

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO (T.E.G.)**

**“IMPORTANCIA DE LA ANISOTROPÍA, EN LA  
CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS Y  
EN LA OPTIMIZACIÓN DEL RECOBRO FINAL”**

TUTOR ACADÉMICO: Msc. Walter Poquioma

Trabajo Especial de Grado presentado  
ante la ilustre Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo por:  
**Br. Pérez Ojeda Ronald A.**  
**C.I. 15.131.903**

Caracas, Octubre de 2003.

**Pérez Ojeda, Ronald A.**

**IMPORTANCIA DE LA ANISOTROPÍA, EN LA  
CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS Y  
EN LA OPTIMIZACIÓN DEL RECOBRO FINAL**

Tutor Académico: Msc. Walter Poquioma. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería  
Escuela de Petróleo. Año 2003, 117 p.

**Palabras Claves:** Anisotropía, Permeabilidad, Caracterización de Yacimientos, Faja del Orinoco.

**Resumen.** Este trabajo tuvo como finalidad determinar la importancia que tiene la Anisotropía, en la Caracterización de Yacimientos de Hidrocarburos y en la Optimización del Recobro Final. Debido a que en la Faja Petrolífera del Orinoco este tema es de gran interés, para ilustrar dicha importancia, se utilizaron dos ejemplos de campo: un **caso A** realizado a partir de los resultados obtenidos en la interpretación de pruebas de presión de pozos horizontales de las arenas de la Formación Oficina del área Zuata, en las arenas D1 y D2 operadas por **SINCOR**; y un **caso B** realizado en las arenas del Miembro Morichal, Formación Oficina, específicamente, en el **área O-16 de BITOR**. Ambos casos se ubican en la Faja Petrolífera del Orinoco. Mediante el uso del comportamiento histórico de los pozos, datos de pruebas de presiones, dirección de trenes de sedimentación y de los esfuerzos principales, se pudo determinar la anisotropía de los yacimientos de hidrocarburos, presentados en ambos casos (**A** y **B**). Se obtuvo coherencia entre los conceptos teóricos y las interpretaciones realizadas en los yacimientos.

## **DEDICATORIA**

Dedico...este trabajo a mis padres, Dubis y Joaquín, por depositar en mi toda su confianza y proporcionarme su total apoyo incondicional.

A mis hermanas, Raissa y Maria (Mi Gorda Bella), cuñado, César, y en especial a mis abuelos, Josefa, Rosa y Lázaro, por siempre desearme lo mejor.

A todos mis tíos y primos, por haber estado siempre en los buenos y malos momentos, en especial a la memoria de mi tío Aníbal.

A mi futura sobrina, Danielita, para que le sirva de ejemplo y siempre recuerde que cualquier meta es alcanzable.

Y a la persona que hace Dulce estos momentos y me llena de Felicidad, así como a sus padres y hermana, por apoyarme en todo momento, durante la realización de este trabajo.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por permitirme disfrutar día @ día de la compañía de hermana Maria, y darme la fortaleza necesaria para el desarrollo de este trabajo.

A mi Tutor, Msc. Walter Poquioma, por confiarme este tema y por brindarme su vasto conocimiento intelectual, además de brindarme todo su apoyo incondicional y amistad; así como a su señora esposa Admiro su calidad humana y profesional.

A cada uno de los profesores, con los cuales tuve la oportunidad de compartir actividades académicas, a lo largo de todos mis estudios; en especial a el profesor Norberto Bueno, por todo su conocimiento impartido en mi formación académica y por la valiosa ayuda proporcionada durante la realización de este trabajo.

A Dulce, Rosario, Ángel, Mi primo Johnny, y a todas las personas que se vieron involucradas, directa o indirectamente, de cierto modo en el desarrollo de este trabajo.

A mis amigos (a), Alonso, Álvaro, Antonio, Carratú, Chapa, Chupón, Ciro, David, Doani, Fernando, La Flaca, Franklin, Harrysong, Harold, Jaca, Jennifer, Jhoanna, Juan y César Pacheco, Julio, Leo, Luiseida, Maria Antonieta, Maybelle, Portu, Ramiro, Ricardo, Róger, Rosmery, Tenorio, Turrón, Vanesa, Virginia, Wilfredo, El Negro, Len y Pestana, por todos los buenos momentos que compartimos.

A todos Uds. MIL GRACIAS de todo corazón.

ÌNDICE GENERAL

	Página
INTRODUCCIÓN .....	1
<b>CAPÍTULO I – CONCEPTOS INTERDISCIPLINARIOS A SER CONSIDERADOS .....</b>	<b>8</b>
1.1. YACIMIENTOS .....	8
1.2. PROPIEDADES FÍSICAS DE LA ROCA .....	10
1.2.1. POROSIDAD .....	10
1.2.2. PERMEABILIDAD .....	10
1.2.3. CONDUCTIVIDAD TÉRMICA .....	11
1.3. CONFIGURACIÓN DE POZOS .....	12
1.3.1. POZOS VERTICALES .....	12
1.3.2. POZOS DESVIADOS .....	13
1.3.3. POZOS MULTILATERALES .....	13
1.4. SEDIMENTOLOGÍA .....	15
1.4.1. SEDIMENTOS .....	16
1.4.2. TRANSPORTE Y DEPÓSITO DE SEDIMENTOS .....	16
1.4.3. AMBIENTES SEDIMENTARIOS .....	17
1.4.4. FACIES SEDIMENTARIAS .....	18
1.4.4.1. Análisis de Facies .....	19
1.4.5. APLICACIONES DE LA SEDIMENTOLOGÍA .....	19
1.5. GEOMECÁNICA .....	20
1.5.1. ESFUERZO Y ESTADOS DE ESFUERZOS .....	21
1.5.2. ESFUERZO Y RESISTENCIA MECÁNICA .....	22
1.5.3. TEORÍA DE ELASTICIDAD .....	23

1.5.4. CRITERIOS DE FALLA .....	23
1.5.4.1. Criterio de Falla de Mohr-Coulomb .....	24
1.5.5. ANÁLISIS GEOMECÁNICO .....	24
1.5.6. APLICACIONES DE LA GEOMECÁNICA .....	25
1.6. ANÁLISIS DE NÚCLEOS GEOLÓGICOS. PERMEABILIDADES EN DIFERENTES DIRECCIONES .....	27
1.6.1. EQUIPOS PARA LA TOMA DE NÚCLEOS .....	27
1.6.2. NÚCLEOS ORIENTADOS .....	29
1.6.2.1. Orientación de Núcleos por Métodos Tradicionales .....	29
1.6.2.2. Orientación de Núcleos por Paleomagnetismo .....	30
1.6.3. PRESERVACIÓN Y MANEJO DE NÚCLEOS PARA ANÁLISIS DE LABORATORIO .....	31
1.6.3.1. Método de Congelamiento .....	31
1.6.3.2. Método de Inyección de Resina .....	31
1.6.4. MEDICIONES DE LABORATORIO .....	32
1.6.4.1. Determinación de Permeabilidades .....	32
1.6.4.2. Determinación de las Permeabilidades Direccionales .....	32
1.7. REGISTROS DE POZOS. PERMEABILIDADES EN DIFERENTES DIRECCIONES ...	33
1.7.1. REGISTROS ELÉCTRICOS .....	33
1.7.1.1. Registro de Resistividad .....	33
1.7.1.2. Registro de Potencial Espontáneo (SP) .....	34
1.7.2. REGISTROS RADIATIVOS .....	34
1.7.2.1. Registro de Rayos Gamma .....	34
1.7.2.2. Registro de Porosidad Neutrón (CNL) .....	34
1.7.2.3. Registro de Densidad .....	34
1.7.3. REGISTROS ACÚSTICOS .....	35
1.7.4. REGISTROS “CALIPER” .....	35
1.7.5. REGISTROS DE TEMPERATURA .....	35
1.7.6. REGISTROS “DIPMETER” .....	36
1.7.7. REGISTROS DE IMÁGENES .....	36

1.7.8. REGISTROS DE PRESIÓN DE POROS .....	36
1.7.9. MEDICIONES DE PERMEABILIDAD A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS .....	37
1.8. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN. PERMEABILIDADES EN DIFERENTES DIRECCIONES .....	37
1.8.1. TIPOS DE PRUEBAS DE POZOS .....	38
1.8.2. INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN .....	38
1.8.3. REGÍMENES Y GEOMETRÍAS DE FLUJO .....	39
1.8.4. PARÁMETROS OBTENIDOS A PARTIR DE PRUEBAS DE PRESIÓN .....	40
1.8.5. APLICACIONES DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN .....	41
1.8.6. DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES A PARTIR DE PRUEBAS DE PRESIÓN .....	42
1.8.6.1. Información Obtenida a Partir de Probadores de Formación Operados por Cable .....	42
 <b>CAPÍTULO II – ANISOTROPÍA .....</b>	<b>44</b>
2.1. ANISOTROPÍA EN LAS PROPIEDADES DE LA ROCA .....	45
2.1.1. ANISOTROPÍA EN LA PERMEABILIDAD .....	46
2.1.2. ANISOTROPÍA EN LA CONDUCTIVIDAD TÉRMICA .....	47
2.2. ANISOTROPÍA Y SEDIMENTOLOGÍA .....	48
2.3. ANISOTROPÍA Y GEOMECÁNICA .....	51
2.4. PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS ANISOTRÓPICOS .....	54
2.4.1. PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS VERTICALES .....	54
2.4.2. PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES .....	55
2.4.2.1. Efecto de Almacenamiento .....	55
2.4.2.2. Régimen Radial Temprano .....	55
2.4.2.3. Régimen Hemiradial .....	55
2.4.2.4. Régimen Lineal Intermedio .....	55
2.4.2.5. Régimen Pseudoradial Tardío .....	56
2.4.2.6. Régimen Lineal Tardío .....	56

<b>CAPÍTULO III – DETERMINACIÓN DE LA ANISOTROPÍA .....</b>	<b>58</b>
3.1. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS .....	58
3.1.1. <i>ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS INCLINADOS</i> .....	59
3.1.2. <i>ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES</i> .....	60
3.2. MODELO SEDIMENTOLÓGICO .....	63
3.3. MODELO GEOMECÁNICO. <i>Campo de esfuerzo</i> .....	65
3.3.1. <i>INFORMACIÓN GEOMECÁNICA A PARTIR DE ENSAYOS DE</i>	
<i>LABORATORIO</i> .....	66
3.3.1.1. <i>Ensayo de Compresión sin Confinamiento</i> .....	66
3.3.1.2. <i>Ensayo de Compresión Triaxial</i> .....	66
3.3.1.3. <i>Ensayo de Cilindro Brasileño</i> .....	66
3.3.1.4. <i>Ensayo para el Coeficiente de Biot</i> .....	66
3.3.1.5. <i>Ensayo de Compresibilidad Uniaxial</i> .....	67
3.3.1.6. <i>Ensayos para la Dirección de Esfuerzos</i> .....	67
3.3.2. <i>INFORMACIÓN GEOMECÁNICA A PARTIR DE DATOS DE CAMPO</i> ...	68
3.3.2.1. <i>A partir de Registros Acústicos</i> .....	68
3.3.2.2. <i>A partir de Otros Tipos de Registros de Pozo</i> .....	69
3.3.2.3. <i>Pruebas Microfrac</i> .....	69
3.3.2.4. <i>Pruebas Minifrac</i> .....	69
3.3.3. <i>CAMPOS DE ESFUERZOS</i> .....	70
3.4. MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ANISOTROPÍA .....	71
3.4.1. <i>DETERMINACIÓN DE LA ANISOTROPÍA A PARTIR DE PRUEBAS</i>	
<i>DE PRESIÓN</i> .....	71
3.4.1.1. <i>Método de Economides</i> .....	72
3.4.1.2. <i>Método de Frick</i> .....	72
3.4.1.3. <i>Método de Zhang y Dusseault</i> .....	72
3.4.1.4. <i>Método de Muñoz</i> .....	73
3.4.2. <i>DETRMINACIÓN DE LA ANISOTROPÍA A PARTIR DEL</i>	
<i>COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE POZOS Y LA DIRECCIÓN</i>	
<i>DE LOS TRENES DE SEDIMENTACIÓN</i> .....	75



<b>CAPÍTULO IV – LA ANISOTROPÍA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS .....</b>	<b>77</b>
4.1. TRAYECTORIA DE LOS POZOS .....	78
4.2. OPTIMIZACIÓN DEL RECOBRO FINAL .....	82
4.3. REDUCCIÓN DE LOS RIESGOS ECONÓMICOS ASOCIADOS A LA INCERTIDUMBRE .....	88
<b>CAPÍTULO V – DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>91</b>
5.1. CASO A. <i>Determinación de la Anisotropía a partir de los resultados obtenidos en la interpretación de pruebas de presión de pozos horizontales de las arenas de la Formación Oficina del área Zuata, en las arenas D1 y D2 operadas por SINCOR</i> .....	91
5.1.1. CÁLCULO DE LA MAGNITUD Y DIRECCIÓN DE LAS PERMEABILIDADES PRINCIPALES. $k_{hmax}$ y $k_{hmin}$ .....	93
5.2. CASO B. <i>Determinación de la Anisotropía de las arenas del Miembro Morichal, Formación Oficina, es en el área O-16 de BITOR</i> .....	95
5.2.1. ANISOTROPÍA MEGASCÓPICA .....	97
5.2.2. ANISOTROPÍA MACROSCÓPICA .....	98
5.2.3. ANISOTROPÍA MESOSCÓPICA .....	100
5.2.3.1. Unidad MO9 .....	101
5.2.3.2. Unidad M08 .....	101
5.2.3.3. Unidad MO7 .....	102
5.2.3.4. Unidad MO6 .....	102
5.2.3.5. Unidad MO5 .....	103
5.2.3.6. Unidad MO4 .....	103
5.2.3.7. Unidad MO3 .....	104
5.2.3.8. Unidades MO2 y MO1 .....	105
<b>CAPÍTULO VI – CONCLUSIONES .....</b>	<b>106</b>
<b>CAPÍTULO VII – RECOMENDACIONES .....</b>	<b>108</b>

**CAPÍTULO VIII – REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS ..... 109**

**CAPÍTULO IX – APÉNDICES ..... 111**

ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>Página</b>
Fig. 1. Áreas que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco .....	5
Fig. 2. Distribución de las alianzas estratégicas en la Faja del Orinoco .....	6
Fig. 3. Sección transversal de los entrapamientos o acumulaciones de Hidrocarburos (Negro) .....	9
Fig. 4. Tipos de configuraciones en Pozos Multi-laterales .....	14
Fig. 5. La mecánica del movimiento de la partícula .....	17
Fig. 6. Varios estados de esfuerzos .....	22
Fig. 7. Aspectos que presentan los nuevos Equipos para la toma de Núcleos en arenas no-consolidadas .....	29
Fig. 8. Diagnóstico de la Geometría de Flujo .....	39
Fig. 9. Anisotropía intrínseca o litológica (a); y producida por esfuerzos (b) .....	45
Fig. 10. La orientación de granos y direcciones de máxima permeabilidad, en canales y barras .....	51
Fig. 11. Relación conceptual entre esfuerzos y componentes de la permeabilidad .....	53
Fig. 12. Factores de forma del plano horizontal .....	61
Fig. 13. Distribución de Permeabilidades .....	73
Fig. 14. La pobre orientación del pozo disminuye la velocidad de drenaje del yacimiento, para un pozo horizontal .....	80
Fig. 15. El VPN disminuye a medida que la dirección del pozo se desvía, de la dirección óptima, para un pozo horizontal .....	81
Fig. 16. El incremento en la anisotropía areal acelera el recobro del yacimiento, para un pozo horizontal perforado en la dirección óptima .....	83
Fig. 17. El VPN aumenta a medida que aumenta la relación areal de la anisotropía siempre y cuando el pozo (horizontal) se encuentre perforado en la dirección óptima .....	84
Fig. 18. Relación de producción acumulada para un pozo con configuración cruzada, en tiempo real, $k_x = k_y$ .....	86

---

Fig. 19. Tasa de producción para anisotropía areal de la permeabilidad, $k_y = 0,1k_x$ (casos D, E, F, G) .....	87
Fig. 20. Distribución de los pozos seleccionados dentro del campo Zuata .....	92
Fig. 21. Tendencia de canales en unidad D1/D2 .....	93
Fig. 22. Elipse promedio de la permeabilidad normal a la trayectoria de los pozos .....	95
Fig. 23. Tendencia que muestra la dirección preferencial de la permeabilidad en términos megascópicos .....	97
Fig. 24. Interpretación cualitativa realizada sobre anisotropía macroscópica .....	99

ÌNDICE DE TABLAS

	<b>Página</b>
Tabla 1. Ventajas y Desventajas de los Pozos Multi-laterales .....	15
Tabla 2. Clasificación de los Ambientes Sedimentarios .....	18
Tabla 3. Parámetros obtenidos en cada una de las diferentes Pruebas de Presión .....	40
Tabla 4. Conductividad térmica aparente de algunas rocas anisotrópicas .....	48
Tabla 5. Riesgo de incertidumbre económica asociado al aumento de la anisotropía areal .....	89
Tabla 6. Relación de incrementos en el VPN para un pozo multi-lateral comparado con un pozo horizontal en un yacimiento arealmente isotrópico .....	89
Tabla 7. Datos obtenidos en la interpretación de pruebas de presión .....	92
Tabla 8. Ángulo de cada uno de los pozos con respecto al eje Norte .....	94

## INTRODUCCIÓN

Los procesos que ocurren durante y después de la creación de las rocas sedimentarias originan variaciones en las propiedades físicas de la roca, las cuales, para efectos de Geociencias, pueden tratarse como parámetros intrínsecos a la roca bajo ciertas condiciones. Esta variación en las propiedades físicas, es lo que se conoce como anisotropía. Únicamente propiedades de flujo o transporte con una dirección específica, asociada a su medición, pueden ser anisotrópicas, tales como la permeabilidad, conductividad térmica, resistividad, permeabilidades relativas y dispersividad. La permeabilidad es tal vez una de las propiedades más importante que gobierna el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos. Por esta razón, su determinación debería ser un factor primordial en cualquier estudio de yacimiento, a objeto de definir las políticas de explotación más apropiadas.

Sin embargo, y a pesar de lo anteriormente expuesto, en la actualidad no es muy común la determinación de la anisotropía existente en los yacimientos; aunque, se está comenzando a incluir en los estudios integrados de yacimientos, estimaciones del comportamiento de la permeabilidad tanto areal como verticalmente, a través de diversos medios, con el firme propósito de optimizar la recuperación de hidrocarburos, disminuir la incertidumbre económica y costos asociados, y asegurar además el éxito de la aplicación de nuevas tecnologías, todo esto mediante la caracterización de yacimientos. Incluso, se han desarrollado tecnologías muy sofisticadas para tal fin, pero las investigaciones aún continúan.

Tradicionalmente, para un pozo vertical se olvida el hecho de la anisotropía en la permeabilidad horizontal, ya que en flujo cilíndrico la permeabilidad promedio,  $k_h$ , es en el plano horizontal y es simplemente  $\sqrt{k_x k_y}$ . Sin embargo, distintos estudios<sup>1</sup>, han mostrado que grandes anisotropías de permeabilidad en el plano horizontal son comunes en algunos yacimientos. De esta manera, dos principales permeabilidades horizontal pueden ser

identificadas:  $k_{hmax}$  y  $k_{hmin}$ . Por otro lado, la anisotropía de la permeabilidad llega a ser crucial cuando secciones lineales, tales como fracturas hidráulicas (la cual tiene una dirección preferencial) o pozos horizontales (los cuales pueden ser perforados en una dirección arbitraria) son introducidas en el yacimiento.

Por su parte, los pozos horizontales y desviados aparecen en escena en la industria petrolera con el firme propósito de optimizar las operaciones de perforación e incrementar la productividad asociada. Sin embargo, para asegurar al máximo la productividad que este tipo de pozos es capaz de ofrecer, se deben tomar en cuenta ciertos parámetros que afectan notablemente su comportamiento. En el caso de pozos horizontales, por ejemplo, la orientación es quizá el factor que más influye, ya que en teoría, un pozo horizontal perforado en dirección normal a la máxima permeabilidad, presentará una mayor productividad que uno que haya sido perforado en cualquier otra dirección. La longitud de la sección horizontal es otro punto de interés asociado a la productividad de estos pozos, existiendo una longitud crítica, especialmente en yacimientos con anisotropía, en los que un pozo inclinado aporta más beneficios desde el punto de vista de productividad que un pozo horizontal. Como se observa, la determinación de la anisotropía presente en los yacimientos es sumamente importante cuando se piensan emprender nuevos proyectos de explotación. Además, es posible evaluar y entender el comportamiento asociado a la productividad de pozos ya perforados sin haber considerado la anisotropía al momento de la perforación.

A nivel mundial, Warpinski<sup>1</sup> y Buchsteiner *et al*<sup>2</sup>. notaron casos donde el radio de anisotropía de la permeabilidad horizontal es 50:1; sin embargo, esto es un caso extremo, ya que radios de 3:1 o 4:1 son más comunes. A pesar de lo anteriormente expuesto, en Venezuela, Muñoz *et al*<sup>3</sup> encontró radios de anisotropía de 80:1, específicamente, en el Lago de Maracaibo. En la Faja Petrolífera del Orinoco, este tema es de mucho interés, ya que los yacimientos ubicados en la misma están constituidos por rocas no-consolidadas, lo que infiere a las propiedades de la roca cierta heterogeneidad, además, algunos de estos yacimientos presentan una pobre caracterización del yacimiento. Por esta razón, para ilustrar el efecto de la anisotropía, se hará referencia en algunos yacimientos de la Faja. En yacimientos que almacenan crudos pesados y extrapesados, como es el caso de la Faja del

Orinoco, se requiere el uso de tecnología de punta para ser explotados eficazmente. Debido a la alta viscosidad del fluido y al tipo de energía del yacimiento, el uso de pozos verticales no es rentable, motivo por el cual se está utilizando la perforación de pozos horizontales, los cuales están dando excelentes resultados.

