical Services and Arco British Ltd., SPE-18136, 1990.

⁷ Maclean, David, Rami, Ali: “*Relative Permeability Coupled Saturation-Height Models on the Basis of Hydraulic (Flow) Units in a Gas Field*”, SPE-102249, 2008.

⁸ Al-Tahini, Sondergeld, Rai: “*The Effect of Cementation on the Mechanical Properties of Sandstones*”, SPE-89069, Oklahoma, 2006.

⁹ READ: “*Introducción a la Geología*”, Ed. Alambra, 2 ed., España, 1975.

¹⁰ Padilla: “*Apuntes de Geología de Yacimientos de Fluidos*”, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2006.

- ¹¹ Gunter, Finneran, Hartmann y Miller: “*Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method*”, SPE-38679, 1997.
- ¹² Okasha, Funk: “*Petrophysics of Shu’Aiba Reservoir, Shaybah Field*”, Saudi Aramco Lab Research and Development Center, Dhahran, Saudi Arabia.
- ¹³ Velazquez M.C.: “*Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos*”, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2007.
- ¹⁴ Jackson, Tomutsa, Szpakiewicz: “*Construction of a Reservoir Model by Integrating Geological and Engineering Information – Bell Creek Field, a Barrier/Strandplain Reservoir*”, National Institute for Petroleum and Energy Research (NIPER), Bartlesville Oklahoma, 1991.
- ¹⁵ Selley: “*Ancient Sedimentary Environments*”, 3ed., Chapman y Hall, Londres, 1985.
- ¹⁶ Anderson: “*Wettability Literature Survey Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability*”.
- ¹⁷ Davies, Vessell y Auman: “*Improved Prediction of Reservoir Behavior Through Integration of Quantitative Geological and Petrophysical Data*”, SPE-38914, 1999.
- ¹⁸ Maghsood, Hikari, Fujio: “*Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units – Theory and Applications*”, SPE-30158, Japan Natl. Oil Corp, 1996.
- ¹⁹ Mahmood, Ali, Alghamdi: “*Evaluación de Yacimientos Carbonatados*”, Schlumberger, Arabia Saudita e India, 2001.

BIBLIOGRAFÍA

Abbaszadeh, Fujii: “*Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units – Theory and Applications*”, SPE, Japan Natl. Oil Corp., Arabian Oil Co. Ltd., 1996.

Al-Tahini, Sondergeld, Rai: “*The Effect of Cementation on the Mechanical Properties of Sandstones*”, SPE-89069, Oklahoma, 2006.

Anderson: “*Wettability Literature Survey Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability*”.

Bahar, Kelkar: “*Journey from Well Logs/Cores to Integrated Geological and Petrophysical Properties Simulation: A Methodology and Application*”, SPE, Tulsa, 2000.

Davies, Reynolds: “*Structural Geology of Rocks and Regions*”, 2ed., University of Arizona, USA, 1996.

Davies, Vessell y Auman: “*Improved Prediction of Reservoir Behavior Through Integration of Quantitative Geological and Petrophysical Data*”, SPE, 1999.

Ebanks Jr.: “*Flow Unit Concept – Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects*”, Asociación Americana de Petroleros, Geólogos y Metalurgistas, Los Angeles, 1987.

Gunter, Finneran, Hartmann y Miller: “*Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method*”, SPE-38679, 1997.

Hearn, Ebanks, Tye y Ranganathan: “*Geologic Factors Influencing Reservoir Performance of the Hartzog Draw Field*”, Wyoming, J. Pet. Tech., SPE-12016, 1984.

Hearn, Hobson y Fowler: “*Reservoir Characterization for Simulation*”, Hartzog Draw Field, Wyoming. L. L. Lake, H. B. Carroll, Jr. eds. Academic Press, 1966.

Jackson, Tomutsa, Szpakiewicz: “*Construction of a Reservoir Model by Integrating Geological and Engineering Information – Bell Creek Field, a Barrier/Strandplain Reservoir*”, National Institute for Petroleum and Energy Research (NIPER), Bartlesville Oklahoma, 1991.

Jennings, Lucia: “*Predicting Permeability from Well Logs in Carbonates with a Link to Geology for Interwell Permeability Mapping*”, SPE, Texas, 2003.

Jennings, Ruppel: “*Geostatistical Analysis of Permeability Data and Modeling of Fluid-Flow Effects in Carbonate Outcrops*”, SPE, Texas, 2000.

Macleán, David, Rami, Ali: “*Relative Permeability Coupled Saturation-Height Models on the Basis of Hydraulic (Flow) Units in a Gas Field*”, SPE-102249, 2008.

Mahmood, Ali: “*Evaluación de Yacimientos Carbonatados*”, Schlumberger, Arabia Saudita e India, 2001

Montagna, Rojas Tejeda: “*Caracterización Estática de Reservorios a Partir de la Determinación de Litotipos*”, Neuquén Argentina.

Moore: “*Carbonate Reservoirs. Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework*”, Colorado School of Mines, Louisiana, USA, 2001.

Okasha, Funk: “*Petrophysics of Shu’Aiba Reservoir, Shaybah Field*”, Saudi Aramco Lab Research and Development Center, Dhahran, Saudi Arabia.

Ostermeler: “*Compaction Effects on Porosity and Permeability: Deepwater Gulf of México Turbidites*”, SPE, Shell, 2001.

Padilla: “*Apuntes de Geología de Yacimientos de Fluidos*”, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2006.

Perez, Akhil, Mishra: “*The Role of Electrofacies, Lithofacies, and Hydraulic Flow Units in Permeability Predictions from Well Logs: A Comparative Analysis Using Classification Trees*”, SPE, 2003.

READ: “*Introducción a la Geología*”, Ed. Alambra, 2 ed., España, 1975.

Ríos: “*Indicadores Petrofísicos para la Determinación de Unidades Permeables y sus Propiedades en Rocas Carbonatadas de Textura Calcarenítica*”, PEMEX E & P, Región Marina Noreste.

Selley: “*Ancient Sedimentary Environments*”, 3ed., Chapman y Hall, Londres, 1985.

Selley: “*Elements of Petroleum Geology*”, 2 ed., Department of Geology, Imperial College, London. 1998.

Slatt, Hopkins: “*Scaling Geologic Reservoir Description to Engineering Needs*”, Arco Research y Technical Services and Arco British Ltd., SPE-18136.

Tucker, Wright: “*Carbonate Sedimentology*”, USA, 2006

Velázquez M.C.: “*Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos*”, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2007.

Vera Torres: “*Estratigrafía. Principios y Métodos*”, Editorial Rueda, Madrid.

Vessell, David: “*Flow Unit Characterization of a Shallow Shelf Carbonate Reservoir: North Robertson Unit, West Texas*”, Davies & Associates, Inc. SPE, 1996.

Worthington: “*Maximizing the Effectiveness of Integrated Reservoir Studies: Practical Approaches to Improving the Process and Results*”, SPE, 2004.

Zaldívar: “*Relación entre Ambiente Sedimentario y Propiedades Petrofísicas de Rocas Clásticas Acumuladoras de Hidrocarburos*”, Tesis profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2008.