A fin de lograr una mejor caracterización de los yacimientos de hidrocarburos, y comprender mejor el comportamiento de pozos productores, se plantea este estudio que busca determinar la importancia que tiene la anisotropía en la caracterización de yacimientos, específicamente en los yacimientos de la *Faja Petrolífera del Orinoco*, con el objeto de reducir la incertidumbre tanto operacional como económica, a la hora de emprender cualquier proyecto, además de optimizar el índice de productividad y el recobro final. Adicionalmente, se investigará la relación existente entre la dirección de los esfuerzos horizontales principales y la dirección de las permeabilidades horizontales, para ello se hará uso de la disciplina de geomecánica, todo ello, para reducir incertidumbre en la caracterización de yacimientos.

## **INFORMACIÓN GENERAL SOBRE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Los depósitos de hidrocarburos están localizados al Sur-Este de Venezuela en los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, cubriendo una extensión de 54000 Km<sup>2</sup> aproximadamente. Los depósitos presentes en esta área contienen petróleo pesado y extrapesado, con una alta viscosidad y una baja gravedad A.P.I.. Se cuenta con 1.2 billones de barriles de petróleo en sitio (POES), y las reservas recuperables están en el orden de los 200 mil millones de barriles.

Haciendo un poco de historia, en 1.935 se perforó el primer pozo en la Faja, llamado Canoa N° 1, el cual produjo 40 BNP/D de crudo de 7° A.P.I.. En esta época, diversas empresas internacionales iniciaron actividades exploratorias en el área. Sin embargo, dadas las características de los crudos encontrados (baja gravedad A.P.I., alta viscosidad y contenido de metales), el interés de las empresas sobre la Faja decayó rápidamente. Finalmente, en 1.977 el Ejecutivo Nacional, a través del Ministerio de Energía



y Minas, asignó a PDVSA la responsabilidad de planificar y ejecutar las actividades necesarias para evaluar y desarrollar los recursos energéticos de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Por otra parte, el atractivo comercial del petróleo liviano y mediano, no hacen factible el desarrollo de grandes volúmenes de la Faja. En esencia, desde un punto de vista tecnológico, la experiencia reunida entre los años 70 y 80 en los campos de crudo pesado alrededor del Lago de Maracaibo y otros campos al Oeste de Venezuela, donde se obtuvieron buenos resultados económicos con pozos verticales someros completados con empaque a hoyo abierto, con inyección alternada de vapor y bombeo mecánico, no fueron suficientes para hacer la Faja económicamente atractiva. No obstante, las últimas tecnologías en el área de la química, perforación, levantamiento y descripción general del yacimiento, han incrementado el valor económico de estos yacimientos, haciendo factible una producción provechosa de esta acumulación.

La producción en frío de la Faja ha probado ser una pregunta difícil de responder. Observando las características de la producción presente, el crudo en la faja exhibe una conducta espumosa a nivel de campo. Además, la declinación de la tasa de producción ha sido mucho menor que la esperada con gas en solución como mecanismo de producción. Igualmente, el comportamiento del petróleo espumoso ha sido reproducido bajo condiciones de laboratorio usando muestras de núcleos. Además, se han desarrollado técnicas de laboratorio para el desempeño del análisis PVT cuando el crudo espumoso está presente. Por último, los simuladores de yacimientos han sido adaptados para la conducta del crudo espumoso.

En cuanto a las características generales presentes en la Faja Petrolífera del Orinoco, se cuentan las siguientes:

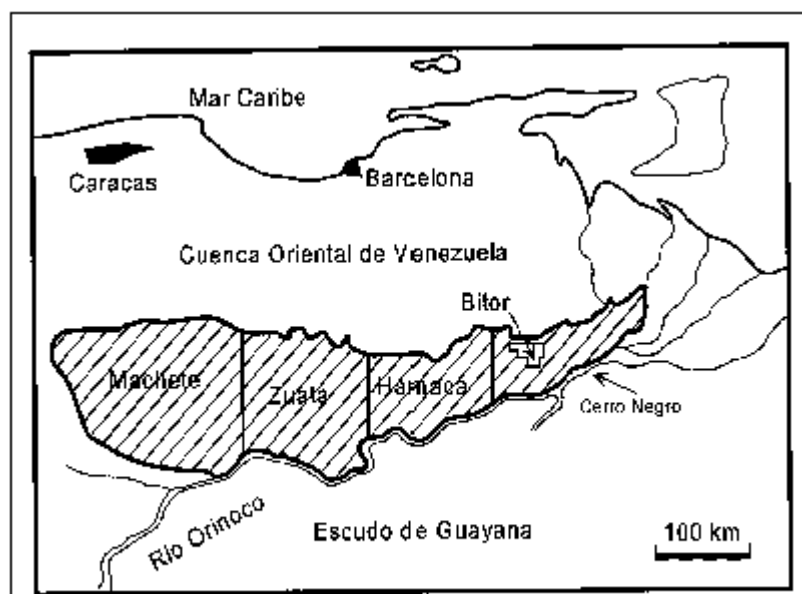
- Profundidad (pies): 600-5500
- Temperatura del yacimiento (°F): 95-190
- Contenido de Metal (Níquel y Vanadio) (ppm): 200-500

- Gravedad del crudo (°A.P.I.) : 7-12
- Viscosidad del petróleo muerto (cp): 100-25000
- Relación Gas/Petróleo (PCN/BNP): 50-170

Las principales formaciones de la Faja son arenas no consolidadas con un promedio de porosidad entre 20 y 30%.

Ahora bien, para efectos exploratorios, la Faja ha sido dividida en cuatro áreas:

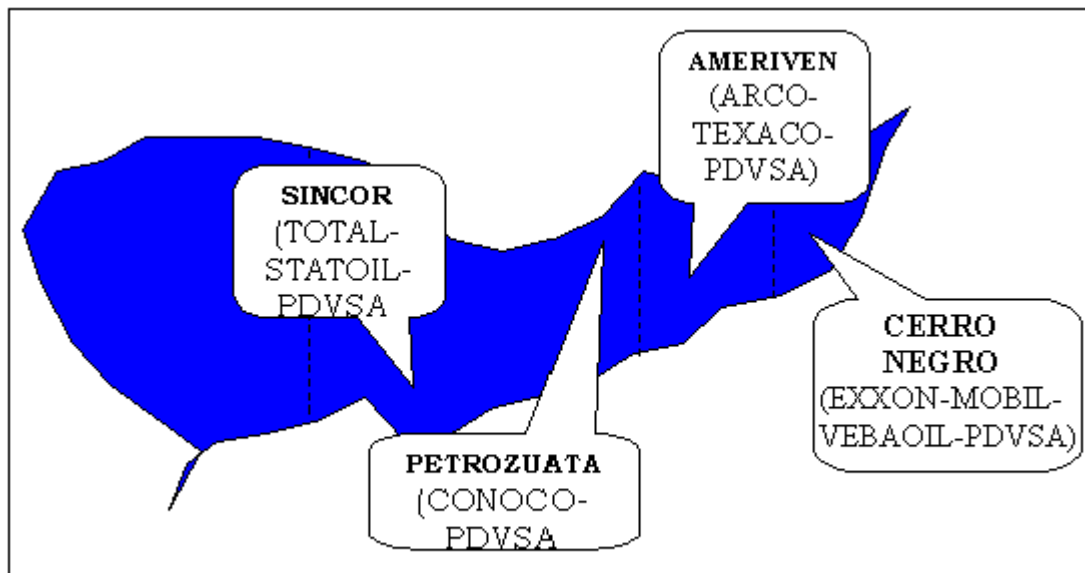
- Cerro Negro Edos. Delta Amacuro, Monagas, Anzoátegui
- Hamaca Edo. Anzoátegui
- Zuata Edos. Guárico y Anzoátegui
- Machete Edo. Guárico.



**Fig. 1 Áreas que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco**

Con el objeto de diversificar los riesgos económicos asociados a la conversión del inmenso depósito de crudos pesados y extrapesados de la Faja del Orinoco en productos de mayor interés para el mundo, y al mismo tiempo garantizar el acceso a nuevos mercados, se han adelantado y concretado algunos proyectos integrados de asociaciones con empresas internacionales.

Se han establecido alianzas estratégicas con compañías extranjeras para alcanzar en el año 2005 una producción de 630 MBNP, de 8 – 9.5 °A.P.I., y están distribuidas de la siguiente manera:



**Fig. 2 Distribución de las alianzas estratégicas en la Faja del Orinoco**

Ahora bien, en 1981 un grupo de científicos del Centro de Investigación y Apoyo Técnico de PDVSA, INTEVEP, S.A., inició en conjunto con la British Petroleum (BP), una serie de investigaciones para el estudio de tecnología de emulsiones a nivel de laboratorio. Cuatro años más tarde, en la configuración de los trabajos y resultados presentados por Lagoven, se desarrolló un plan global de desarrollo de la Faja, para estudiar las posibilidades de la incursión en el mercado energético para generación eléctrica. Fue entonces en la localidad de Morichal, Estado Monagas, que se probó exitosamente el comportamiento de las emulsiones como combustible. Para el estudio de la manufactura, transporte y combustión de estos hidrocarburos en forma de emulsiones a nivel piloto e industrial, Lagoven S.A., creó en 1987, la organización "PROYECTO ORINOCO", el cual comprendió también el estudio de mercado para el producto a comercializar. La emulsión producida con Bitumen natural de la Faja del Orinoco tomó la denominación comercial de ORIMULSION®. Una vez establecida la potencialidad de este combustible, en Julio de 1988 se consolidó y aprobó la estrategia de mercado por parte de la Casa Matriz, así como también la conformación de una filial de PDVSA que estuviese dedicada a la planificación,

extracción, procesamiento y comercialización de estos recursos. Así surgió “Bitúmenes Orinoco” S.A. (BITOR).

# CAPÍTULO I

## CONCEPTOS INTERDISCIPLINARIOS

### A SER CONSIDERADOS

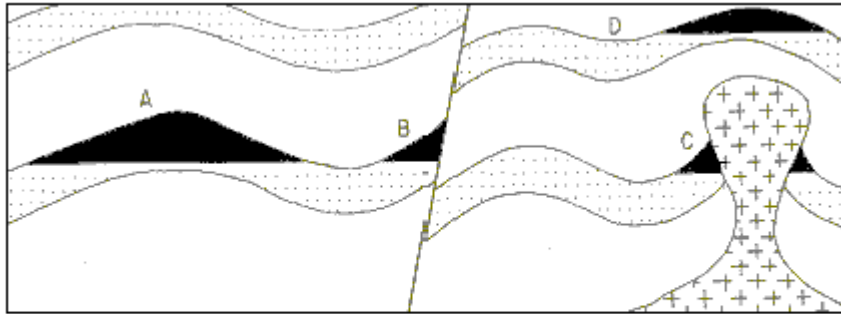
#### 1.1.- YACIMIENTOS

El estudio de yacimientos de petróleo se puede realizar desde distintos puntos de vista, como por ejemplo, si nos referimos a ellos considerando la escala los podemos estudiar a una escala *megascópica*, *macroscópica* o *microscópica*. Además, se les puede clasificar de acuerdo a su origen, ya sean de origen sedimentario, ígneo u metamórfico. Los de origen sedimentario los podemos dividir dependiendo del origen composicional de los minerales y de la textura de la roca. Por otro lado, los yacimientos de origen ígneo y metamórfico están en rocas duras creadas a altas temperaturas; y debido a que los hidrocarburos tienen como medio natural a rocas de temperaturas relativamente bajas, los hidrocarburos depositados en estas rocas han llegado luego de que las rocas se han enfriado. Además, aunque estas rocas tienen poca porosidad efectiva y poros no-interconectados, pueden ser aptas para ser depósitos de hidrocarburos mediante un proceso de porosidad secundaria. Como existen pocos yacimientos que cumplan estas condiciones, los yacimientos de petróleo por excelencia están en rocas sedimentarias.

Los yacimientos también pueden ser clasificados con base a su configuración geométrica como (**Figura 3**):

- *Yacimientos de trampas estratigráficas*: generalmente, estas trampas se deben principalmente a barreras laterales de permeabilidad causadas por factores sedimentológicos.
- *Yacimientos de trampas estructurales*: estas trampas son principalmente controladas por la presencia de pliegues, fallas o domos de sal.

- *Yacimientos de combinaciones de ambos tipos de trampas:* estos son debido a la combinación de configuraciones estructurales y cambios laterales de permeabilidad.



**Fig. 3 Sección transversal de los entrampamientos o acumulaciones de Hidrocarburos (Negro). A: Trampa Anticlinal, B: Trampa de Falla, C y D: Trampas asociadas a Domos de Sal<sup>4</sup>**

Además, existen relaciones entre la geología y el funcionamiento de los yacimientos. Tomando en cuenta que los mecanismos de empuje son por agotamiento o reducción de presión, empuje hidráulico y empuje por segregación de gas, los podemos relacionar con el entrampamiento de petróleo de la siguiente manera: yacimientos con empuje por reducción de presión se encuentran en su mayoría en trampas estratigráficas, y debido a lo inefectivo de este mecanismo primario este tipo de yacimientos son candidatos a procesos de recuperación secundaria; en el caso de empuje hidráulico, éstos se encuentran en trampas estratigráficas con extensión limitada debido a la presencia de fallas, además, como el agua posee baja compresibilidad, para que ocurra este proceso es necesario que el acuífero sea de gran tamaño con respecto al yacimiento, por último, en el empuje por segregación de gas se requiere de relieves estructurales de alto buzamiento, ya que este proceso se debe al efecto gravitacional, por consiguiente este mecanismo se encuentra generalmente en trampas estructurales de alto relieve.

## 1.2.- PROPIEDADES FÍSICAS DE LA ROCA

Toda formación está compuesta de sedimentos. Cuando estos sedimentos están bien cementados se les conoce como formaciones de *rocas consolidadas*; mientras, cuando estos sedimentos no están cementados o carecen del mismo son denominadas *formaciones de rocas no-consolidadas*. Sin embargo, independientemente de si son o no consolidados, los yacimientos poseen ciertas propiedades, ya sean físicas, químicas o térmicas, entre estas propiedades las que más nos interesan para el estudio propuesto son la porosidad, permeabilidad y conductividad térmica. Agregaremos la conductividad térmica por la posibilidad que tiene la faja de ser explotada a futuro, mediante procesos de recuperación térmica.

### 1.2.1.- POROSIDAD<sup>5</sup>

Esta es la propiedad más importante para determinar los volúmenes de gas y petróleo que puede contener un yacimiento petrolífero, ya que en éstos la porosidad ( $\Phi$ ) representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases, esta propiedad generalmente se expresa como porcentaje fraccional o decimal y determina la capacidad de acumulación o de depósito de arena. Además, existen 2 tipos de porosidad:

- *Porosidad Absoluta* Es el porcentaje de espacio total con respecto al volumen total de roca y tomando en cuenta los poros interconectados y no-interconectados.
- *Porosidad efectiva* Es el porcentaje de espacio poroso interconectado y disponible para hidrocarburos con respecto al volumen total de la roca, ésta es la más usada en el estudio de yacimientos petrolíferos.

### 1.2.2.- PERMEABILIDAD<sup>5</sup>

Esta propiedad representa la facilidad que tiene una roca para permitir el flujo de fluidos a través de ella. La permeabilidad ( $k$ ) de un medio poroso es el resultado de un descubrimiento empírico, hecho por el hidrólogo francés Darcy (1.856); el cual relacionó la tasa de flujo ( $q$ ), en función de la viscosidad del fluido ( $\mu$ ), la caída de presión ( $\Delta p$ ), el área

transversal ( $A$ ), y la longitud del sistema ( $L$ ); esto es lo que se conoce como la Ley de Darcy y puede ser expresada, en su forma más elemental, como:

$$q = \frac{k * A * \Delta p}{m * L} \quad \text{Ec. 1}$$

Si los poros no están interconectados la permeabilidad no existirá, la misma al igual que la porosidad efectiva depende del tamaño y homogeneidad de los granos así como de la geometría de los mismos. Además, esta propiedad determina el comportamiento de los yacimientos y pozos, y puede ser referida a distintos tipos de mediciones:

- *Permeabilidad Absoluta* Es la permeabilidad de una roca saturada 100% de un mismo fluido fluyendo a través de ella.
- *Permeabilidad Efectiva* Es la permeabilidad de una roca a un fluido cuando en la roca se encuentran 2 o más fluidos fluyendo a través de ella, hay que decir que la presencia de cada fluido reduce la capacidad de fluir del otro(s).
- *Permeabilidad Relativa* Es la relación o razón entre las permeabilidades efectiva y absoluta.
- *Permeabilidad Direccional* Es la permeabilidad de una roca referida en una dirección o plano en específico, ya sea vertical u horizontal, máximas o mínimas.

Aunque la permeabilidad tiene como unidad el *Darcy*, generalmente es expresada en milidarcys, md (10E-3 darcys), debido a que la mayoría de las rocas poseen valores de permeabilidad menores a 1 Darcy. Cuando la permeabilidad de una roca es menor a 10 md se dice que la permeabilidad de la roca es baja, mientras que en el rango de 10 a 100 md se dice que es buena, y con valores mayores a 100 md, como en el caso de la faja, se consideran excepcionalmente altas.

### 1.2.3.- CONDUCTIVIDAD TÉRMICA<sup>6</sup>

La conductividad térmica,  $K_c$ , es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferido, por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de



temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluido o de partículas, esto aplica a la roca. En general, la conductividad térmica varía con la presión y la temperatura. Se expresa por la Ley de Fourier, la cual establece que:

$$\frac{Q_c}{A} = K_c * \frac{\partial T}{\partial x} \quad \text{Ec. 2}$$

donde:

$Q_c/A$  = tasa de transferencia de calor, en BTU/pie<sup>2</sup>

$K_c$  = conductividad térmica, en BTU/h-pie-F

$\partial T/\partial x$  = gradiente de temperatura, en F/pie

Como puede observarse la Ley de Fourier es semejante a la Ley de Darcy; comparando estas dos leyes se observa que la conductividad térmica en la Ley de Fourier, hace lo mismo rol que la movilidad ( $k/\mu$ ), en la Ley de Darcy. La conductividad térmica en cualquier medio poroso depende de ciertos factores como: la densidad, porosidad, temperatura, saturación de fluidos, tipos de fluidos y movimiento de los fluidos en la roca.

### 1.3.- CONFIGURACIÓN DE LOS POZOS

En la industria petrolera se emplean una variedad de tipos de pozos; los cuales se pueden diferenciar de acuerdo a la geometría que poseen. Estos pozos pueden ser verticales, desviados o no convencionales (incluyendo los pozos horizontales); y por último, un tipo de arreglo que actualmente está tomando mucha importancia en la industria, conocido como pozos multilaterales, los cuales son una combinación de pozos verticales y desviados.

#### 1.3.1.- POZOS VERTICALES

Por años, los pozos fueron construidos de manera vertical, y cuando se requería de mejoras en las tasas de flujo o aumentar la rentabilidad de los pozos, se realizaban trabajos de estimulación como fracturamiento hidráulico o tratamientos con acidificación (aún son aplicados, actualmente). Generalmente, este tipo de pozos son usados cuando la

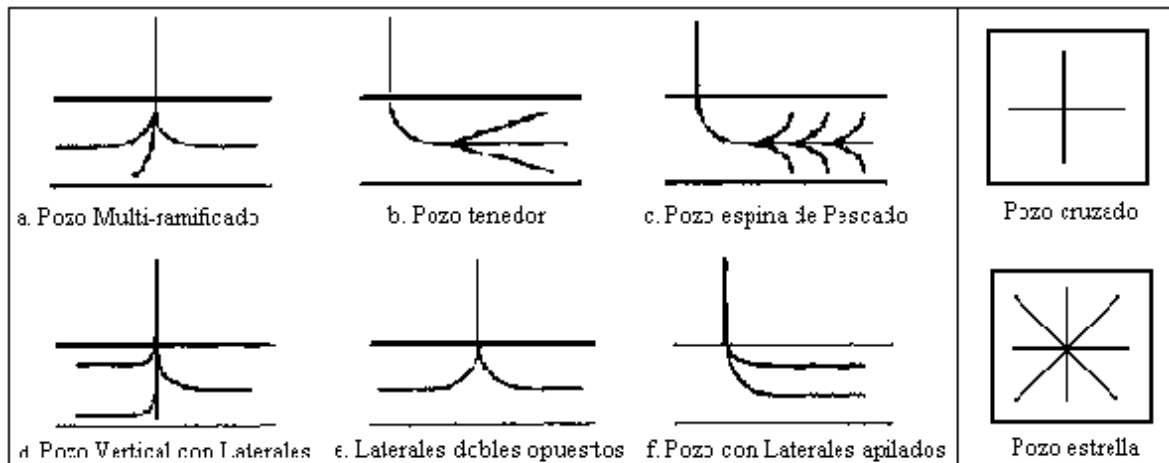
permeabilidad vertical es muy baja o prácticamente inexistente, o cuando el yacimiento posee muchas fracturas naturales en el plano horizontal.

### **1.3.2.- POZOS DESVIADOS**

Estos pozos forman un ángulo considerable con el eje vertical, cuando este ángulo es aproximadamente igual a  $90^\circ$  son conocidos como *pozos horizontales*. Se estima que a mediados de los años 80, es que este tipo de configuración tuvo su mayor desarrollo. La perforación de pozos altamente inclinados y horizontales, ha mostrado en los últimos años un importante incremento, debido a las ventajas que ofrecen frente a la perforación convencional (vertical). Sin embargo, para lograr el máximo aprovechamiento del potencial que estos pozos pueden ofrecer, varios factores deben ser considerados, entre ellos, la anisotropía. Entre algunas de las ventajas que ofrecen se tiene que mediante pozos desviados orientados correctamente, se puede drenar más efectivamente un yacimiento, y además, proporcionan mejores resultados en yacimientos con grandes capas de gas y acuíferos; además, al aplicarles fracturamiento hidráulico, en yacimientos fracturados naturalmente en el plano vertical, llegan a ser más atractivos que pozos verticales.

### **1.3.3.- POZOS MULTI-LATERALES**

Son un sistema de hoyos perforados de manera radial desde un hoyo madre, los cuales pueden ser verticales, desviados u horizontales. Debido a la complejidad involucrada en estos tipos de pozos se necesita de la realización de ciertos estudios (arquitectura del yacimiento) que tomen en cuenta la mayor parte de las propiedades del yacimiento, tal como la anisotropía areal de la permeabilidad, la cual resulta ser decisiva al momento de la perforación.



**Fig. 4 Tipos de configuraciones en Pozos Multi-laterales** <sup>7,8</sup>

La orientación de pozos multilaterales se refleja en las tasa de producción, la cual a su vez resulta como indicadora de la rentabilidad de los pozos. Por otro lado, pozos multilaterales con hoyos madre verticales favorecen a procesos de drenaje de algunas capas que pueden o no estar conectadas, mientras que pozos con hoyos madres horizontales favorecen a procesos de drenaje con capas de permeabilidad arealmente anisotrópica. Debido a la utilidad que tienen estos pozos en yacimientos que presenten anisotropía de la permeabilidad, serán conjuntamente con pozos desviados (incluyendo pozos horizontales) los que más se analizarán en este estudio. En la **figura 4** se presentan algunos tipos de pozos multilaterales. Además, se presenta una tabla que contiene las ventajas y desventajas de pozos multi-laterales, con respecto a pozos verticales (**tabla 1**).

En el caso de los yacimientos de la Faja del Orinoco, las arenas superiores son muy lenticulares, menores de 30 pies de espesor y la única manera rentable para explotar este tipo de yacimientos es mediante la producción de pozos multilaterales. Para ello se requiere realizar una buena caracterización de yacimientos, es decir, definir adecuadamente la “arquitectura” de los yacimientos, para realizar una buena planificación y obtener los objetivos.

Tabla 1 Ventajas y Desventajas de los Pozos Multi-laterales

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mejora el IP en yacimientos de poco espesor.</li> <li>- Aumenta el recobro en yacimientos de gran espesor con zonas de baja permeabilidad.</li> <li>- Previenen la conificación de agua y de gas.</li> <li>- Son muy útil en operaciones costa afuera, ya que reducen los costos por plataforma que se necesita para alcanzar un gran número de objetivos.</li> <li>- Atraviesan el mayor número de fracturas verticales y controlan la producción de arenas.</li> <li>- Pueden ser usados para remediar pozos horizontales, perforados en dirección incorrecta.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Altos costos iniciales.</li> <li>- Incrementan la sensibilidad a la anisotropía, tanto para la permeabilidad como para los esfuerzos.</li> <li>- Los trabajos de estimulación son costosos y complicados.</li> <li>- Presentan sensibilidad con respecto a valores pobres de la permeabilidad vertical.</li> <li>- La tecnología referente a la parte de completación y producción resulta ser más complicada.</li> </ul>

#### 1.4.- SEDIMENTOLOGÍA

La Sedimentología se encarga del estudio de las rocas sedimentarias, así como de los sedimentos involucrados en la formación de las mismas. Además, abarca tanto los procesos en los cuales se producen sedimentos tales como la erosión, así como en los que se transportan y depositan sedimentos a través de fluidos como el agua o aire; además, abarca los procesos en los que ocurren cambios en las rocas sedimentarias después de su deposición (diagénesis).

Las rocas sedimentarias están compuestas de granos, matriz, cemento y poros, los cuales le conceden a la roca ciertas propiedades como las expuestas anteriormente (porosidad, permeabilidad, etc.). El tipo de porosidad que más interesa es la porosidad efectiva, ya que toma en cuenta los poros interconectados, los que a su vez dan a la roca la

cualidad de ser permeable. Generalmente, La permeabilidad de la roca es altamente variable, dependiendo de la dirección en la que es medida.

#### 1.4.1.- SEDIMENTOS

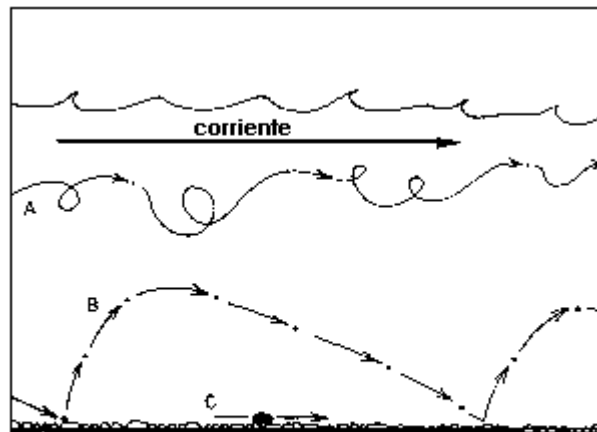
Los procesos naturales tienden a separar diversos productos llamados *sedimentos*, los cuales luego de la erosión y transporte, son depositados como entidades discretas tales como arena, arcillas y limos; así, los sedimentos pueden ser clasificados dependiendo de su origen en la superficie de la tierra.

Esencialmente, se pueden observar cinco principales tipos de sedimentos:

- *Sedimentos químicos*: provienen de precipitaciones en un ambiente anterior. Evaporitas y Rocas de Sal.
- *Sedimentos orgánicos*: están compuestos de materia orgánica de origen animal y vegetal. Carbón.
- *Sedimentos residuales*: estos son restos abandonados en ciertos lugares, luego de la erosión.
- *Sedimentos terrosos*: son literalmente derivados desde la tierra o el suelo. Lutitas, Areniscas y Conglomerados.
- *Sedimentos pyroclásticos*: son producto de actividad volcánica.

#### 1.4.2.- TRANSPORTE Y DEPÓSITO DE SEDIMENTOS

Los procesos sedimentarios son generalmente entendido como el transporte y deposito de sedimentos; éstos están gobernados por las leyes de la física y pueden ocurrir bajo el trabajo de fluidos como el agua y el viento, o adicionalmente el hielo y el efecto de gravedad.



**Fig. 5 La mecánica del movimiento de la partícula.**  
**A: Suspensión, B: Saltación, C: Rodamiento** <sup>4</sup>

Si consideramos la mecánica del movimiento de la partícula, éstas pueden moverse a través de un fluido (líquido o gaseoso) de tres diferentes maneras: por *rodamiento*, *saltación* o en *suspensión* (**figura 5**). Ahora, si consideramos los tipos de sedimentos que resultan de diferentes clases de flujo de fluidos, se pueden observar tres tipos:

- *Transportados a tracción*: éstos son principalmente transportados por rodamiento y saltación; los sedimentos depositados tienen generalmente arenas entrecruzadas. Los desiertos y dunas son depósitos de tracción.
- *Los transportados por corrientes densas*: son originados por una combinación de tracción y suspensión, además, su textura se caracteriza por la mezcla de arenas, arcillas y limos, también muestran gradación de capas.
- *Transportados en suspensión*: estos sedimentos son granos finos de limos y arcillas.

#### 1.4.3.- AMBIENTES SEDIMENTARIOS

Un *ambiente sedimentario* es definido como una parte de la tierra que es físicamente, químicamente y biológicamente distinta a otras áreas cercanas. Los parámetros físicos de un ambiente sedimentario incluyen la velocidad, dirección y variación del viento, el flujo de agua, además, incluyen el clima del ambiente y sus variaciones de temperatura, humedad, lluvias, nevadas. Por otro lado, los parámetros químicos de un ambiente incluyen

la composición de las aguas, las cuales abarcan ambientes sedimentarios anteriores, además, incluyen la geoquímica de la roca. Por último, los parámetros biológicos de un ambiente comprenden la flora y la fauna. Los ambientes sedimentarios pueden ser clasificados como (**tabla 2**):

**Tabla 2 Clasificación de los Ambientes Sedimentarios**

Continental	Terrestre	Desierto Glacial
	Acuático	Fluvial Paludal Lacustre Cuevas
Transicional		Deltáica Estuarios Lagunal Litoral (intertidal)
Marino		Arrecife Nerítico (por encima de 600 pies) Batial (entre 600 y 6.000 pies) Abisal (por debajo de 6.000 pies)

Los ambientes sedimentarios gobiernan a los procesos sedimentológicos, los cuales determinan que clase de sedimentos son formados y depositados. Hoy en día, se han estudiado en detalle un gran número de ambientes de sedimentación, que incluyen los ambientes eólicos, fluviales, deltaicos, zonas de playa, llanuras de marea y bancos carbonáticos.

#### 1.4.4.- FACIES SEDIMENTARIAS

El término facies es muy usado en un gran número de disciplinas geológicas. Las facies sedimentarias tienen que ser bien identificadas en la sedimentología, para poder distinguir entre rocas sedimentarias que difieran en apariencia y hayan sido formadas de maneras diferentes. Al referirnos a las propiedades de la roca que pueden ser analizadas objetivamente, podemos clasificar las facies en: “facies arenosa”, “facies arcillosa” o

“facies carbonática”, entre otras. Por otro lado, podemos usar los términos “facies de aguas someras”, “facies de aguas profundas”, “facies turbidítica”, “facies deltaica”, “facies eólica”, “facies de arrecife”, etc., dependiendo de que ambiente se cree que la roca representa; aunque, este último ejemplo no es recomendable para describir objetivamente a las rocas sedimentarias, por esta razón es muy importante establecer los criterios en los que están basada las interpretaciones realizadas.

**1.4.4.1.-Análisis de Facies** El análisis de facies debe ser un proceso creativo en donde se deberían considerar varios modelos a la hora de realizar cualquier interpretación. En estos análisis se realizan observaciones de campo, las cuales pueden ser completadas por análisis de laboratorio; es muy importante cuantificar las observaciones, lo más remotamente posible.

#### **1.4.5.- APLICACIONES DE LA SEDIMENTOLOGÍA**

Actualmente, la sedimentología puede ser muy usada, ya que ella contribuye en la explotación de recursos naturales. La industria petrolera estimula, de manera intelectual y financiera, a la mayoría de los estudios sedimentológicos. Entre las aplicaciones de la sedimentología tenemos:

- Es importante en el estudio de depósitos de evaporitas, ya que éstos guardan estrecha relación con los depósitos de petróleo.
- Mediante técnicas geoquímicas puede detectar a las rocas madre y predecir el tipo de hidrocarburo que podrían generar las mismas.
- Ayuda en la búsqueda de trampas geológicas que permitan la retención de petróleo, mediante análisis de facies y estudios ambientales.
- Es de gran importancia en la ubicación y distribución de permeabilidades en trampas estratigráficas.
- Permite predecir las extensiones laterales y espesores, de formaciones porosas, relacionadas a rocas madre propensas a formar petróleo; esto requiere de la perforación de más pozos.
- Mediante los estudios sedimentológicos regionales, permite definir la productividad de manera correcta (direcciones preferenciales de permeabilidad).



### 1.5.- GEOMECÁNICA

Un área de estudio muy importante, en estudios recientes de yacimientos, es la geomecánica, la cual podemos definir como la disciplina que se encarga de estudiar las características mecánicas de los materiales geológicos que están presentes en las rocas de formación, basándose en los conceptos y teorías de mecánicas de rocas y mecánica de suelos, los cuales relacionan el comportamiento de la formación bajo cambios de esfuerzos originados por las operaciones petroleras de perforación, completación y producción de los pozos. La geomecánica emplea resultados experimentales de campo y de laboratorio, en conjunto con soluciones analíticas para resolver problemas particulares.

Los materiales geológicos se pueden dividir en suelos y rocas; aunque la diferencia entre ellos no siempre es muy clara. Los *suelos* son aglomeraciones de minerales, materiales orgánicos y sedimentos relativamente suelto; por otro lado, las *rocas* son materiales geológicos con fuerzas moleculares entre sí, las cuales le confieren a los granos minerales una resistencia interna considerable. En nuestro campo de estudio es muy usual manejar el término de rocas, ya que a los suelos se les conoce como *rocas no-consolidadas*.

Los materiales geológicos se componen de un sistema multifásico de partículas minerales que forman una estructura porosa, donde residen fluidos tales como agua, hidrocarburos y aire, esto es lo que distingue a los materiales geológicos de los materiales continuos como metales y fluidos.

Cuando un elemento de material geológico está sometido a un esfuerzo externo, éste se reparte en un esfuerzo intergranular y en una presión de poro, esto se expresa como:

$$\bar{\tau} = \bar{\sigma} + \alpha * \bar{u} \quad \text{Ec. 3}$$

donde  $\tau$  es el esfuerzo total,  $\sigma$  es el esfuerzo intergranular conocido como el esfuerzo efectivo y es el que controla el comportamiento mecánico de los materiales geológicos,  $\alpha$  es la constante conocida como Coeficiente de Biot y  $u$  es la presión de poros. En materiales

muy porosos como arenas no-consolidadas  $\alpha$  tiene un valor máximo de 1.0, y en las rocas de baja porosidad este número puede estar cercano a 0.8.

### 1.5.1.- ESFUERZO Y ESTADOS DE ESFUERZOS

Cuando se somete a un cuerpo a fuerzas externas, el mismo experimenta cambios en relación a su configuración original, partiendo de esto, la relación existente entre la nueva magnitud o forma del elemento y su configuración original o no alterada, cuando es sometido a fuerzas externas es la que definiremos como *deformación*. Además, la capacidad que tiene un cuerpo de resistir carga por unidad de área, la definiremos como *esfuerzo*, y se expresa como:

$$s = \frac{F}{A} \quad \text{Ec. 4}$$

donde,  $A$  es el área normal a la dirección en la cual actúa la fuerza  $F$ . Además, el signo de los esfuerzos es considerado positivo cuando el esfuerzo es compresivo y negativo en el caso contrario, esto se debe primordialmente a que la mayoría de los esfuerzos en los yacimientos son compresivos.

Como se podrá ver en capítulos posteriores, a veces es de utilidad considerar estados de esfuerzos específicos para la determinación de parámetros; ya que estos estados de esfuerzos contienen información de la dirección de los esfuerzos, la **figura 6** muestra algunos de estos estados de esfuerzos:

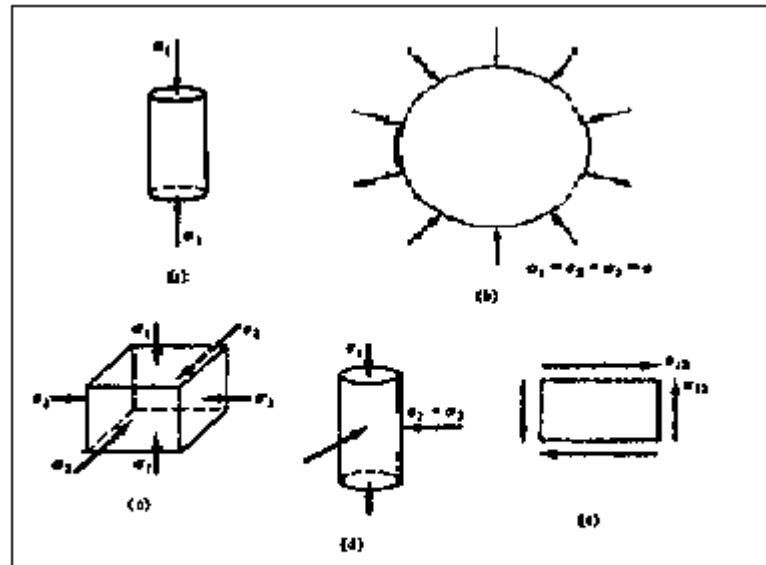


Fig. 6 Varios estados de esfuerzos. a) estado de esfuerzo uniaxial; b) estado de esfuerzo hidrostático; c) estado de esfuerzo triaxial; d) estado de esfuerzo cilíndrico; e) estado de esfuerzo de corte puro.<sup>9</sup>

### 1.5.2.- ESFUERZO Y RESISTENCIA MECÁNICA

En un material geológico real, es casi imposible estudiar las fuerzas existentes en cada punto de contacto entre los granos, debido a que la presencia de un medidor alterará el campo de esfuerzo que existiría si el medidor no estuviese colocado. Por lo tanto, es necesario utilizar el concepto de esfuerzo, para la mecánica de medios continuos, por eso cuando hablamos de “esfuerzo” nos referimos al esfuerzo macroscópico (fuerza/área total), los cuales para la mayoría de los casos reales varían entre 0.07 a 70 Kg/cm<sup>2</sup>.

En cualquier punto sometido a esfuerzos existen 3 planos perpendiculares entre sí, estos planos se denominan planos principales y los esfuerzos normales que actúan sobre ellos se denominan *esfuerzos principales*. El mayor de estos esfuerzos principales se denomina esfuerzo principal mayor, al más pequeño se denomina esfuerzo principal menor y el tercero se denomina como el esfuerzo principal intermedio.

La resistencia mecánica de materiales geológicos se relaciona con la resistencia al esfuerzo cortante conocido como resistencia al corte. Es de fundamental importancia el

efecto de confinamiento que nos dice que a mayor presión de confinamiento la resistencia es mayor; además de la presión de confinamiento, el factor que más afecta a la resistencia al corte es la porosidad. Otros parámetros de importancia son el esfuerzo principal intermedio, así como aquellos que involucran la composición de las arenas, tales como: tamaño de grano, distribución granulométrica, angulosidad de partículas y tipo de material.

### 1.5.3.- TEORÍA DE ELASTICIDAD

Ésta trata situaciones donde la aplicación de los esfuerzos y las deformaciones resultantes, están relacionados linealmente. Ahora, si consideramos una muestra con longitud  $L_i$  y área transversal  $D^2$ , cuando sea aplica una fuerza  $F$  a los extremos de la muestra, ocurren ciertas deformaciones, y si la muestra se comporta linealmente se debería cumplir:

$$e_x = \frac{1}{E} * \sigma_x \quad \text{Ec. 5}$$

donde:

$\sigma_x$  : esfuerzo uniaxial,  $\sigma_x = F/A$ .

$\epsilon_x$  : la elongación longitudinal,  $\epsilon_x = (L_i - L')/L_i$ .

$E$  : módulo de Young.

esta ecuación es conocida como la Ley de Hooke. El módulo de Young pertenece al grupo de coeficientes elásticos, entre los cuales tenemos al conocido como relación de Poisson ( $\nu = \epsilon_y / \epsilon_x$ ), el cual es una medida de la elongación lateral relativa a la elongación longitudinal; otros coeficientes son  $\lambda$  y  $G$  conocidos como parámetros Lamé, donde  $G$  es una medida de la resistencia de la muestra contra la deformación de corte y también se conoce como módulo de rigidez o de corte; otro coeficiente importante es el conocido como módulo volumétrico  $K$ , el cual es una medida de la resistencia de la muestra a la compresión hidrostática.

### 1.5.4.- CRITERIOS DE FALLA

Para observar el proceso de deformación y falla del material rocoso el método más común consiste en la compresión axial de cilindros de roca; en donde se obtiene una curva esfuerzo-deformación, y a su vez, a partir de esta curva se obtiene el punto de falla del

material. Para esto se debe aplicar un criterio de falla específico y compatible. Los criterios de falla intentan predecir el comienzo de la falla bajo condiciones generales.

En teoría, se considera que la falla ocurre cuando una relación definida, característica del material, es satisfecha; tal relación se denomina *criterio de falla*. Los criterios de falla que han resultado más útiles para rocas no han sido obtenidos por suposiciones matemáticas solamente, sino que son expresiones construidas a partir de simples hipótesis físicas, entre estos criterios tenemos el criterio de Coulomb y el criterio de Drucker-Prager. Para efectos de nuestro estudio, el más relevante es el criterio de Mohr-Coulomb.

1.5.4.1.-**Criterio de Falla de Mohr- Coulomb** Este criterio relaciona el esfuerzo de corte con la falla a corte, causado por la aplicación del mismo, el cual tiende a causar fallas a través de un plano resistente, debido a la cohesión del material y el esfuerzo normal a través del plano; mediante una aproximación lineal resulta:

$$\tau = C + \sigma * \tan \phi \quad \text{Ec. 6}$$

donde  $\tau$  es el esfuerzo cortante;  $C$  es la resistencia cohesiva, la cual mide la resistencia intrínseca de la roca causada por fuerzas atractivas que actúan entre los átomos superficiales de las partículas.;  $\sigma$  es el esfuerzo normal o esfuerzo efectivo; y  $\phi$  es el ángulo de fricción interna, el cual es una medida de la relación entre las resistencias al corte y las compresivas del material.

### 1.5.5.- ANÁLISIS GEOMECÁNICO

Los estudios geomecánicos casi siempre requieren de muestras de roca, lo cual hace necesario la obtención de *núcleos geológicos* que serán utilizados para muestras de ensayos especializados de laboratorio. Además, si resulta necesario obtener información de las direcciones de los ensayos de laboratorio los núcleos deben ser orientados en la dirección de interés.

Existe gran variedad de ensayos de laboratorio para la medición de las propiedades de la roca; generalmente, existe un tipo de ensayo para medir cada propiedad en particular. Además, existen ensayos que miden las propiedades dinámicas de la roca, las cuales pueden correlacionar con registros petrofísicos. También existen pruebas especiales que realizadas en núcleos orientados, permiten determinar la dirección de los esfuerzos principales en campo, tales como *ASR* (Anelastic Strain Relaxation), *DSA* (Differential Strain Analysis), *AAA* (Acoustic Anisotropy Analysis), *SWAA* (Shear Wave Anisotropy Analysis).

Resulta muy importante conocer la magnitud del esfuerzo principal menor, por lo que se emplean pruebas *mini-frac* o *micro-frac* para medir la presión de apertura y cierre a distintas profundidades. El conocimiento de las presiones de poros es fundamental para determinar el esfuerzo efectivo, por lo que se utiliza el probador múltiple de formación (*RFT*, *MDT*); además, las pruebas de presión ya sean *DST* o *Build-up* permiten el conocimiento de la presión del yacimiento a un tiempo dado. Existen varios modelos basados en métodos numéricos y soluciones teóricas que permiten resolver distintos problemas, como esfuerzos en hoyos inclinados, estabilidad de cavidades cañoneadas, fracturamiento hidráulico, esfuerzos en yacimientos sometidos a compactación y subsidencia, etc.

#### **1.5.6.- APLICACIONES DE LA GEOMECAÁNICA**

La geomecánica siempre trata problemas donde se relacionan esfuerzos con resistencia de la formación; se deben analizar aquellas operaciones de pozos que desde el punto de vista de la formación puedan resultar negativas, y así poder optimizarlas en función de las características de la roca; de esta manera, las aplicaciones de la geomecánica se pueden sintetizar de la siguiente manera:

- De acuerdo a la magnitud y dirección de los esfuerzos en situ, se puede definir la trayectoria de mayor estabilidad para pozos horizontales y de gran desviación.

- Mediante la envolvente de falla de la roca de formación se puede calcular el rango de pesos de lodos de perforación que conserve la integridad del hoyo.
- Permite predecir futuros problemas de estabilidad del hoyo luego de ser perforado, ya que gran parte de los pozos horizontales son completados a hueco abierto y la disminución de la presión de poros del yacimiento produce un aumento en los esfuerzos efectivos de la formación.
- Debido a que el problema de producción excesiva de arenas es causado cuando los esfuerzos desestabilizadores, que actúan sobre la formación son mayores que la resistencia mecánica de la formación, la geomecánica permite conocer el gradiente de producción (drawdown) crítico al cual se alcanza la producción de arena.
- Permite el diseño de un programa de fracturamiento hidráulico, ya que la dirección de los esfuerzos indica la dirección de la fractura hidráulica.
- Permite la selección adecuada de los perforadores de cañoneo, ya que la penetración de los mismos es dependiente de la resistencia de la roca.
- La geomecánica es muy útil para definir el tipo de completación de pozos horizontales. Las completaciones a hueco abierto pueden tener mayor productividad que a hueco entubado, pero pueden ser menos estables en un futuro.
- En yacimientos naturalmente fracturados los núcleos orientados en conjunto con análisis geomecánicos de laboratorio, ayudarán a determinar la dirección óptima de pozos desviados y horizontales, que intercepten el mayor número de fracturas naturales y de esta manera, maximizar la producción de hidrocarburos.
- Debido a que en yacimientos someros de arenas no-consolidadas ocurre compactación de las arenas productoras con disminución de la presión del yacimiento, se puede calcular el volumen de crudo que puede ser producido por el mecanismo de compactación.

### **1.6.- ANÁLISIS DE NÚCLEOS (Determinación de Permeabilidades en Diferentes Direcciones)**

Este tipo de análisis requiere indispensablemente de la toma de núcleos, lo cual consiste en la remoción de material de formación en las inmediaciones de un pozo, con el menor grado de perturbación. Durante las operaciones petroleras se usan diferentes equipos, los cuales pueden ser divididos en dos clases: los núcleos de pared y los núcleos de hueco completo. Para arenas no-consolidadas a las que se les quiere determinar las propiedades mecánicas sólo se debería usar los núcleos de hueco completo, ya que los núcleos de pared arrojarán resultados erróneos.

En formaciones no-consolidadas es de suma importancia la recuperación del núcleo y la calidad del núcleo (grado de perturbación). En formaciones consolidadas la calidad del núcleo está directamente relacionada con el porcentaje de recobro, mientras que en las formaciones no-consolidadas es posible que se tenga buen porcentaje de recobro con un núcleo muy perturbado. La mayoría de los parámetros de yacimientos son muy afectados por el grado de perturbación del núcleo recuperado, mientras que los parámetros geológicos (textura, litología, etc.) no lo son, por lo tanto es importante enfatizar que lo importante no es un recobro alto, sino que la cantidad recobrada tenga poca perturbación y por ende de alta calidad.

#### **1.6.1.- EQUIPOS PARA LA TOMA DE NÚCLEOS**

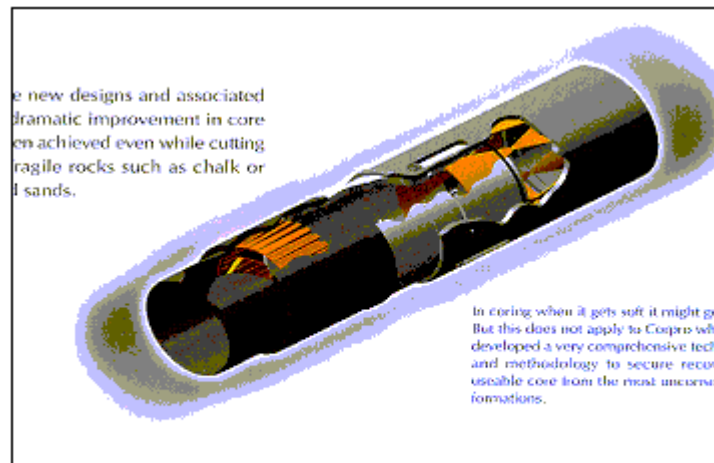
Un típico equipo de muestreo se compone de ciertas partes tales como: una mecha especializada, un sistema atrapa núcleo y un barril porta núcleo; las cuales se escogen en función de las características de la formación y de requisitos especiales, cada una de las partes escogidas deben estar integradas para que el sistema funcione correctamente. Las formaciones de arenas no-consolidadas siempre requieren de equipos especiales; pero, los métodos tradicionales fueron desarrollados para arenas consolidadas en donde el núcleo recobrado tiene cierta solidez, la cual facilita su captura y minimiza su perturbación.



El método tradicional para la toma de núcleos en formaciones no-consolidadas es la manga de goma (rubber sleeve), la cual ha sido descontinuada, debido a que somete al núcleo a perturbaciones excesivas.

Durante el período exploratorio de la Faja del Orinoco, se tomaron más de 40 núcleos geológicos utilizando la herramienta manga de goma (rubber sleeve). Esta herramienta tenía bastantes problemas en el sentido que avanzaba en intervalos de 2 pies y se podía tomar solamente 20 pies por corrida. Otro grave problema era el bajo recobro de la muestra y que además, quedaban zonas vacías y lavadas en la manga de goma. Estudios de laboratorio en Venezuela y en el resto del mundo han demostrado, que la manga de goma causa bastante perturbación del núcleo en arenas sueltas de baja rigidez (como las arenas de la Faja), lo cual afecta los resultados de las pruebas geomecánicas de laboratorio.

Ahora se utiliza tecnología de vanguardia como el equipo toma núcleo de cierre completo (full closure core catcher), el cual “funciona como un toma núcleo convencional en el sentido que una vez en la profundidad de perforación, se necesita lanzar una primera bola para accionar un sistema que desvía el flujo del barro hacia la mecha. Una vez que se termina de perforar, se lanza una segunda bola para accionar un sistema que cierra unas compuertas en la base del toma núcleo quedando el mismo atrapado”. La **Figura 7** muestra el aspecto que presentan los nuevos equipos para la remoción de núcleos en arenas no consolidadas:



**Fig. 7 Aspectos que presentan los nuevos equipos para la toma de Núcleos en arenas no-consolidadas<sup>10</sup>**

### 1.6.2.- NÚCLEOS ORIENTADOS

Los núcleos orientados son de mucha utilidad para la etapa de exploración petrolera, ya que permite determinar las direcciones en estructuras geológicas; además, la técnica de paleomagnetismo permite determinar esas direcciones en núcleos existentes, ya tomados en el pasado de la formación estudiada. El paleomagnetismo también sirve para determinar la dirección de los trenes de sedimentación y la dirección de máxima porosidad y máxima permeabilidad.

Los núcleos orientados pueden ser utilizados para la determinación de direcciones de fracturas naturales, y usados en conjunto con análisis geomecánicos de laboratorio, también pueden ser utilizados para la determinación de las direcciones de los esfuerzos en sitio, lo cual es fundamental para determinar la dirección óptima de pozos desviados y horizontales.

**1.6.2.1.-Orientación de Núcleos por Métodos Tradicionales** El método tradicional para la orientación de núcleos es conocido como Multishot, el cual toma múltiples fotos de un magnetómetro colocado en un barril porta núcleo especializado. Este sistema detiene la perforación perdiéndose mucho tiempo, debido a esto ha sido substituido por sistemas electrónicos que permiten lecturas

directas de la desviación a medida que se va cortando el núcleo, tales como el “Instrumento Electrónico de Superficie” (Electronic Survey Instrument, ESI) y el “Sistema Electrónico de Superficie” (Electronic Survey System, ESS).

**1.6.2.2.-Orientación de Núcleos por Paleomagnetismo** Durante la formación de las rocas, éstas adquieren un “Magnetismo Remanente Natural” (MRN), la cual generalmente coincide con la dirección del campo magnético local prevalente al momento de su magnetización. Las lecturas magnéticas adquiere una señal más fuerte con altas temperaturas, por lo tanto la orientación de núcleos geológicos produce mejores resultados en pozos más profundos, ya que éstos poseen mayor temperaturas. Para el análisis de núcleos en el laboratorio, mediante esta técnica, se necesitan de muestras llamadas tapones, las cuales para su toma requieren de técnicas y equipos especializados para no introducir campos magnéticos adicionales, que dañen la señal magnética de interés.

La técnica de paleomagnetismo presenta ciertas ventajas sobre métodos tradicionales mecánicos (Multishot y ESI/ESS), entre estas ventajas tenemos:

- Representa un método alternativo más confiable y económico, ya que requiere de menos tiempo adicional del taladro, así como de menos personal especializado en el mismo.
- Puede ser utilizado en núcleos tomados hace muchos años, y en núcleos que hayan sido cortados para análisis sedimentológicos.
- No se necesita ensamblar equipo especializado de pozo antes de bajar al hoyo.
- No hay limitaciones de altas temperaturas, ya que no se necesitan rollos fotográficos.
- Se puede orientar solamente a las zonas de interés identificadas en superficie.
- Tiene capacidad de detectar si las muestras han sido dañadas.

### 1.6.3.- PRESERVACIÓN Y MANEJO DE NÚCLEOS PARA ANÁLISIS DE LABORATORIO

Los núcleos geológicos de las zonas productoras generalmente son de formaciones consolidadas, por lo tanto no sufren excesivas perturbaciones durante su transporte y manejo; sin embargo, los núcleos geológicos de formaciones no-consolidadas no poseen la suficiente resistencia interna como para soportar perturbaciones, producto de esfuerzos externos ocurridos durante el transporte y manejo del núcleo.

Básicamente existen dos métodos para preservar núcleos tomados en formaciones no-consolidadas, que minimizan las perturbaciones excesivas:

**1.6.3.1.-Método de Congelamiento** Consiste en congelar el agua intersticial creando así una cohesión aparente entre los granos. La formación debería ser congelada antes de tomar el núcleo; lo que resulta, en ingeniería de petróleo, muy complicado y costoso; pero, una vez que el núcleo está en superficie es posible congelar, ya que el agua y el crudo se solidificarán haciendo el papel del cemento. Aunque en el exterior existen laboratorios que tienen las facilidades para realizar ensayos a este tipo de núcleos congelados, en Venezuela no existen este tipo de laboratorios, lo que implica que el núcleo debería estar congelado por varios días (los que tomaría transportarlo a otros países).

**1.6.3.2.-Método de Inyección de Resina** Este método consiste en inyectar un polímero plástico líquido de curación rápida, en el espacio anular entre el núcleo y la manga de la herramienta, lo que disminuye la perturbación del material y los cambios de saturación del núcleo. Los núcleos son cortados en trozos de 3 pies de largo y los extremos son sellados con cilindros de goma, luego son transportados en cajas especiales acolchadas, y cuando llegan al laboratorio son puestas en almacenaje congelado (-4°C) hasta el momento en que se vayan a tomar las muestras.

El congelamiento es el método preferido para minimizar las perturbaciones a las que son sometidos los núcleos de formaciones no-consolidadas durante su toma y transporte;

pero, debido a su costo elevado y los problemas logísticos de transporte, se prefiere la inyección de resina.

#### **1.6.4.- MEDICIONES DE LABORATORIO**

Luego de que el núcleo es extraído de la formación con el menor grado de perturbación posible, este es sometido a una serie de pruebas convencionales o especiales, para determinar ciertos parámetros de la formación, tales como: saturación de agua, porosidad, densidad y tamaño de granos, permeabilidad, presiones capilar, permeabilidades relativas, etc. Debido a la importancia que tiene la permeabilidad en este estudio, serán descrito a continuación algunos métodos de determinación para las mismas:

**1.6.4.1.-Determinación de Permeabilidades** El método tradicional empleado para la obtención de permeabilidades usa como fluido el nitrógeno, el cual es forzado a fluir a través de la roca (núcleo); la permeabilidad obtenida por este método es la permeabilidad absoluta del núcleo. Las mediciones de rutina de núcleos proveen la permeabilidad absoluta o intrínseca. Los datos de núcleos se toman en muestras limpias que han sido llevadas a la superficie, de modo que las condiciones de medición no son las mismas que las que se efectúan en sitio. Para que sean útiles para la caracterización del yacimiento, es necesario contar con bastantes muestras de núcleos que capten de manera completa la heterogeneidad del yacimiento.

**1.6.4.2.-Determinación de las Permeabilidades Direccionales** Estas se deben determinar a presiones de confinamiento ya que micro-fracturas y canales preferenciales sufrirán una disminución de tamaño. Las muestras de materiales utilizando núcleos enteros, son orientadas usando algunos de los diferentes métodos de orientación, donde se harán particiones con segmentos de 30° o 45°. Los permeámetros para muestras enteras son generalmente usados para hacer pasar flujo de gas a través de estos segmentos. Todas otras posibles direcciones son mecánicamente selladas. Por ejemplo, si los segmentos de 45° son utilizados, las muestras son rotadas cuatro veces midiendo la permeabilidad al nitrógeno en cada ocasión. Otro método más sencillo que se recomienda, consiste en tomar muestras

del núcleo orientado, en diferentes direcciones (2 verticales y una horizontal), y medir la permeabilidad lineal en cada uno de ellas.

### **1.7.- REGISTROS DE POZOS (Determinación de Permeabilidades en Diferentes Direcciones)**

La corrida de registros de pozos es la manera de obtener las propiedades petrofísicas de la roca, tomando mediciones continuas en los pozos; una de las ventajas de estos registros es que se pueden obtener los cambios graduales en las propiedades petrofísicas, de una capa a otra. Las mediciones obtenidas desde la herramienta son registradas digitalmente en intervalos de 3 a 15 cm y la data es procesada en las cercanías del pozo. La mayoría de los registros de pozos (excepto los registros radiactivos) dependen del contacto con la roca en el pozo y tienen que ser corridos antes de asentar el revestimiento en el hoyo.

Los registros de pozos pueden ser usados cualitativamente y cuantitativamente. Los análisis cualitativos son usados para las correlaciones estratigráficas, mientras que en los análisis cuantitativos es posible determinar la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua en la roca. Los registros son muy importantes en la correlación de secuencias sedimentarias y en la evaluación de las propiedades de los yacimientos prospectos a producir.

#### **1.7.1.- REGISTROS ELÉCTRICOS**

**1.7.1.1.-Registro de Resistividad** Este tipo de registro es el resultado de medir la resistencia de la formación. La resistividad depende del líquido en los poros de la roca; además, la conductividad es una función de la cantidad de agua en los poros relativa al volumen de la roca (porosidad) y la distribución de poros en la roca (permeabilidad). Este tipo de registro depende del radio de invasión causado por el lodo de perforación, ya que el lodo afecta a las propiedades eléctricas. Sedimentos con aguas meteóricas tienen resistividad más alta que los que contienen agua salina, y la presencia de hidrocarburos incrementará la resistividad.

1.7.1.2.-**Registro de Potencial Espontáneo (SP)** Este registro mide el potencial eléctrico que toma lugar entre el fluido de perforación y el agua de los poros; el registro es calibrado de modo que la línea base sea el potencial de las lutitas en las secuencias sedimentarias en cuestión. Las lecturas SP son un buen indicativo de que tan pura es la arena, grado de arreglo de los granos, o contenido de lutita. Además, los registros SP son usados para la interpretación de facies sedimentarias porque la gradación y degradación del tamaño de los granos aparecen muy pronunciados, también son usados como una indicación del arreglo de granos y la permeabilidad de sedimentos clásticos.

### 1.7.2.- REGISTROS RADIATIVOS

1.7.2.1.-**Registro de Rayos Gamma** Este registro mide la radiactividad natural de la formación. Generalmente, las lutitas contienen mayores concentraciones de elementos radiactivos, por lo tanto, las lecturas gamma de lutitas son casi siempre mayores que las de arenas, lo cual refleje el contenido de lutitas en la formación, adicionalmente a la determinación del contenido de lutitas, este registro puede ser usado para construir correlaciones entre pozos por profundidad de estratos.

1.7.2.2.-**Registro de Porosidad Neutrón (CNL)** Consisten en la emisión de neutrones a altas velocidades, los cuales son absorbidos por la roca en especial por el agua de formación; esta absorción es una función de la concentración de átomos de hidrogeno (índice de hidrogeno). La mayoría del hidrógeno en la roca está presente en el agua de formación, por esto los registros expresan el contenido de agua y con esto la porosidad de un sedimento. Estos registros son usados particularmente para determinar la porosidad de lutitas y no dependen de la permeabilidad; aunque, también son usados para detectar zonas de gas y distinguirlas de zonas de petróleo, debido a que el gas tiene menos átomos de hidrógeno, por unidad de volumen, que el agua o petróleo.

1.7.2.3.-**Registro de Densidad** Este utiliza una fuente radiactiva de rayos gamma, que son aplicados contra las paredes del hoyo, esto resulta en una pérdida de energía que produce un efecto conocido como “Efecto Compton”; así las

lecturas del medidor son evaluadas como una medida de la densidad de la formación. Este registro es principalmente usado en la determinación de la porosidad de la formación; aunque, también pueden ayudar a evaluar formaciones de litología compleja, identificación de minerales y en la detección de gas en los yacimientos; además, en zonas homogéneas del yacimiento se pueden determinar los contactos gas/agua o gas/petróleo.

### **1.7.3.- REGISTROS ACÚSTICOS**

Estos consisten en el envío de una onda compresional de sonido que atraviesa la roca en las inmediaciones del pozo, registrando el tiempo requerido por la onda para recorrer un pie de formación, este intervalo de tiempo es conocido como tiempo de tránsito, el cual es el valor recíproco de la velocidad de tránsito de la onda sónica; estos registros pueden determinar la porosidad de la roca de formación.

### **1.7.4.- REGISTROS “CALIPER” O CALIBRE**

Estos miden el diámetro del hoyo a lo largo de toda la profundidad del pozo; estos registros son usados con frecuencia, aunque cuando se usan dispositivos sónicos no son empleados. Los registros “caliper” de brazos múltiples miden el diámetro del hoyo en diferentes direcciones simultáneamente, y son usados para calcular volúmenes necesarios para la fase de cementación; además, un registro “caliper” corrido desde la superficie permite determinar los posibles cambios de orientación en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo.

### **1.7.5.- REGISTROS DE TEMPERATURA**

Estos miden la temperatura en el hoyo a las profundidades de interés. Debido a que el lodo de perforación no está en equilibrio térmico con la formación cuando está circulando, se necesita que la circulación de lodo se detenga y alcance un equilibrio térmico con los fluidos de formación; sin embargo, esto puede llevar días o semanas. Las mediciones registradas son llamadas temperaturas en el fondo del hoyo (bottom-hole temperature), y si son conocidos el flujo de calor en las formaciones y los gradientes térmicos, la conductividad térmica puede ser obtenida; por otra parte, mediante mediciones



de la conductividad térmica en núcleos, se pueden relacionar con los valores de conductividad térmica en los distintos tipos litológicos presentes en las formaciones.

#### **1.7.6.- REGISTROS “DIPMETER”**

Estos registros son usados para medir la inclinación o declive de estratos; debido a que miden la orientación espacial de las propiedades en la roca, estos registros podrían ser usados para medir deformaciones tectónicas en la roca, así como la orientación primaria de las partículas de sedimentos (estructura); además, pueden ser usados para la reconstrucción de ambientes sedimentarios, trenes de sedimentación, etc.

#### **1.7.7.- REGISTROS DE IMÁGENES**

Estos registros generan imágenes acústicas de las paredes del hoyo en una cobertura de 360°, permitiendo observar las variaciones laterales y verticales de la formación de manera continua y con suficiente resolución como para permitir estudios estructurales y estratigráficos. Además, permiten caracterizar las propiedades de la formación, así como detectar barreras de permeabilidad, y ayudar al cálculo de los porcentajes de arena total; además, ayuda a la planificación de la completación del pozo y futuros trabajos de fracturamiento hidráulico.

#### **1.7.8.- REGISTROS DE PRESIÓN DE POROS**

Estos registros permiten estimar la capacidad de producción de yacimientos. Generalmente, las herramientas utilizadas para tal fin pueden tomar pruebas de presión en ilimitados puntos, de estas pruebas se pueden establecer contactos agua/petróleo/gas y los gradientes de presión. Este registro consiste de una herramienta que utiliza una almohadilla sello, la cual se adhiere a la pared del hoyo y aísla los fluidos de la formación, de los fluidos en el hoyo; así, una muestra de fluido es extraída de la formación, lo que causa un ligero aumento de presión, que a su vez permite estimar la permeabilidad de la formación. Estos registros son comúnmente llamados probadores de formación y serán comparados con pruebas de presión convencionales, más adelante.

### 1.7.9.- MEDICIONES DE PERMEABILIDAD A PARTIR DE REGISTROS

Los registros miden la porosidad y otros parámetros que se relacionan con el tamaño de los poros; por ejemplo, la saturación de agua irreducible y parámetros de resonancia magnética nuclear. La permeabilidad se puede estimar a partir de estas mediciones utilizando una relación empírica adecuada. Esta relación normalmente se debe calibrar para cada yacimiento o área con mediciones más directas, usualmente de núcleos, pero a veces, tras el escalado, respecto de los resultados de las pruebas de presión transitoria. El principal uso de la permeabilidad derivada de registros es proporcionar estimaciones continuas en todos los pozos. En el aspecto económico, los núcleos y los registros tienen muchas aplicaciones, de modo que el costo adicional de obtener permeabilidad a partir de ellos es relativamente pequeño.

### 1.8.- ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN (Determinación de Permeabilidades en Diferentes Direcciones)

Las pruebas de pozos son prácticamente la única herramienta que provee información del comportamiento dinámico de un yacimiento; por lo que son fundamentales en la elaboración de un modelo del yacimiento. Para definir una prueba de presión, podemos decir que éstas consisten en medir el comportamiento/variación de presión del yacimiento con respecto al tiempo, mediante un estímulo dado a un pozo.

Las pruebas de presión están basadas en las diferentes soluciones analíticas de la Ley de Darcy y la ecuación de difusividad, esta última la podemos expresar para flujo radial, como:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{\partial p}{r \partial r} = \frac{fmc_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ec. 7}$$

Estas soluciones analíticas son usadas para la elaboración de modelos analíticos (límites) como radial infinito, radial finito, canales de flujo, etc.; o modelos de flujo (físico) como formación homogénea, doble porosidad, pozo horizontal, etc.

### 1.8.1.- TIPOS DE PRUEBAS DE POZOS

Existen dos tipos de pruebas de pozos:

- Estáticas (presión constante).
- Dinámicas.

Entre las pruebas de presión dinámicas existen distintos tipos de pruebas, de acuerdo con el tipo de estímulo que se le dé al pozo:

- Restauración de Presión (Build-up convencional, pre-fractura o post-fractura).
- Caída de Presión (Draw-down).
- Disipación (Fall-off).
- Interferencia.
- Pulso.
- Inyectividad.
- Tasa variable o isocronal.
- Formación (DST “Drill Stem Test” de corta o larga duración).
- Probador Múltiple de Formación (RFT/MDT).

### 1.8.2.- INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN

La interpretación de una prueba de presión es la aproximación o cotejo del comportamiento de presión, con modelos de yacimientos previamente establecidos por soluciones analíticas; esto, mediante el uso de métodos gráficos. Además la interpretación de pruebas consiste de varias etapas:

1. La identificación de los regímenes de flujo presentes a lo largo de la prueba de presión.
2. La estimación de parámetros mediante la identificación del modelo de interpretación.
3. La verificación de la validez que tiene el modelo de interpretación usado.
4. El cálculo de los parámetros del yacimiento y del pozo.

5. Y por último, el uso de los valores obtenidos para los parámetros, en los procesos de integración, mejoramiento de la productividad, y en la caracterización y gerencia de yacimientos.

### 1.8.3.- REGÍMENES Y GEOMETRÍAS DE FLUJO

Como se pudo observar en la sección anterior, es necesario identificar los regímenes de flujo bajo los cuales se está comportando la prueba, entre estos regímenes tenemos:

- Flujo continuo (estacionario).
- Flujo transiente.
- Flujo semi-continuo (semi-estacionario).

El régimen de flujo que más ha sido estudiado es el flujo transiente, ya que a través de éste se pueden estimar parámetros importantes, como la capacidad de flujo ( $kh$ ), permeabilidad, factor superficial o daño ( $s$ ), etc.; este régimen de flujo ocurre cuando el comportamiento de presión es esencialmente el mismo que el de un yacimiento infinito. Otro aspecto importante en el análisis de pruebas de presión es el pronóstico de la geometría de flujo desarrollados en el transcurso de la prueba (**figura 8**).

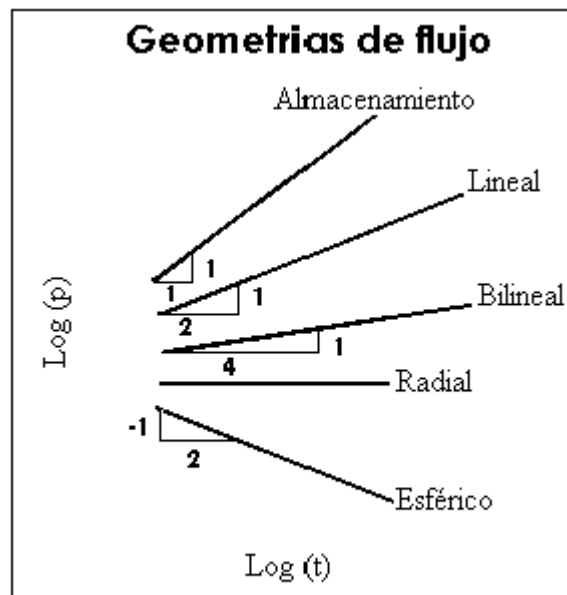


Fig. 8 Diagnóstico de la Geometría de Flujo<sup>11</sup>

### 1.8.4.- PARÁMETROS OBTENIDOS A PARTIR DE PRUEBAS DE PRESIÓN

En la interpretación de pruebas de pozos se realizan cálculos de parámetros, tanto del yacimiento como del pozo, en la **tabla 3**, se presentan los parámetros obtenibles a partir de cada una de las distintas pruebas de presión.

**Tabla 3 Parámetros obtenidos en cada una de las diferentes Pruebas de Pozos<sup>11</sup>**

Tipo de Prueba	Tipo de Determinación	
	Cuantitativa	Cualitativa
Presión Constante	- kh, s, pwf, constante de almacenamiento (c)	- Tasa óptima de producción. - Declinación de producción. - Grado de desarrollo del yacimiento. - Caracterización de fracturas.
Build-up Fall-off	- kh, s, presión (p), presión inicial (pi), c, IP	- Área de drenaje. - Estado de agotamiento del yacimiento. - Barreras y/o límites. - Fallas sellantes. - Modelo del yacimiento. - Canales de flujo preferenciales. - Mecanismos de producción. - Existencia de acuíferos.
Draw-down Inyección	- kh, s, c, IP	
Tasa Variable Tasa escalonada Isocronales (gas)	- kh, s, c, potencial, IP	
Interferencia Pulso	- kh, s, c, (kx, ky, kz)	- Comunicación entre Pozos. - Eficiencia de inyección. - Tiempo de irrupción. - Anisotropía/Heterogeneidad. - Verificación de la calidad de sello en fallas.
DST	- kh, s, c, pwf	- Potencial máximo de producción. - Distribución vertical de presiones.
RFT/MDT	- kh, s, c, p, pi, Gradientes de presión	- Contactos (CAP/CGP). - Comunicación hidráulica vertical. - Estratificación. - Grado de agotamiento de unidades de flujo.

Como se puede observar, estos cálculos pueden arrojar resultados cualitativos y cuantitativos, de cualquier forma, es muy importante obtener la mayor cantidad de información a través de las pruebas de presión, ya que éstas son realmente costosas.

### 1.8.5.- APLICACIONES DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión pueden interactuar con un gran número de disciplinas, con el objetivo de brindar mayor apoyo en la obtención de información fundamental para la caracterización y gerencia de yacimientos; entre estas aplicaciones tenemos:

- En la creación del modelo estructural, detecta fallas y la distancia a ellas, además determina si éstas son sellantes o no sellantes.
- En la sedimentología, ayuda a detectar canales preferenciales de flujo y la continuidad de las arenas.
- En la petrofísica y estratigrafía, define las unidades de flujo y los cambios de litología.
- En la geoestadística, establece mapas de presiones y de capacidad de flujo.
- En la geomecánica, permite la estimación de los esfuerzos efectivos, la ventana de lodo para mantener la estabilidad del hoyo, diseño de fracturamiento (hidráulico/ácido), y la tasa crítica para el control de arena.
- En la simulación de yacimientos, permite la validación del modelo geológico mediante un cotejo histórico.
- En la perforación y completación, ayuda al diseño de la ventana de lodo, así como determina el efecto superficial, y permite el cañoneo selectivo.
- En el área de producción, permite establecer la tasa crítica para el control de la Conificación de agua, y ayuda al diseño del levantamiento artificial, procesos de fracturamiento o estimulación, y el diseño de instalaciones de subsuelo y superficie.
- Por último, en el área de yacimientos, permite conocer el potencial (*IP*), la eficiencia de flujo, así como la vida del yacimiento, estado de agotamiento, extensión del yacimiento, la comunicación areal/vertical, y el tipo de fluidos.

### 1.8.6.- DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES A PARTIR DE PRUEBAS DE PRESIÓN

El análisis de las pruebas de presión transitoria permite estimar la capacidad de flujo ( $k.h$ ), para luego inferir la permeabilidad efectiva promedio de la formación en sitio. Sin embargo, los resultados tienen que interpretarse a partir del cambio de presión con el tiempo. Los intérpretes usan varias técnicas, incluyendo el análisis de regímenes de flujo específicos y el ajuste con curvas tipo o con un modelo de formación. En las pruebas convencionales, el pozo se deja en producción por un tiempo lo suficientemente largo como para detectar los límites del yacimiento. Las pruebas de impulsos duran un tiempo corto y son útiles para pozos que no fluyen a la superficie.

En la mayoría de las pruebas convencionales, el objetivo es medir la transmisibilidad ( $k_h h/m$ ) durante el flujo radial. El espesor del yacimiento,  $h$ , se puede estimar en el pozo a partir de los registros de pozos. De igual modo, con estas pruebas de pozos convencionales, se puede determinar el grado de heterogeneidad, pero no se puede determinar la distribución de la permeabilidad y no hay resolución vertical. En el aspecto económico, las pruebas de pozos son costosas desde el punto de vista de los equipos de prueba y del tiempo de los equipos de perforación y/o determinación de pozos.

#### 1.8.6.1.-Información obtenida a partir de probadores de formación operados por cable

Los modernos probadores de formación operados a cable (WFT, por sus siglas en inglés) aportan conocimientos especiales acerca de la dinámica de los yacimientos que ninguna otra herramienta puede captar. A través de múltiples pruebas de presión transitoria (variaciones de presión), estos probadores permiten evaluar la permeabilidad tanto vertical como horizontal ( $k_v$  y  $k_h$ ). La medición en una escala que se encuentra entre la de los núcleos y la de las pruebas de pozos, permite cuantificar el efecto de las capas delgadas no detectadas por otras técnicas; estas capas juegan un papel vital en el drenaje del yacimiento. Estos probadores pueden evitar los efectos de almacenamiento, del daño y limpieza de la formación; además, son capaz de generar una tasa de flujo constante, medida durante

la caída de presión, simplificando considerablemente la interpretación de presiones transitorias.

Comparados con las pruebas de pozos y de núcleos convencionales, estos probadores ofrecen una información conveniente en cuanto a los costos y a la escala intermedia entre los otros dos, además, no dañan el medio ambiente. Dependiendo de la configuración de la herramienta, ésta mide la permeabilidad de distintas maneras. La prueba de formación mini-DST (Drill Stem Test) es particularmente útil para evaluar pequeños intervalos a una fracción del costo de la prueba DST convencional de un pozo. Actualmente se trabaja en el mejoramiento de estas herramientas, para obtener resultados más confiables en formaciones con altas movilidades, petróleo pesado o arenas no consolidadas.

Además, de los análisis de núcleos, registros de pozos y pruebas de presión, se puede obtener una permeabilidad efectiva promedio a partir de la tasa de flujo durante la producción en estado estacionario, preferiblemente de pruebas específicas a diferentes tasas. Es necesario conocer o suponer el daño de la formación u otros efectos cercanos al pozo. También se puede determinar una permeabilidad promedio a partir de los datos de la historia de producción, mediante el ajuste de la permeabilidad hasta obtener el historial de producción correcto. Sin embargo, en ambos casos, la distribución de la permeabilidad no se puede obtener de manera confiable.

En ausencia de otros datos, a menudo la permeabilidad se relaciona con la porosidad, mediante relaciones que se han establecido entre estas dos propiedades.



## CAPÍTULO II

### ANISOTROPÍA

Para el estudio de yacimientos, comúnmente se asume valores constantes de las propiedades del yacimiento, cuando en la realidad las propiedades varían en toda la extensión (direcciones) del yacimiento; esta variación en las propiedades del yacimiento, es lo que se conoce como *anisotropía*. Cuando una propiedad varía de acuerdo a la dirección en la que es medida se considera anisotrópica, de otra manera se puede decir que la propiedad es isotrópica o isótropa. La anisotropía se usa típicamente para describir propiedades físicas, las cuales, para propósitos de geociencias, pueden tratarse como parámetros intrínsecos a la roca bajo ciertas condiciones. Únicamente propiedades de flujo o transporte con una dirección específica asociada pueden ser anisotrópicas, tales como: la permeabilidad, conductividad térmica, resistividad, permeabilidades relativas y dispersividad (Lake, 1988).

Para que la anisotropía se desarrolle durante la deposición de material clástico, es necesario que exista un ordenamiento de sedimentos, es decir, cierto grado de homogeneidad o uniformidad puntual. Si una roca fuera heterogénea en las cinco propiedades fundamentales de sus granos: composición, tamaño, forma, orientación y empacamiento, la anisotropía no podría desarrollarse debido a que no habría direccionalidad del material (Griffith, 1967).<sup>12</sup>

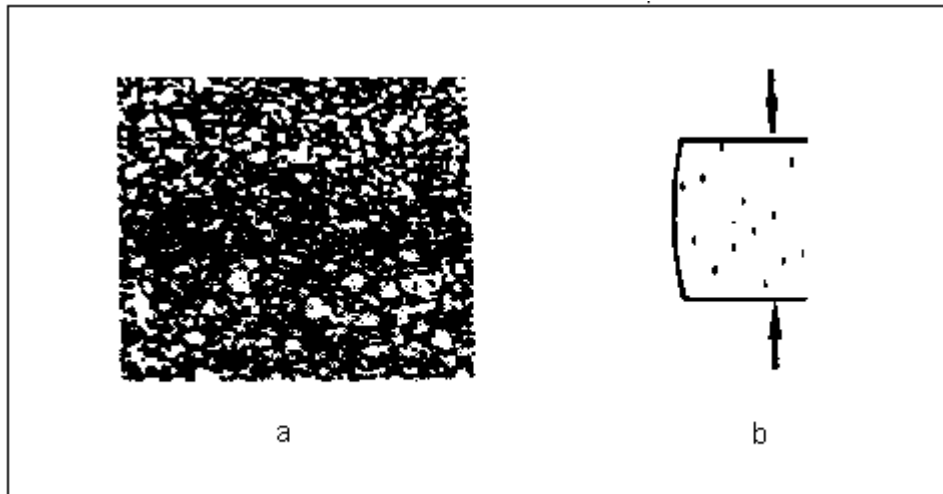
Ahora bien, la anisotropía ha sido clasificada por algunos autores<sup>9</sup>, dependiendo la causa que la origina, de la siguiente manera: Una anisotropía litológica o intrínseca y una inducida por esfuerzos. Para un mejor entendimiento, se hará referencia a dos ejemplos relacionados a cada una de las clasificaciones:

- Así se tiene que, en un río existe una dirección preferencial a lo largo de la cual las partículas de granos elongadas o planas tienen una tendencia a ser orientadas. Variaciones estacionales en la tasa de flujo pueden inducir

alternativamente micro-estratos de distribución de tamaño de granos entre finos y gruesos. Debido a este origen, este tipo de anisotropía es conocida como litológica o intrínseca.

- Por otra parte, en el caso de la anisotropía inducida por esfuerzos, se tiene que la variación de la permeabilidad es causada por micro-grietas, generadas por esfuerzos desviatorios, y predominantemente orientados al esfuerzo principal menor.

La **figura 9** muestra la micro-estructura causada por los dos tipos de anisotropía:



**Fig. 9 Anisotropía intrínseca o litológica (a) y producida por esfuerzos (b) <sup>9</sup>**

## 2.1.- ANISOTROPÍA EN LAS PROPIEDADES DE LA ROCA

En esta sección se presentarán las relaciones existentes entre la anisotropía y las propiedades que pueden ser afectadas por la misma. Para los efectos de este estudio sólo se tomarán en cuenta:

- La anisotropía de la permeabilidad, por ser quizás la propiedad que más afecta el comportamiento de los yacimientos.

- Y, una breve introducción a, la anisotropía de la conductividad térmica, por la tendencia que tiene la faja del Orinoco a tener procesos secundarios de recuperación térmica, en el futuro.

### 2.1.1.- ANISOTROPÍA EN LA PERMEABILIDAD

Las rocas sedimentarias son creadas durante procesos de deposición, donde los granos son depositados al azar. Estos procesos de deposición ejercen una influencia directa sobre las propiedades de la roca que se esté formando. Por lo tanto, la permeabilidad es función del tamaño y forma de los poros; los cuales a su vez, dependen de las propiedades geométricas y distribución de los granos minerales. Por consiguiente, la permeabilidad también es función del empaque de los granos, así como de la textura y de la cementación. Debido a todos estos factores, la permeabilidad presenta, en la gran mayoría de los yacimientos, variaciones importantes tanto areal como verticalmente.

Usualmente, para las propiedades relacionadas con el flujo de fluidos usualmente se asume que las formaciones son transversalmente isotrópicas, lo que se traduce en permeabilidades horizontales equivalentes a un  $k_h$ , mientras que la permeabilidad vertical es diferente. Por lo general, en los yacimientos sólo se cuantifican estas dos cantidades; sin embargo, una variedad de estudios han demostrado que en la mayoría de los yacimientos existe gran anisotropía en la permeabilidad horizontal, y si hablamos de la diferencia entre horizontal y vertical, es muy común conseguir valores verticales más pequeños que los valores de permeabilidad en el plano horizontal. Por ello, si queremos definir de una manera cualitativa a la anisotropía de la permeabilidad, ésta pudiera ser expresada de varias formas como:  $k_v/k_h$ ,  $k_h/k_v$ , esto tomando a la permeabilidad horizontal como si el medio fuera transversalmente isotrópico. De igual forma, podemos definir una anisotropía areal como:  $k_{hmax}/k_{hmin}$  o  $k_{hmin}/k_{hmax}$ , donde los subíndices “máx.” y “min.”, se refieren respectivamente a la máxima y mínima permeabilidad horizontal.

La permeabilidad, en estudios habituales de yacimientos, la podemos medir a pequeñas escalas mediante pruebas de laboratorio efectuadas en núcleos. Además, la podemos inferir a gran escala a través de pruebas de presión y datos de producción. Pero,

para manejar el desarrollo de un yacimiento, también es necesario cuantificar las características en escalas intermedias. Pareciera entonces que la anisotropía es claramente una función de la escala. Lake<sup>12</sup>, 1999, señalaba que “*la importancia de la anisotropía existe solamente en la escala a la cual se requiere la respuesta*”.

Como se mencionó al inicio del capítulo uno, en un yacimiento ideal compuesto por arena isotrópica con lutitas isotrópicas distribuidas de manera aleatoria, hay tres escalas que se pueden considerar: megascópica (el yacimiento como un todo), macroscópica (unidades de flujo o facies en forma agrupadas) y mesoscópica (las facies individuales). Sin embargo, las mediciones a diferentes escalas y en distintas ubicaciones, del yacimiento, producirán valores diferentes tanto para  $k_v$ , como para  $k_h$  y, por lo tanto, una anisotropía distinta.

De esta manera, es inexacto usar valores anisotrópicos de permeabilidad obtenidos del análisis de tapones o núcleos completos, directamente en los cálculos. La mejor manera alternativa parece ser un procedimiento que usa la anisotropía en permeabilidad, escalada a partir de observaciones locales y condicionada para ser consistente con medidas adicionales disponibles a través de pruebas de interferencia (Ramey, 1987). La Definición del procedimiento específico para efectuar el escalamiento y condicionamiento, es tema de investigaciones actuales (Lake, 1999).

### 2.1.2.- ANISOTROPÍA EN LA CONDUCTIVIDAD TÉRMICA<sup>13</sup>

La conductividad térmica de las rocas es un parámetro importante en la caracterización de muestras del yacimiento, por ende influye en la caracterización del yacimiento, y adicionalmente entra en la formulación y evaluación del flujo térmico en procesos de recuperación térmica. Los estudios realizados sobre la conductividad térmica, se han limitado al campo de materiales homogéneos; sin embargo, como hemos visto, la mayoría de los yacimientos no presentan esta naturaleza. En la actualidad se dispone de una serie de métodos para medir la conductividad térmica in-situ, lo más usual es que tales mediciones se efectúen en el laboratorio.

La conductividad térmica de una roca es una propiedad que depende exclusivamente de la composición de dicha roca, y para nada depende de su configuración geométrica, además, depende de la temperatura y la presión a que se encuentra sometida y de si la roca en cuestión es o no de carácter homogéneo. La siguiente tabla (**tabla 4**) muestra distintos valores de la conductividad térmica para algunas rocas anisotrópicas:

**Tabla 4 Conductividad térmica aparente de algunas rocas anisotrópicas** <sup>13</sup>

ROCAS	$K_c$ (BTU / hr.pie. °F)
Granito	1 - 2,28
Caliza	0,73 - 0,77
Mármol	1,61
Areniscas	0,94 - 1,21
Arcilla	0,739
Tierra, gruesa	0,302

Algunos materiales tienen conductividad térmica no isotrópica, es decir anisotrópicos, debido a una preferencia direccional consecuencia de su estructura (madera, asbesto, etc.). Otros materiales, sólo se pueden estudiar considerando una conductividad térmica aparente, originada por la falta de homogeneidad, ya sea por su estructura porosa (lana de vidrio, corcho, etc.), o por la variedad de los elementos integrantes (rocas, hormigón, etc.). En cualquier de estos casos la conductividad térmica depende de la estructura, composición, densidad, y porosidad (Chapman). Como se puede observar la conductividad térmica tiene ciertas similitudes con la permeabilidad, ya que ambas propiedades dependen de la estructura interna de la roca, y además, son indicativas de ciertos tipos de flujos, por ejemplo, la permeabilidad caracteriza el flujo de fluidos y la conductividad térmica el flujo de calor.

## 2.2.- ANISOTROPÍA Y SEDIMENTOLOGÍA

Como ya se ha mencionado, los principales factores que influyen en la permeabilidad son el tamaño, la empaquetadura, la orientación de los granos, la

distribución de granos de acuerdo con el tamaño, y el grado de litificación (cementación y consolidación). Estas características, sin duda alguna, dependen principalmente del ambiente en el que se depositaron los sedimentos. Dichos ambientes, se caracterizan por presentar gran variedad de cuerpos, con características de roca diferentes. Basándonos en las características específicas que presenta cada uno de estos cuerpos, es posible realizar un análisis acerca de las características que presenta la permeabilidad en lo que se refiere a calidad y a dirección.

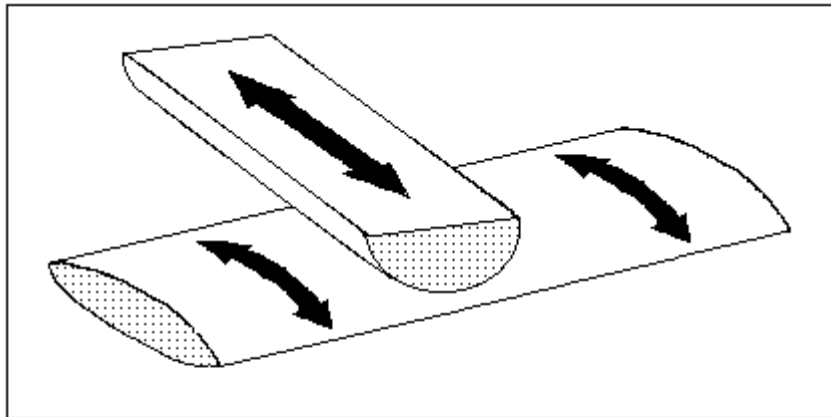
Un tema de suma importancia para la comprensión del comportamiento de la permeabilidad, es la direccionalidad de esta propiedad con respecto a la dirección de sedimentación preferencial. Esto, se basa en observaciones hechas en estudios de sedimentación, los cuales indican que la orientación de los granos es paralela a la dirección de flujo o tren de sedimentación, además, los granos tienden a depositarse con la sección transversal mayor en el plano horizontal, lo que restringe en ciertos casos a la permeabilidad en la dirección paralela al plano vertical. Por consiguiente, la sedimentología influye sustancialmente en la anisotropía megascópica de la formación, ya que la orientación de sedimentos es asociada generalmente a el eje de transporte de sedimentos (tren de sedimentación o dirección de flujo) y al plano horizontal.

Igualmente se han desarrollado conceptos referentes a la anisotropía a una escala menor, como por ejemplo, a escala de capa. Según estos estudios, la anisotropía a escala de capa originada durante la deposición puede tener dos causas. Una es la estratificación periódica, generalmente atribuida a cambios en el tipo de sedimento, produciendo típicamente estratos de material o tamaño de grano variable. La otra resulta del ordenamiento de los granos inducido por la direccionalidad del medio transportante (Rajan, 1988). La causa de este ordenamiento y de la arquitectura final de esta anisotropía relacionada a deposición, es la gravedad. El proceso de deposición inicia siempre con el movimiento de los granos bajo la influencia de la gravedad. Sean conducidos por agua o aire, los granos tienden a alinearse en la dirección de resistencia mínima al movimiento del aire o agua. Debido a estas razones, para algunas formaciones, las propiedades del sistema roca-fluido también varían lateralmente. Por ejemplo, en depósitos de areniscas de delta

(los yacimientos más prolíficos del mundo), las propiedades del sistema roca-fluido varían lateralmente, debido a la disposición de los sedimentos según su tamaño y peso durante la deposición. Este tipo de anisotropía es llamada *macroscópica* y es desarrollada por la presencia de diferentes facies, siendo los casos más afectados las barras de meandros con grandes fluctuaciones y los ríos entrecruzados.

Aplicando los diferentes conceptos de sedimentología a diversos tipos de ambientes sedimentarios, y considerando características propias de cada uno de ellos, se pueden hacer predicciones acerca de los ambientes que presentan características favorables para permitir el paso de fluidos a través de ellos, así como también aquellos que no lo hacen en igual medida.

Se considera que las zonas de canales distributarios, presentan características de permeabilidad y espesor bastantes favorables; debido al proceso que dominó su depositación; además, en estos canales de arenas los granos son orientados paralelos al eje del cuerpo de arena, y esta dirección coincide con la dirección de máxima permeabilidad (**figura 10**). Igualmente, se considera que las barras de meandro y las barras de desembocadura, presentan características similares, pero en estas barras los granos de arenas son alineados perpendicular al eje principal de la barra, por lo tanto, la dirección óptima de permeabilidad podría ser perpendicular al cuerpo de arena. Por el contrario, también existen ambientes asociados a propiedades petrofísicas desfavorables, igualmente producto de la génesis existente al momento de la deposición, tales como abanicos de rotura, frente deltaico, entre otros. De igual forma, la dirección de los ejes principales de sedimentación de estos cuerpos, pueden dar una idea acerca de la dirección preferencial de la permeabilidad.



**Fig. 10 La orientación de granos y direcciones de máxima permeabilidad, en canales y barras. Arriba y abajo respectivamente. En ambos casos los ejes coinciden con los trenes viejos de sedimentación <sup>4</sup>**

### 2.3.- ANISOTROPÍA Y GEOMECÁNICA

Aunque, la anisotropía se usa para describir propiedades físicas, existe una notable excepción, ya que la anisotropía también se usa para describir estados de esfuerzos, los cuales no son una propiedad sino una condición que resulta en la anisotropía de las propiedades físicas intrínsecas; por esto la geomecánica juega un rol importante en el estudio de yacimientos anisotrópicos.

Si la respuesta elástica de una roca, depende de la dirección de la roca, se dice que la roca es *anisotrópica*. Así, los módulos elásticos para una roca anisotrópica son diferentes en las distintas direcciones de la roca. Además, en rocas isotrópicas, las propiedades elásticas son descritas cuando al menos dos de los módulos elásticos, son identificados, tales como: coeficiente Lamé ( $\lambda$ ), módulo de corte ( $G$ ), relación de Poisson ( $\nu$ ), módulo de Young ( $E$ ) o el módulo de compresibilidad volumétrica ( $K$ ); sin embargo, para la descripción de una roca anisotrópica se necesita identificar nueve constantes lineales, lo cual no es muy fácil en situaciones prácticas.

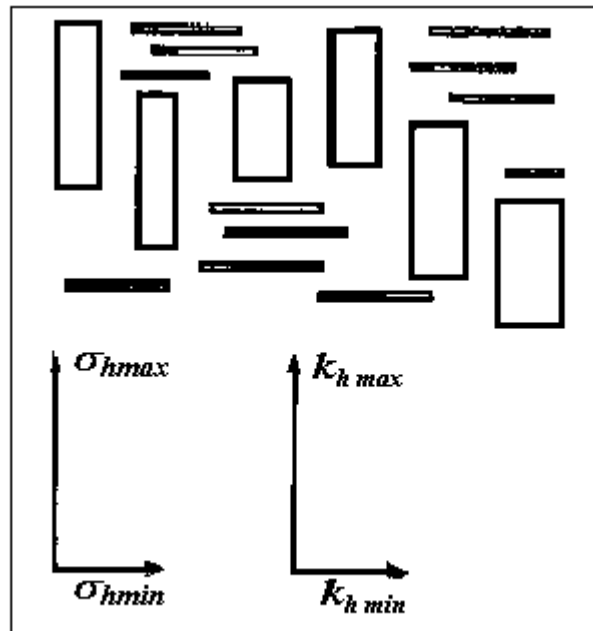


Generalmente, las rocas poseen tres planos de simetría mutuamente perpendiculares (simetría ortorrómbica), los cuales podemos asumir como perpendiculares a los ejes de coordenadas  $x$ ,  $y$  y  $z$ . Otro tipo de simetría muy importante para muchos tipos de roca, es totalmente rotacional simétrico alrededor de un eje (simetría ortotrópica o isotropía transversal), esto implica que las propiedades elásticas sean iguales para todas las direcciones dentro de un plano (horizontal), pero diferentes en las otras direcciones.

Como ya se mencionó, la isotropía transversal es generalmente considerada como una simetría representativa para estratos sedimentarios de roca. La anisotropía inducida por esfuerzos también puede algunas veces ser descrita por la isotropía transversal.

La anisotropía algunas veces es ignorada en cálculos de elasticidad de la roca; esto ocurre más por necesidad que por comodidad, ya que como vimos la descripción de anisotropía requiere mucha más información sobre la orientación de la roca, la cual puede no estar disponible. Sin embargo, en ciertos casos, ignorar la anisotropía puede inducir errores que arruinen los cálculos.

La determinación del campo de esfuerzos presente en todo yacimiento, es sumamente importante en la determinación de la anisotropía, ya que ambos elementos guardan una relación muy estrecha. Para el mejor entendimiento de ello, es necesario conocer, que todo yacimiento está sujeto a un campo de esfuerzos, el cual puede ser descrito por tres esfuerzos principales: Uno vertical  $S_v$ , uno mínimo horizontal  $S_{hmin}$ , y uno máximo horizontal  $S_{hmax}$ . Se ha encontrado en diversos estudios realizados, que el máximo y mínimo esfuerzo horizontal, usualmente coincide con la dirección de máxima y mínima permeabilidad horizontal respectivamente<sup>23</sup>. Esta idea se ilustra mejor con la siguiente figura:



**Fig.11 Relación conceptual entre esfuerzos y componentes de la permeabilidad <sup>8</sup>**

Suponiendo que esta figura representa las fisuras existentes en un yacimiento, se puede observar como los componentes horizontales del esfuerzo afectan el estado de las fisuras en la formación. Las fisuras ubicadas perpendicularmente a la dirección del máximo esfuerzo son compactas, mientras que las ubicadas perpendiculares al mínimo esfuerzo son relativamente más abiertas. Una mayor amplitud en la fisura, indica mayor permeabilidad a través de éstas, y viceversa. Esta idea ilustra entonces, el hecho de que las direcciones de la máxima y mínima permeabilidad horizontal, usualmente coinciden con las de máximo y mínimo esfuerzo horizontal.

Como se observa, se hace imprescindible que todo estudio de yacimiento orientado a la determinación de la anisotropía, incluya un estudio completo de geomecánica, en el que se determinen los esfuerzos principales, para luego asociar estas direcciones con las correspondientes a permeabilidades horizontales. En capítulos posteriores del presente estudio, se muestra gran cantidad de información referente al papel fundamental que juega la geomecánica en la caracterización de yacimientos en general, incluyendo por supuesto, los ensayos que se realizan para la determinación de los esfuerzos y otras propiedades, así

como también las consideraciones que deben tenerse a la hora de realizar estudios geomecánicos en formaciones no consolidadas, como lo es el caso de la faja del Orinoco.

## 2.4.- PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS ANISOTRÓPICOS

Las pruebas de presión de pozos, son una herramienta indispensable para la caracterización de yacimientos, ya que los cambios en la producción producen disturbios de presión en el pozo y en su área de drenaje en el yacimiento. Esto es registrado en curvas, y el comportamiento de estas curvas depende de las propiedades únicas del yacimiento, es decir, de la roca y de los fluidos presentes. Adicionalmente, para cuantificar la anisotropía presente en los yacimientos, deben ser realizadas pruebas de restauración de presión (Build-up) en pozos horizontales, complementadas con la información proveniente de pruebas similares realizada en pozos verticales.

Como ya se mencionó, para la interpretación de estas pruebas, se deben realizar gráficas en coordenadas logarítmicas y semilogarítmicas, así como gráficas especializadas. Por otra parte, es importante tener en cuenta que estas gráficas responden a diferentes regímenes o geometrías de flujo y con base a ellos se realizan las interpretaciones.

### 2.4.1.- PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS VERTICALES

Para obtener la determinación más confiable de la permeabilidad y de su anisotropía en sitio, es necesario efectuar pruebas de interferencia con múltiples presiones transitorias. Los resultados con otros métodos siempre serán más ambiguos, pero pueden seguir siendo estimaciones de utilidad, e incluso buenas, en las condiciones adecuadas. Una de tales técnicas es la prueba mini-DST. Por ejemplo, en una capa homogénea, y mediante una prueba mini-DST se pueden identificar tres regímenes de flujo: Flujo radial temprano, flujo pseudo-esférico hasta que el pulso de presión alcance un límite de la formación, y finalmente flujo radial total entre límites impermeables superior e inferior de la capa en cuestión; si estos regímenes de flujo se desarrollan, se pueden estimar la permeabilidad vertical,  $k_v$ , a partir de la permeabilidad horizontal,  $k_h$ , y la Permeabilidad esférica,

$((k_h \cdot k_s)^{1/2})$ , estas estimaciones pueden combinarse con datos geológicos para crear un modelo de propiedades de la formación.

#### 2.4.2.- PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES

Generalmente, en un pozo horizontal, de bordes laterales infinitos, se pueden presentar seis regímenes geométricos de flujo. A continuación se describe a grandes rasgos cada uno de ellos, y se señalarán los que son de utilidad para determinar anisotropía:

2.4.2.1.-**efecto de almacenamiento**: Originalmente, el flujo se debe solamente a la reducción de presión del fluido en el pozo y eventualmente este efecto disminuye a medida que el flujo se acerca a la superficie. Lo opuesto sucede durante una prueba de restauración, en la cual la boca del pozo no siente el efecto de cierre en superficie, por lo que el flujo continúa por cierto tiempo después del cierre.

2.4.2.2.-**Régimen Radial Temprano** Este régimen ocurre en el plano vertical, perpendicular al eje del pozo y normalmente no es cilíndrico. Más bien es de geometría elíptica, debido a que la permeabilidad es generalmente una propiedad anisotrópica. Durante este régimen se puede determinar, entre otros elementos, el producto de  $k_z \cdot k_y$  (Permeabilidad vertical por Permeabilidad horizontal en la dirección normal al eje del pozo).

2.4.2.3.-**Régimen Hemiradial** Generalmente los pozos no se encuentran verticalmente centrados dentro de la arena productora. Por ello los efectos del borde de no-flujo superior e inferior no serán evidentes al mismo momento. En estas condiciones, el flujo (ya sea radial o elíptico) se desarrollará hasta ser truncado en el límite superior o inferior, dando como resultado un flujo hemiradial, que a lo largo de todo el pozo representa un sólido hemecilíndrico. Durante este régimen, es posible obtener, entre otros elementos, el producto de  $k_z \cdot k_y$ .

2.4.2.4.-**Régimen Lineal Intermedio** Ocurre cuando el disturbio de presión alcanza los bordes superior e inferior del intervalo productor y entonces el flujo se vuelve “horizontal” en la dirección perpendicular al pozo y paralelo al plano de estratificación. Ocurrirá si el pozo es muy largo en comparación con el espesor de la formación. Además, no ocurrirá en caso de que los bordes superior o inferior sean de presión constante. Se puede obtener la permeabilidad en dirección horizontal ( $k_y$ ).

2.4.2.5.-**Régimen Pseudo-radial Tardío** Esto ocurre cuando la onda de presión se ha movido más profundo dentro del yacimiento, por lo que el flujo es radial nuevamente. Sin embargo, es en el plano horizontal. Durante este régimen, es posible identificar, entre otros, el producto de  $k_x*k_y$  (Permeabilidad horizontal en dirección paralela al pozo, por, permeabilidad horizontal en dirección perpendicular al pozo).

2.4.2.6.-**Régimen Lineal Tardío** Este régimen comienza cuando el disturbio de presión alcanza las fronteras laterales que están al comienzo y final del pozo, y aún no se ha sentido el efecto de las dos fronteras laterales restantes. Durante este régimen, es posible identificar el valor de permeabilidad horizontal en dirección normal a la del pozo ( $k_y$ ).

La aparición de estos regímenes dentro de una prueba de pozo horizontal, no siempre es un hecho, y dependerá de las condiciones propias tanto del pozo como del yacimiento. Así pues, estas pruebas están sujetas a ciertas desventajas, que son reseñadas brevemente a continuación.

En primer lugar, se tiene que una de las limitaciones que existen, es que a partir de la permeabilidad horizontal  $k_h = (k_x*k_y)^{1/2}$ , no se obtiene ninguna estimación de  $k_x$  o  $k_y$ . La primera desventaja es que el efecto de almacenamiento puede enmascarar el régimen de flujo radial temprano y parte del lineal intermedio. Una segunda desventaja es la restricción que tiene el período de flujo lineal intermedio, el cual requiere de pozos horizontales extremadamente largos para poder existir. Por otra parte, el comienzo del período de flujo pseudo-radial se retrasa debido a lo largo del pozo horizontal. Por lo tanto, para observar este período podrían necesitarse meses. De acuerdo a esto, se puede decir, que los períodos de flujo lineal intermedio y/o pseudo-radial tardío son difíciles de observar o detectar. Por otra parte, el período lineal intermedio es el único que provee el valor de la permeabilidad en una dirección determinada, en lugar del producto de permeabilidades.

Por lo tanto, la información que puede ser obtenida de los datos de un período de flujo radial temprano es indispensable; por lo que el cierre del pozo en el fondo, para la

toma de mediciones de presión y tasas, debe ser usado para eliminar o reducir el efecto de almacenamiento que no permite el estudio de este régimen radial temprano. Luego, para pozos horizontales largos, el período de flujo pseudo-radial tardío se observa mas allá del lapso de tiempo de la prueba, y la permeabilidad horizontal ( $k_h$ ) no puede ser obtenida del análisis. Para ello, una opción puede ser recurrir a una prueba en un pozo vertical en la misma arena, o por el contrario, si no existen pozos verticales, una segunda opción puede ser realizar la prueba aislando una sección corta del pozo horizontal, para así reducir el tiempo de alcance del período de flujo pseudo-radial tardío.

Cabe destacar que, en la mayoría de los casos prácticos, el flujo lineal intermedio no existe; por lo cual, la permeabilidad horizontal individual ( $k_x, k_y$ ) no puede ser determinada del análisis de la prueba de pozo, a menos que la formación sea isótropa en el plano horizontal, lo cual casi nunca ocurre. Como se puede observar, la información proveniente de pruebas de presión está sumamente condicionada, sin embargo, es uno de los pocos recursos existente para obtener resultados cuantitativos.

### CAPÍTULO III

## DETERMINACIÓN DE LA ANISOTROPÍA

### DE YACIMIENTOS

El conocimiento de la distribución de cada una de las propiedades de los yacimientos es de suma importancia, a la hora de emprender futuros planes de desarrollo. La permeabilidad es la propiedad con mayor influencia sobre el comportamiento de los yacimientos; por ello, conocer su distribución es de importancia. Como veremos a continuación, el conocimiento de la distribución o anisotropía de permeabilidades, en el yacimiento, requiere de cierta información de la formación, tal como el índice de productividad de los pozos, pruebas de restauración de presión e información petrofísica. Adicionalmente, es de mucha ayuda contar con confiables modelos tanto sedimentológicos como geomecánicos; debido a que, como se mencionó anteriormente, las direcciones principales de permeabilidad están relacionadas con las direcciones de los ejes de sedimentación y de los esfuerzos principales.

#### 3.1.- ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS

Cuando se tiene historia de producción de varios pozos en un yacimiento, una manera sencilla de evaluar la anisotropía que presenten ciertas formaciones petrolíferas, consiste en comparar los índices de productividad (*IP*) de los pozos ya perforados en el yacimiento, desde un mismo punto con una configuración dada (macollas y pozos con laterales), por ejemplo, para los pozos de una misma configuración, se determina cual es el que tiene el mayor *IP* a condiciones iniciales, lo cual indica, que en teoría ese pozo producirá mas barriles por día por cada lpc de caída de presión.

Sin embargo, puede darse el caso de que al comparar la producción acumulada de todos los pozos provenientes de una misma configuración, el pozo que registró el mayor

*IP* a condiciones iniciales, no sea el que arrojó la mayor producción acumulada al cabo de cierto tiempo. Esto puede interpretarse como si el pozo pudiera estar ubicado en una dirección desfavorable con respecto a la de mayor permeabilidad horizontal, por ejemplo. De igual manera, si se observa que de todos los pozos de una misma configuración, uno en particular registra el mayor Índice de Productividad y la mayor producción acumulada, entonces esto sería un buen indicativo, de que probablemente esa sea la dirección de máxima permeabilidad, y por ende en futuras localizaciones se debe ubicar el pozo en esa dirección para aprovechar al máximo lo que este puede ofrecer. A continuación, se comentará sobre ciertos trabajos<sup>14,15</sup> aplicados a la determinación de los índices de productividad de los pozos y de las ecuaciones más convenientes a las que se llegaron; debido a que los pozos desviados multi-laterales son los más afectados por la anisotropía, se hará mayor énfasis sobre estos tipos de configuración de pozos.

### 3.1.1.- ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS INCLINADOS

Tradicionalmente, para determinar el índice de productividad de los pozos inclinados, se utiliza la siguiente ecuación presentada en un trabajo realizado por J.Besson<sup>14</sup>:

$$J = \frac{2phk / bm}{\ln(r_e / r_w) + Sgs} \quad \text{Ec. 8}$$

donde *Sgs* es factor geométrico pseudoskin de un pozo desviado. En el caso de trabajar con unidades de campo, la constante *2p* debe ser remplazada por 0.00708. Para tomar en cuenta la anisotropía de la permeabilidad, Besson<sup>14</sup> introdujo ciertos parámetros como la relación de anisotropía,  $\alpha$ , y el factor geométrico de inclinación del pozo,  $\gamma$ , de esta manera el factor pseudoskin de un pozo inclinado, puede ser obtenido de la siguiente manera:

$$Sgs = \ln\left(\frac{4r_w}{Lag}\right) + \frac{h}{gL} \ln\left(\frac{\sqrt{L_w h}}{4r_w} \frac{2a\sqrt{g}}{1+1/g}\right) \quad \text{Ec. 9}$$

Esta última ecuación es válida para cualquier ángulo de desviación entre 0 y 90 grados. Los parámetros de relación de anisotropía y factor geométrico del pozo, pueden ser determinados de la siguiente forma:



$$a = \sqrt{\frac{\sqrt{k_x \cdot k_y}}{k_z}} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad \text{Ec. 10}$$

$$g = \sqrt{\frac{1}{a^2} + \frac{h^2}{L_w^2} \left(1 - \frac{1}{a^2}\right)} \quad \text{Ec. 11}$$

donde  $L_w$  es la longitud de la sección inclinada del pozo.

### 3.1.2.- ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES

Para estimar los índices de productividad e inyectividad en pozos horizontales, se han desarrollado distintos modelos. Siguiendo la tradición de pozos verticales, se han considerado pozos análogos y ciertas geometrías de yacimientos. Además, para aproximar el drenaje de los pozos, convenientemente, se ha usado un modelo de paralelepípedo con límites de no-flujo o presión constante en el tope o fondo del yacimiento.

Uno de los primeros modelos fue introducido por Borisov(1964) asumiendo una elipse de drenaje con presión constante; esta condición fue usada en la ecuación presentada por Joshi(1988) considerando la anisotropía de la permeabilidad vertical-horizontal, y ajustada por Economides(1991) para un hoyo en coordenadas elípticas. El modelo de flujo más simple, utilizado en el pasado fue el de flujo uniforme, en el cual la tasa de flujo por unidad de longitud no varía a lo largo del pozo, pero una condición de límite interior más realista es una con presión constante, por esto la solución usada en este trabajo será el modelo de productividad determinado con esta condición, como lo es el presentado por Smith *et al.*<sup>15</sup>.

La predicción del comportamiento de pozos horizontales requiere de un modelo que pueda tomar en cuenta cualquier configuración de yacimiento y de pozo. En el trabajo presentado por J. Smith *et al.* (1994)<sup>15</sup>, se presentó una ecuación que permite calcular el índice de productividad de pozos horizontales para complejas configuraciones de pozo. La ecuación general se presenta a continuación (para unidades de campo):

$$J = \frac{q}{P - P_{wf}} = \frac{kx_e}{887.22bm(P_d + \frac{x_e}{2pL_w} \sum s)} \quad \text{Ec.12}$$

donde  $p$  y  $k$  son parámetros promedios del yacimiento,  $P_d$  es la presión adimensional y  $\sum s$  se refiere a la sumatoria de los factores pseudoskin, por ejemplo los factores daño, turbulencia y/o otros. La presión adimensional ( $P_d$ ) puede ser descompuesta de un aporte en tres dimensiones, a uno de dos dimensiones representando el plano horizontal, el cual es caracterizado por medio de un factor de ajuste ( $C_H$ ), y un aporte en una dimensión tomando en cuenta los factores verticales caracterizados por medio de un factor superficial (skin) vertical ( $S_x$ ),

$$P_d = \frac{x_e C_H}{4ph} + \frac{x_e}{2pL_w} S_x \quad \text{Ec. 13}$$

donde, la determinación del Factor de ajuste( $C_H$ ) se obtiene mediante el cálculo previo de los siguientes valores:  $L_w/x_e$  y  $x_e/y_e$ , donde  $y_e$  es la extensión del área de drenaje del pozo en la dirección  $y$ , (pies), a través de la siguiente tabla:

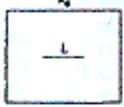
		$L/x_e$	$C_H$
	$x_e = 4y_e$	0.25	3.77
		0.5	2.09
		0.75	1.00
		1	0.26
	$x_e = 2y_e$	0.25	3.19
		0.5	1.80
		0.75	1.02
		1	0.52
	$x_e = y_e$	0.25	3.55
		0.5	2.21
		0.75	1.49
		1	1.04
	$2x_e = y_e$	0.25	4.59
		0.5	3.26
		0.75	2.53
		1	2.09
	$4x_e = y_e$	0.25	6.69
		0.5	5.35
		0.75	4.63
		1	4.18

Fig.12 Factores de forma del plano horizontal <sup>15</sup>

El factor superficial vertical ( $S_x$ ) es modificado (desde la expresión dada por Kuchuck *et al.* <sup>16</sup>) como:

$$S_x = \ln\left(\frac{h}{2prw}\right) - \frac{h}{6L} + S_e \quad \text{Ec. 14}$$

donde finalmente  $S_e$  describe los efectos de excentricidad en la dirección vertical. Se calcula como:

$$S_e = \frac{h}{L} \left[ \frac{2Z_w}{h} - \frac{1}{2} \left( \frac{2Z_w}{h} \right)^2 - \frac{1}{2} \right] - \ln \left[ \sin\left( \frac{pZ_w}{h} \right) \right] \quad \text{Ec. 15}$$

donde  $Z_w$  es la distancia vertical del pozo al centro del yacimiento, pies. Si el pozo se localiza en todo el centro vertical del yacimiento ( $h/2$ ) o cercano al mismo, el valor de  $S_e$  puede ser despreciado.

Estas ecuaciones son suficiente para predecir el **IP** de cualquier configuración de pozo horizontal, ya sea un pozo sencillo o con laterales. Además, si el pozo no está localizado en el centro del área de drenaje, se debería incluir un factor de corrección para el factor de ajuste del plano horizontal,  $C_H$ . El factor de corrección viene dad por el propuesto pro Renato <sup>7</sup> :

$$C_{H,off} = C_{H,center} + 4p \left( \frac{x_e}{y_e} \right) \left[ 0,5 - \left( \frac{x_m}{x_e} \right) \right]^2 \quad \text{Ec. 16}$$

donde  $x_m$  es el punto medio del pozo.

Para tomar en cuenta la anisotropía de permeabilidades, en cualquier configuración, se debería usar las conversiones, de un yacimiento anisotrópico a uno isotrópico, desarrolladas por Besson <sup>14</sup>.

### 3.2.- MODELO SEDIMENTOLÓGICO

La creación de un modelo sedimentológico consiste básicamente en la descripción de las facies presentes en la zona de estudio. Para la elaboración de este tipo de modelo es indispensable la toma y descripción de núcleos geológicos; puesto que esta herramienta permitirá integrar una serie de parámetros y establecer la interrelación entre los mismos; para, finalmente, definir el ambiente sedimentario característico de la zona, extrapolarlo a los demás pozos del área, y de esta manera generar un modelo sedimentológico que caracterice la zona en estudio.

Para ello, el análisis de facies es importante, ya que permite la descripción y clasificación de cualquier cuerpo sedimentario, así como la interpretación de los procesos y ambientes responsables de su sedimentación. Obtener un buen modelado de facies presentes en el área, permite la descripción de las características del origen, comportamiento y evolución del ambiente en el cual fueron depositados una serie de cuerpos sedimentarios.

Como ya se mencionó, las facies en la sedimentología representan la base para establecer la geometría, orientación y distribución de los cuerpos sedimentarios, así como la definición de las secuencias estratigráficas. En el área de yacimientos, la identificación de facies es de gran utilidad, ya que permite el conocimiento y jerarquización de intervalos prospectivos, además, permite la optimización de los proyectos de recuperación primaria y secundaria, esto mediante la identificación de los trenes o ejes principales de sedimentación. Por otra parte, en el área de la petrofísica, permite la calibración de registros, así como la delimitación de intervalos prospectivos y la interrelación con las petrofacies, lo cual en conjunto con las facies definidas permite precisar los efectos diagenéticos que dieron lugar a cambios en las propiedades de la roca.

De lo expuesto en párrafos anteriores, se puede decir que el análisis de núcleos es el aspecto más importante en la interpretación y desarrollo del modelo sedimentológico de cualquier área. Este análisis es realizado de base a tope, considerando:

- Tipo de roca.
- Tamaño de grano.
- Escogimiento y redondez.
- Tendencia granulométrica.
- Laminaciones o intercalaciones.
- Identificación de facies.
- Accesorios litológicos.
- Presencia de fósiles e icnofósiles.
- Estructuras sedimentarias.
- Contactos entre cambios litológicos.
- Impregnación de hidrocarburos.

Adicionalmente, el análisis de facies consiste, esencialmente, en la identificación y diferenciación de los parámetros físicos, químicos y biológicos de los diferentes facies presentes. Para ello, primero se deben describir y tomar medidas en una serie de capas de la formación o en núcleos, para luego basados en ciertos criterios dividir las series en facies. Generalmente, los criterios en los cuales se basan estos estudios son:

- Color.
- Textura.
- Mineralogía.
- Estructuras sedimentarias.
- Contenido de fósiles e icnofósiles.

Por último, los registros de pozos también pueden ser usados para la interpretación de ambientes de deposición. Mediante los diferentes tipos de registros, generalmente, el de rayos gamma y el de potencial espontáneo son los que aportan mayor información, ya que registran las características de engrosamiento y afinamiento de granos en las secuencias sedimentarias. De acuerdo a esto, mediante la utilización de registros se puede, a veces, reconocer canales fluviales (afinamiento hacia el tope) y depósitos someros tales como deltas (engrosamiento hacia el tope).

### 3.3.- MODELO GEOMECÁNICO (Campo de Esfuerzos)

La creación de un modelo geomecánico consiste en definir el campo de esfuerzo y las propiedades mecánicas de la roca y sus discontinuidades. La elaboración de este tipo de modelo nos permite lograr un mejor entendimiento del comportamiento del material geológico, así como el conocimiento de los diferentes grados de resistencia y propiedades mecánicas del mismo. Aunque se debe hacer algunas pruebas de campo para determinar ciertos parámetros geomecánicos (magnitud de esfuerzos), la mayoría de los resultados requieren de la utilización de núcleos y ensayos especializados de laboratorio.

En ingeniería de petróleo, los esfuerzos totales se deben a la profundidad (sobrecarga) y a los esfuerzos tectónicos, mientras que la presión de poro es producto de la presión del fluido en el yacimiento. La resistencia al corte de la formación puede ser calculada por el criterio Mohr-Coulomb. Sin embargo, para poder utilizar este criterio resulta necesario determinar experimentalmente en el laboratorio los parámetros de cohesión ( $c$ ), coeficiente de Biot ( $\alpha$ ) y ángulo de fricción interna ( $\phi$ ). Adicionalmente a la resistencia, resulta necesario calcular la deformación que sufre la roca cuando es sometida a los esfuerzos, aun cuando no se haya excedido la resistencia mecánica de la roca y ocurrido falla. Para todo ello, existen varios tipos de ensayo geomecánicos de laboratorio, en los cuales se podrán medir varias propiedades de las rocas de formación tales como: módulo de Young, relación de Poisson, módulo volumétrico, resistencia a la tracción, resistencia a la compresión, permeabilidad y comportamiento esfuerzo-deformación. Para la realización de estos ensayos resulta necesario obtener núcleos geológicos de las zonas de interés.

Estos núcleos tienen que ser tomados con técnicas que minimicen la perturbación del mismo, lo cual resulta más importante en formaciones no consolidadas. El núcleo geológico debe ser orientado, para poder procesar aquellos ensayos de laboratorio que involucren la determinación de direcciones de esfuerzo principales. Si el núcleo no es tomado orientado inicialmente, se pudiera orientar por medio del Paleomagnetismo a una fracción del costo de los métodos tradicionales.

### 3.3.1.- INFORMACIÓN A PARTIR DE ENSAYOS GEOMECÁNICOS DE LABORATORIO

**3.3.1.1.-Ensayo de Compresión sin Confinamiento** En este ensayo se comprime un cilindro de roca sin confinamiento hasta alcanzar su resistencia máxima. Tradicionalmente se mide la resistencia máxima, modulo de Young y relación de Poisson.

**3.3.1.2.-Ensayo de Compresión Triaxial** En este ensayo se comprime un cilindro de roca, bajo una presión de confinamiento constante, hasta llegar a su resistencia máxima. Tradicionalmente se mide para una presión de confinamiento dada: la resistencia máxima, el modulo de Young, la relación de Poisson, el comportamiento esfuerzo deformación y la resistencia mecánica. Es utilizado con otro ensayo Triaxial adicional a diferentes presiones confinantes para generar la envolvente de falla. Con equipo especializado es posible realizar mediciones acústicas para calcular módulos dinámicos. Este tipo de ensayo se realiza en una celda Triaxial.

**3.3.1.3.-Ensayo de Cilindro Brasileño** El ensayo de cilindro brasileño constituye un efectivo y simple método para medir resistencia a la tensión de un material frágil. Un ensayo estándar usa una sección diametral con el radio de la muestra aproximadamente igual a su espesor. Una carga lineal es aplicada a la muestra a través de este diámetro. La distribución de esfuerzo normal a lo largo del diámetro paralelo a el eje de carga. La resistencia a la tensión es dada por la relación de la carga máxima aplicada, el diámetro y el espesor de la muestra:

$$T_0 = \frac{2P}{pDt} \quad \text{Ec. 16}$$

donde,  $P$  es la presión máxima aplicada al momento de fallar,  $D$  y  $t$ , representan el diámetro y el espesor del núcleo.

**3.3.1.4.-Ensayo para Coeficiente Biot** Este ensayo se realiza aumentando la presión confinante y la presión de poros simultáneamente a una tasa constante, hasta que la presión de poros alcance el valor de la presión de yacimiento. Esta primera parte determina la compresibilidad de grado  $C_s$ . Para la segunda parte, la presión de poros se mantiene constante mientras la presión confinante aumenta

hasta alcanzar al esfuerzo horizontal. Esta segunda parte del ensayo determina la compresibilidad total  $C_b$  del material bajo cargas hidrostáticas. El coeficiente de Biot,  $\alpha$  puede ser calculado utilizando la siguiente relación:

$$a = 1 - \frac{C_s}{C_b} \quad \text{Ec. 17}$$

**3.3.1.5.-Ensayo Compresibilidad Uniaxial** En este ensayo se comprime un cilindro de roca en una celda triaxial y a medida que aumenta la presión axial se aumenta la presión de confinamiento, de manera que la deformación solamente ocurre axialmente. Tradicionalmente se mide el modulo de compresibilidad uniaxial, comportamiento esfuerzo-deformación, cambio de permeabilidad por porosidad y las relaciones entre porosidad y el esfuerzo efectivo. Esto simula la compresibilidad de un yacimiento a medida que disminuye la presión de poros.

#### **3.3.1.6.-Ensayo para la Dirección de Esfuerzos**

- **Ensayo ASR.** El ensayo Anelastic Strain Relaxation (ASR) es un ensayo que mide las deformaciones que sufre el núcleo debido a que los esfuerzos se relajan cuando es llevado a la superficie. La relajación de esfuerzos produce micro-fracturas perpendiculares a la dirección del esfuerzo mínimo. Este ensayo se realiza con un trozo del núcleo en sitio, lo más pronto posible a la extracción del mismo, para poder tomar la mayor cantidad de lecturas de deformación. Los valores de deformación medidos sirven para definir la dirección de los esfuerzos principales mayores y la relación de las magnitudes entre ellos.

- **Ensayo DSA.** El ensayo Differential Strain Analysis (DSA) es otro ensayo que mide las deformaciones por relajaciones de esfuerzo en un cubo de roca que se talla de un núcleo. Este núcleo es luego comprimido por un tiempo a un esfuerzo mayor que el que tenía a la profundidad original. Luego el esfuerzo es relajado y las deformaciones son medidas por galgas (strain gauges) en las caras del cubo. La relajación de esfuerzos produce micro-fracturas perpendiculares a la dirección del esfuerzo mínimo. Esta prueba sirve para definir la dirección de los esfuerzos principales mayores y la relación de las magnitudes entre ellos.



- **Ensayos de Anisotropía acústica.** Los ensayos AAA (Acoustic Anisotropy Analysis) y SWAA (Shear Wave Anisotropy Analysis) miden la anisotropía de la roca por medios acústicos. Transductores ultrasónicos son colocados alrededor del núcleo donde se miden las velocidades y amplitudes de las ondas en diferentes sentidos. Las medidas acústicas varían debido a que las velocidades son alteradas por las micro-fracturas que se producen durante el relajamiento. Esta prueba sirve para definir la dirección de los esfuerzos principales mayores y la relación de las magnitudes entre ellos.

### 3.3.2.- INFORMACIÓN GEOMECÁNICA A PARTIR DE DATOS DE CAMPO

**3.3.2.1.-A partir de Registro Acústicos** Los módulos elásticos de la formación equivale a valores dinámicos, debido al elevado intervalo de frecuencia al que trabaja los emisores de ondas. Sin embargo, el interés de la geomecánica generalmente está asociado a problemas que son de naturaleza cuasi-estática. Afortunadamente, es posible corregir los valores de los módulos dinámicos obtenidos a través de registros acústicos, mediante la calibración con ensayo geomecánicos en núcleos. Los registros petrofísicos acústicos miden el tiempo de tránsito de las ondas compresionales y de las ondas de corte de un emisor y un receptor a una distancia determinada. Utilizando las velocidades de propagación de la onda compresional,  $V_p$ , y la onda de corte,  $V_s$ , se pueden entonces definir los módulos elásticos dinámicos de la siguiente manera:

- Módulo de corte

$$G = rV_s^2 \quad \text{Ec. 18}$$

- Módulo de Poisson

$$u = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad \text{Ec. 19}$$

- Coeficiente Lamé

$$I = rV_p^2 - 2rV_s^2 \quad \text{Ec. 20}$$

- Módulo de compresibilidad

$$K = rV_p^2 - \frac{4}{3} rV_s^2 \quad \text{Ec. 21}$$

- Módulo de Young

$$E = \frac{rV_s^2(3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad \text{Ec. 22}$$

donde  $\rho$  es la densidad del núcleo o del medio.

**3.3.2.2.-A partir de Otros Tipos de Registros de Pozo** Desde el registro de presión de poros, se puede obtener la presión de los fluidos, la cual es particularmente importante para los cálculos de los esfuerzos efectivos y totales. Por otro lado, el registro de densidad calcula la densidad de masa de la roca, esta propiedad es muy útil; ya que la densidad es requerida para convertir las velocidades acústicas a módulos elásticos, además, es normalmente considerada para tener un buen estimado del esfuerzo vertical, al menos en áreas de baja actividad tectónica.

**3.3.2.3.-Prueba micro-frac** A partir de este ensayo es posible medir la magnitud del esfuerzo principal mínimo, en un punto de la formación. La micro-fractura es una fractura pequeña creada por la inyección de un pequeño volumen de fluido, a tasas muy bajas. El esfuerzo principal mínimo es determinado del análisis de la caída de presión después del cierre de la fractura; Además, es definido como la presión requerida para mantener abierta una fractura. Los ensayos de micro-fractura pueden ser realizados en hueco abierto o en hueco entubado. Aunque, desde un punto de vista teórico, los ensayos micro-frac a hueco abierto son el método preferido para obtener ( $\sigma_{min}$ ), ya que no existen interferencias del revestidor, del cañoneo o del cemento. Si la formación es poco consolidada o frágil, pueden haber dificultades asentando la empacadura. Este tipo de ensayo tiene la ventaja de permitir ensayar formaciones frágiles o pobremente consolidadas.

**3.3.2.4.-Prueba mini-frac** El ensayo mini-frac es distinto del micro-frac arriba mencionado, aunque ambos pueden ser utilizados para calcular los esfuerzos horizontales de la formación. El ensayo micro-frac se utiliza principalmente para determinar la magnitud del esfuerzo horizontal menor mientras que el propósito principal del mini-frac es obtener parámetros sobre los fluidos de fracturamiento para optimizar el diseño de una fractura hidráulica. El ensayo mini-frac se realiza

antes de un tratamiento de fractura hidráulica. También se utiliza el mismo fluido de fracturamiento para poder calibrar los parámetros arriba mencionados. Por lo tanto, el mini-frac requiere del mismo equipo de fracturamiento hidráulico principal el cual es más costoso.

Por último, se comenta brevemente lo que se conoce como Prueba de Integridad Extendida (Extended Leak-Off Test), en la cual una fractura significativa es creada y preferiblemente re-abierta en subsecuentes ciclos de prueba. Se considera que éste es el método preferido para la obtención de esfuerzo horizontal mínimo. La interpretación de las pruebas de integridad extendida está basada en los métodos desarrollados para pruebas de mini-fracturamiento.

### 3.3.3.- CAMPO DE ESFUERZOS

La determinación del campo de esfuerzos presentes en los yacimientos, consiste en definir las magnitudes y direcciones de los esfuerzos principales de la formación. Para ello, se necesita determinar las direcciones principales de deformación, lo cual resulta difícil medir en el laboratorio. No obstante, si se conocen las deformaciones principales, a través de ensayos realizados en el laboratorio, las direcciones y magnitudes de los esfuerzos pueden ser inferidas de relaciones elásticas. El requerimiento para esto es la determinación de las propiedades mecánicas de la roca, en las direcciones principales de deformación.

Para definir las direcciones de los esfuerzos se debe realizar la orientación de núcleos por técnicas de paleomagnetismo; a los cuales se les debería aplicar las pruebas DSA, ASR, AAA y SWAA. Por otra parte, para determinar las magnitudes de los esfuerzos, generalmente, se usan pruebas de inyección, prueba de integridad extendida (Extended Leak-Off Test), registros de densidad, registros acústicos, rayos gamma, etc..

Generalmente, el campo de esfuerzos está constituido por cinco parámetros fundamentales, tales como:

- *El esfuerzo de sobrecarga* Su determinación se efectúa mediante la integración del registro de densidad, del cual se obtiene el

gradiente de sobrecarga. Iverson <sup>17</sup>, mostró ciertas relaciones entre el esfuerzo de sobrecarga y la magnitud de los esfuerzos horizontales, para yacimientos profundos.

- *El  $\sigma_{hmax}$  y  $\sigma_{hmin}$*  A partir de las pruebas de inyección se puede determinar el esfuerzo mínimo horizontal, el cual se relaciona con el esfuerzo máximo.
- *Las direcciones de los esfuerzos horizontales* Para esto se puede recurrir a un registro “caliper” de múltiples brazos, que mida la excentricidad del hoyo.
- *La presión de poro de la formación* Para esto se puede recurrir a los probadores de formación (RFT, MDT).

Como ya se mencionó en el capítulo anterior, las direcciones de las componentes de máximo y mínimo esfuerzo horizontal, generalmente coincide con las direcciones de máxima y mínima permeabilidad horizontal. Luego, por medio del campo de esfuerzos presentes en los yacimientos, se puede inferir las direcciones principales de la permeabilidad. Frecuentemente, no se tienen dichas mediciones o, peor aun, en caso de formaciones no consolidadas, como el caso de la Faja, estas mediciones son poco representativas.

### 3.4.- MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ANISOTROPÍA

#### 3.4.1.- DETERMINACIÓN DE LA ANISOTROPÍA A PARTIR DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Como se ha mencionado, la pruebas de restauración de presión en pozos horizontales, son las que permiten cuantificar la anisotropía existentes en los yacimientos de hidrocarburos, esto en combinación con pruebas de presión realizadas en pozos verticales. Por ello, en la actualidad, se han propuesto ciertos métodos para la determinación de la anisotropía, a partir de pruebas de presión, entre ellos tenemos:

3.4.1.1.-**Método de Economides**<sup>18</sup> Si se tiene un conveniente pozo vertical (piloto) en el cual se realice una prueba de presión (o RFT), con completación parcial. Las permeabilidades horizontal,  $k_h=(k_x.k_y)^{1/2}$ , y vertical,  $k_v=k_z$ , pueden ser derivadas, siempre y cuando, en la prueba se desarrolle un flujo esférico,  $(k_h.k_v)^{1/2}$ . Al tener las permeabilidades  $k_z$  y  $(k_x.k_y)^{1/2}$ , y si adicionalmente se realiza una prueba en un pozo horizontal, donde se pueda observar el desarrollo del régimen de flujo lineal intermedio ( $k_y$ ) o el régimen radial temprano  $((k_z.k_y)^{1/2})$ , se puede determinar la permeabilidad perpendicular a la trayectoria del pozo ( $k_y$ ). De esta manera, se puede determinar las tres permeabilidades  $k_x$ ,  $k_y$  y  $k_z$ .

3.4.1.2.-**Método de Frick**<sup>19</sup> El autor sugiere una prueba de interferencia (en el mismo hoyo) en un pozo horizontal, en la cual un segmento de la longitud del pozo,  $L_w$ , es puesto a flujo, mientras la respuesta de presión es medida en otro punto localizado del pozo, a partir de esta prueba, se puede determinar la permeabilidad a lo largo del pozo,  $k_x$ . Esta prueba, en combinación con una prueba (RFT) realizada en un pozo vertical la cual permita conocer  $k_z$  y  $(k_x.k_y)^{1/2}$ , puede permitir la determinación de las permeabilidades  $k_x$ ,  $k_y$  y  $k_z$ .

3.4.1.3.-**Método de Zhang y Dusseault**<sup>20</sup> Las técnicas antes mencionadas asumen que el pozo ha sido perforado a lo largo de uno de los ejes principales de permeabilidad (máximo o mínimo) y así perpendicular a los otros ejes principales. Sin embargo, esto casi nunca ocurre. Zhang y Dusseault, presentaron un método matemático para determinar la orientación y magnitud de las permeabilidades principales. Esta técnica envuelve la interpretación de pruebas de restauración de presión, en dos pozos horizontales perforados en direcciones arbitrarias, en las cuales se puedan obtener la permeabilidad perpendicular a la trayectoria del pozo,  $k_y$ . Además, se requiere del conocimiento de la permeabilidad horizontal promedio,  $(k_x.k_y)^{1/2}$ , ya sea a partir de una prueba en un pozo vertical, o por la aparición del régimen de flujo pseudo-radial tardío en las mismas pruebas de pozos horizontales. Esta técnica sugiere que la permeabilidad normal a la trayectoria de un pozo horizontal, viene dada por:

$$\frac{k_{h\max} \cdot k_{h\min}}{k_{yj}} = (k_{h\max} + k_{h\min}) + \frac{1}{2}(k_{h\max} - k_{h\min}) \cdot \cos(2j) \quad \text{Ec. 23}$$

donde,  $k_{y\phi}$  es la permeabilidad normal a la trayectoria del pozo, determinada desde una prueba de presión en un pozo horizontal, orientado en un ángulo  $\phi$  con respecto a la dirección de máxima permeabilidad (ver figura 13).

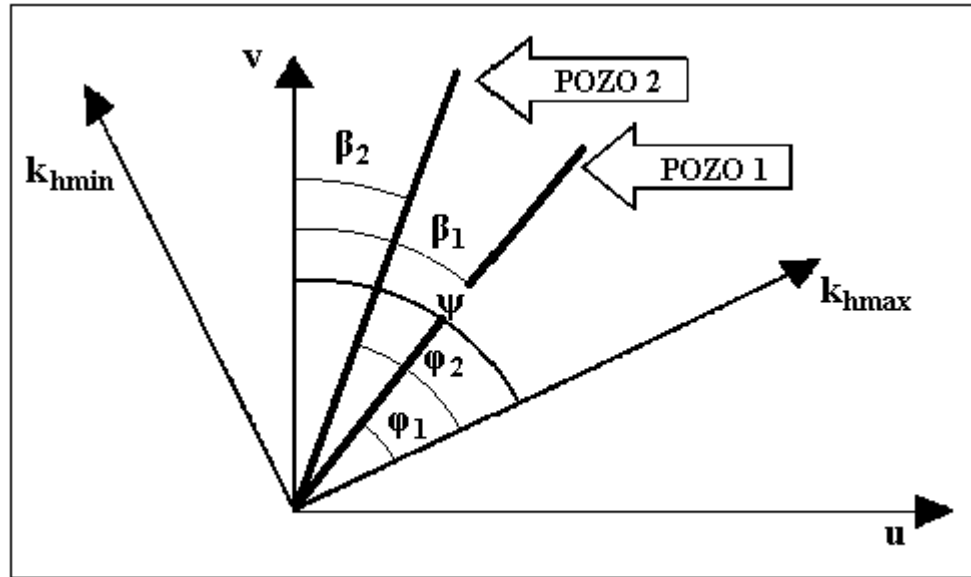


Fig. 13 Distribución de Permeabilidades

3.4.1.4.-**Método de Muñoz**<sup>3</sup> Frecuentemente, la permeabilidad horizontal promedio,  $(k_x \cdot k_y)^{1/2}$ , no es conocida; ya sea porque el flujo pseudo-radial tardío no aparece en la prueba de un pozo horizontal, o porque no se poseen pruebas de presión provenientes de pozos verticales. Una razón para esto es la rapidez con que ciertas compañías se embarcan en proyectos de desarrollo de yacimientos, con el uso exclusivo de pozos horizontales, en la presencia de yacimientos delgados y/o con presencia de una capa de gas o un acuífero. Esta técnica toma la solución obtenida, por Zhang y Dusseault, para la permeabilidad normal a la trayectoria del pozo, escrita de otra forma como:

$$\frac{1}{k_{yj}} = \frac{\cos^2 j}{k_{h\min}} + \frac{\sen^2 j}{k_{h\max}} \quad \text{Ec. 24}$$

Pero, debido al desconocimiento de la permeabilidad horizontal promedio, se requiere de la interpretación de una prueba de presión ( $k_y$ ) en un tercer pozo horizontal.

En general, para el método de Zhang y Dusseault, se recomienda la siguiente metodología:

- Primeramente, hay que establecer el eje  $v$  (fijo), para el cual se pueda obtener los valores  $\beta_1$  y  $\beta_2$  (lo más conveniente es utilizar uno de los ejes cardinales, ya sea Este, Oeste, Norte o Sur).
- Seguidamente, se escribe la ecuación 23 para los pozos 1 ( $k_{y1}, \varphi_1$ ) y 2 ( $k_{y2}, \varphi_2$ ).
- Luego, se relacionan los ángulos de los pozos ( $\varphi_1, \varphi_2, \beta_1$  y  $\beta_2$ ), con el ángulo formado por el eje  $v$  y la dirección de máxima permeabilidad ( $\psi$ ), de la siguiente manera:

$$y = b_1 + j_1 \quad \text{Ec. 25}$$

$$y = b_2 + j_2 \quad \text{Ec. 26}$$

- Por último, se tiene que:

$$k_h = \sqrt{k_{h\max} \cdot k_{h\min}} \quad \text{Ec. 27}$$

- De todo lo anterior, se obtiene un sistema de cinco ecuaciones con cinco incógnitas ( $k_{\max}, k_{\min}, \psi, \varphi_1$  y  $\varphi_2$ ), el cual puede ser resuelto, mediante métodos numéricos.

Para el método de Muñoz, se requiere de un tercer pozo horizontal, que cuente con la interpretación de una prueba de presión ( $k_{y3}, \varphi_3$ ). De manera similar al caso anterior, se escribe la ecuación 24 para cada uno de los tres pozos, y además, se relacionan el ángulo de cada uno de los pozos con el de la dirección de máxima permeabilidad. Igualmente, se obtiene un sistema de ecuaciones; pero, esta vez cuenta con seis ecuaciones y seis incógnitas; el cual, también, requiere de métodos numéricos para su solución. La manera más fácil de resolver estos sistemas de ecuaciones es mediante la utilización de un software, por ejemplo EXCEL.

### 3.4.2.- DETERMINACIÓN DE LA ANISOTROPÍA A PARTIR DEL COMPORTAMIENTO HISTORICO DE POZOS Y LA DIRECCIÓN DE LOS TRENES DE SEDIMENTACIÓN

Con frecuencia, existen yacimientos en desarrollo, con pobre caracterización de la formación, en los cuales se tiene un total desconocimiento de la anisotropía presente en la zona. En algunos casos, no se cuenta con información proveniente de pruebas de restauración de presión en pozos horizontales, ya sea por causas operacionales o económicas. Luego, para tener una idea de la variación de la permeabilidad o anisotropía existente en los yacimientos, se debería integrar e interpretar información proveniente de diversos elementos, tales como:

- *Asignación de la producción por cada unidad de flujo y por pozo:*

Esto se realiza mediante la integración de los datos provenientes de la historia de producción y de la información petrofísica disponible. Para ello, sólo se debe trabajar con pozos horizontales e inclinados, ya que éstos son los que realmente aportan información valiosa sobre la relación existente entre la productividad de los pozos, la orientación en la que fueron perforados y la anisotropía existente en la zona. Lo que se busca determinar con esto, es la dirección de los pozos que exhiben mayor productividad en cada unidad ( $BNB/DIA/FT$ , barriles normales producidos por día y por cada pie de longitud), para luego relacionar estas orientaciones con direcciones preferenciales de permeabilidad (ver **apéndice C**).

- *Determinación de la productividad de los pozos:* esto se realiza con la finalidad de comparar, para los pozos de una misma macolla o configuración, cual es el que tiene el mayor  $IP$  a condiciones iniciales, lo cual indica que, en teoría, ese pozo tendrá la mayor productividad. Sin embargo, a veces, sucede que el pozo con mayor  $IP$  no es el que aporta mayor producción acumulada o índice de  $BNB/DIA/FT$ . De manera análoga, si se consigue un pozo en particular que registre tanto el mayor  $IP$  como la mayor producción acumulada; entonces, esto sería un buen indicativo de que, probablemente, esa sea la dirección preferencial (normal a la  $k_{hmax}$ ), para



aprovechar al máximo lo que los pozos pueden ofrecer. Por razones antes mencionadas, se calculan sólo los **IP** de los pozos inclinados y pozos horizontales.

- *Análisis de estudios sedimentológicos:* Estos tienen que estar basados en la determinación de las facies presentes en la formación, así como en la dirección de los ejes o trenes principales de sedimentación.

- *Análisis de pruebas de presiones:* En general, estas pruebas serán provenientes de pozos verticales. Sin embargo, se puede contar con pruebas realizadas en pozos horizontales, en las cuales no se haya podido determinar la permeabilidad en la dirección perpendicular al pozo; o que no sean las suficientes como para obtener una estimación de la anisotropía a partir de ellas.

- *Análisis de estudios geomecánicos:* La realización de este tipo de estudios es fundamental para la determinación de la anisotropía existente en cualquier yacimiento. Para ello, los estudios, deben ser dirigidos a la determinación del campo de esfuerzos; debido, como ya se explicó, a la relación existente entre esfuerzos y permeabilidad.

En algunos casos, no se cuenta con toda la información requerida. Sin embargo, aun así, se pueden obtener estimaciones de la anisotropía, ya sean de manera cualitativa o cuantitativamente.

## CAPÍTULO IV

### LA ANISOTROPÍA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

La distribución de la permeabilidad, tanto en el plano vertical como en el plano horizontal (paralelo al plano de estratificación), juega un papel importante en el comportamiento de los yacimientos; de acuerdo a esto, afecta la recuperación final de hidrocarburos, y determina la viabilidad de los procesos de recuperación secundaria y terciaria. Por ello, tener un buen conocimiento acerca de las direcciones preferenciales de la permeabilidad o anisotropía existente en los yacimientos, puede ser, en ciertas instancias, la diferencia entre el éxito y el fracaso de las tareas de evaluación y desarrollo de yacimientos. Por ejemplo, no contabilizar la anisotropía de la permeabilidad puede resultar, en el caso de un proceso de inyección de agua, en una prematura ruptura del agua, excesiva recirculación del agua y en pobre barrido areal.

Por lo tanto, la determinación de la anisotropía es de suma importancia en todas y cada una de las etapas en el desarrollo de yacimientos. Al incluir este fenómeno, en las tareas de evaluación de yacimientos, existen tres aspectos fundamentales que son afectados, tales como:

- La planificación de la trayectoria o configuración más adecuada que deberían presentar los nuevos pozos perforados.
- Los planes de desarrollo de yacimientos, con miras a optimizar la recuperación final de hidrocarburos.
- Y por último, la reducción de los riesgos económicos asociados a la incertidumbre, en yacimientos con pobre evaluación de la formación (desconocimiento de las permeabilidades direccionales).

#### 4.1.- TRAYECTORIA DE POZOS

El suceso más importante en la vida inicial de un yacimiento, es la permeabilidad efectiva horizontal promedio del petróleo, o del gas; debido a que ésta controla la productividad y el diseño de terminación (completación) de cada uno de los pozos. Luego, la permeabilidad vertical pasa a ser importante; debido a su efecto en la conificación de gas y de agua, así como en la productividad de pozos horizontales y multi-laterales. Por ello, tener conocimiento de la distribución de permeabilidades presentes en la formación, es necesario para poder tener una buena planificación de la campaña de desarrollo de los yacimientos.

De acuerdo al párrafo anterior, en un yacimiento nuevo se debería primeramente perforar un pozo vertical (piloto o estratigráfico), mediante el cual a través de pruebas de presión, donde se evidencia la presencia de un flujo esférico (MDT, RFT), se determine la distribución de la permeabilidad en el plano vertical-horizontal. Para, de acuerdo a ello, decidir cual será la configuración de pozos más conveniente, ya sea perforar pozos verticales, horizontales o inclinados.

En yacimientos que presenten baja permeabilidad vertical, será más ventajoso, perforar pozos verticales. Sin embargo, si se quiere aumentar la productividad de los pozos, la alternativa más atractiva será la perforación de pozos inclinados. Adicionalmente, la anisotropía vertical-horizontal influye menos en el comportamiento de pozos inclinados, que en el de pozos horizontales de la misma longitud,  $L_w$ .

En yacimientos con anisotropía vertical, la perforación de pozos horizontales tiene como interés el aumento de la productividad de los pozos. Por otra parte, los pozos inclinados minimizan el riesgo de pobre comportamiento en este tipo de yacimientos.

Una vez tomada la decisión de perforar hoyos horizontales, basados en la anisotropía vertical-horizontal, el próximo paso es determinar la dirección más conveniente en la que se debe perforar. Para ello, el parámetro de decisión debería ser la anisotropía horizontal-horizontal (areal); debido a que, frecuentemente, las formaciones presentan este tipo de anisotropía. Aunque, a veces, esta decisión es basada en el ajuste del área de drenaje.

Estudios de simulación han demostrado que para lograr un aumento en la productividad de pozos horizontales, éstos deben ser perforados en dirección normal a la orientación de máxima permeabilidad horizontal,  $k_{hmax}$ . Smith *et al.*<sup>8</sup>, realizó una investigación en la cual mostró, mediante un ejemplo práctico, la importancia que tiene la orientación del pozo cuando se está en presencia de un yacimiento arealmente anisotrópico. Mediante simulación, se varió la dirección del pozo, rotándolo en el plano horizontal, y de esta manera se observó el efecto de la orientación del pozo en el comportamiento del yacimiento. En este trabajo se utilizó un sistema pozo-yacimiento con las características mostradas en el **apéndice A**, en el cual también se muestran las bases económicas utilizadas. Cabe destacar que los estudios económicos están basados en el criterio del valor presente neto (VPN).

A partir del estudio de Smith *et al.*, se obtuvo, que la productividad del pozo es mayor cuando es perforado perpendicular a la dirección de máxima permeabilidad horizontal. La **figura 14** muestra el efecto que tiene la orientación del pozo sobre la recuperación de hidrocarburos, en un yacimiento altamente anisotrópico:

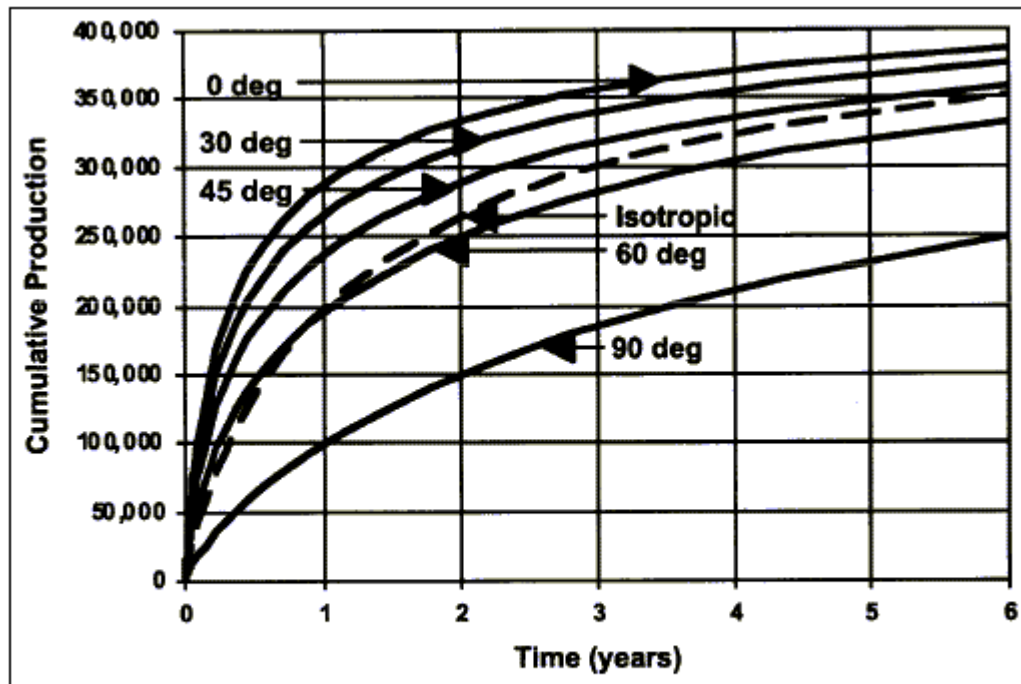


Fig. 14. La pobre orientación del pozo disminuye la velocidad de drenaje del yacimiento, para un pozo horizontal. <sup>8</sup>

En la figura de arriba se observa que a medida que el pozo se desvía de la dirección óptima (0 deg), su producción acumulada disminuye. Por su parte, esto ejerce efectos similares en los cálculos del VPN (ver **figura 15**).

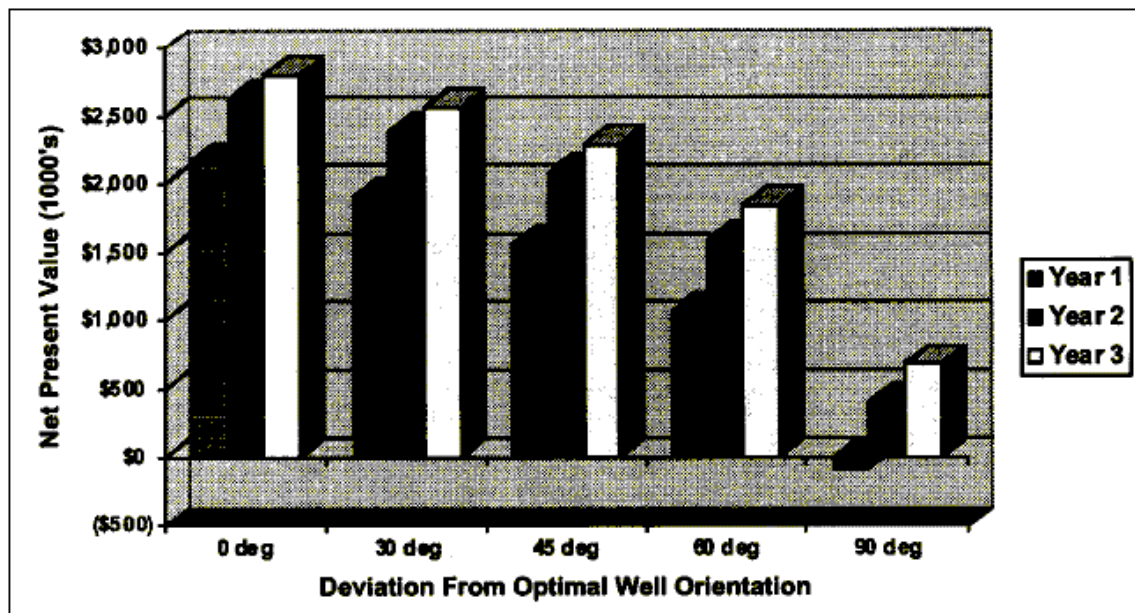


Fig.15 VPN disminuye a medida que la dirección del pozo se desvía de la óptima para un pozo horizontal. <sup>8</sup>

En la figura anterior se muestra el valor presente neto, **VPN**, a tres años resultado de la evaluación de un pozo horizontal, en el cual se cambió la orientación del pozo en el plano horizontal, desde la dirección óptima (0 deg) hasta 90 grados de rotación (90 deg), con respecto a la dirección óptima. De esta manera, se observó que el **VPN** disminuye a medida que la orientación del pozo se desvía de la dirección óptima (normal a  $k_{hmax}$ ).

Por otra parte, Buchsteiner *et al.*<sup>2</sup> mostró que en yacimientos fracturados los cambios de esfuerzos inducen una reducción en la permeabilidad promedio de los yacimientos. Debido a que, como ya se mencionó, los esfuerzos presentes en la formación guardan una estrecha relación con la distribución de permeabilidades. La principal causa de esta reducción en la permeabilidad es que la producción de fluidos con su  $\Delta p$  producen un incremento en los esfuerzos efectivos presentes en las cercanías del pozo, causando así una reducción (o cierre) de las grietas o fracturas del yacimiento. Esto, a su vez, se traduce en una reducción de la permeabilidad; además, este efecto puede generar la anisotropía de la

misma; por otro lado, en casos naturalmente anisotrópicos puede causar cambios en la dirección óptima de permeabilidad.

El resultado de que cambie la dirección óptima de la permeabilidad, con la caída de presión ( $\Delta p$ ), tiene implicaciones en la perforación de pozos horizontales, planificación de procesos de inyección y en la interpretación de pruebas de pozos. Por todo lo antes dicho, los procesos para mantener altas presiones en yacimientos fracturados podrían ser beneficiosos. Finalmente, podemos concluir que, en este tipo de yacimientos, un pozo formando un cierto ángulo con la dirección del mínimo esfuerzo horizontal podría ser un buen productor en la vida futura del yacimiento.

Por último, pozos optimizados en su dirección mejorarán el comportamiento de los mismos y, a su vez, reducirán el número de pozos necesarios para drenar cualquier tipo de yacimientos.

#### **4.2.- OPTIMIZACIÓN DEL RECOBRO FINAL**

Optimar la recuperación de hidrocarburos implica, a su vez, la optimación de las tareas de desarrollo de yacimientos, tales como la terminación y completación de pozos, los procesos de recuperación secundaria y terciaria, y la configuración de los pozos. Como se ha mencionado, en yacimientos anisotrópicos, la perforación de pozos no verticales ofrecen ciertas ventajas sobre la perforación convencional (vertical); por lo cual, frecuentemente, en este tipo de yacimientos se ha venido utilizando pozos horizontales y multi-laterales, para obtener el máximo potencial de productividad. Sin embargo, estos pozos deberían estar orientados en dirección óptima, en base a la anisotropía horizontal o areal.

Una vez optimizada la dirección de los pozos, la relación de anisotropía de permeabilidades ejerce un efecto considerable sobre la recuperación acumulativa de hidrocarburos. En el trabajo reseñado anteriormente, Smith *et al.*<sup>8</sup> examinó cuatro radios de anisotropía horizontal: 1:1(caso isotrópico), 5:1, 10:1 y 50:1. La **figura 16** muestra que para un pozo horizontal, perforado en su dirección óptima (normal a  $k_{hmax}$ ), la producción acumulada aumenta a medida que la anisotropía areal se incrementa.

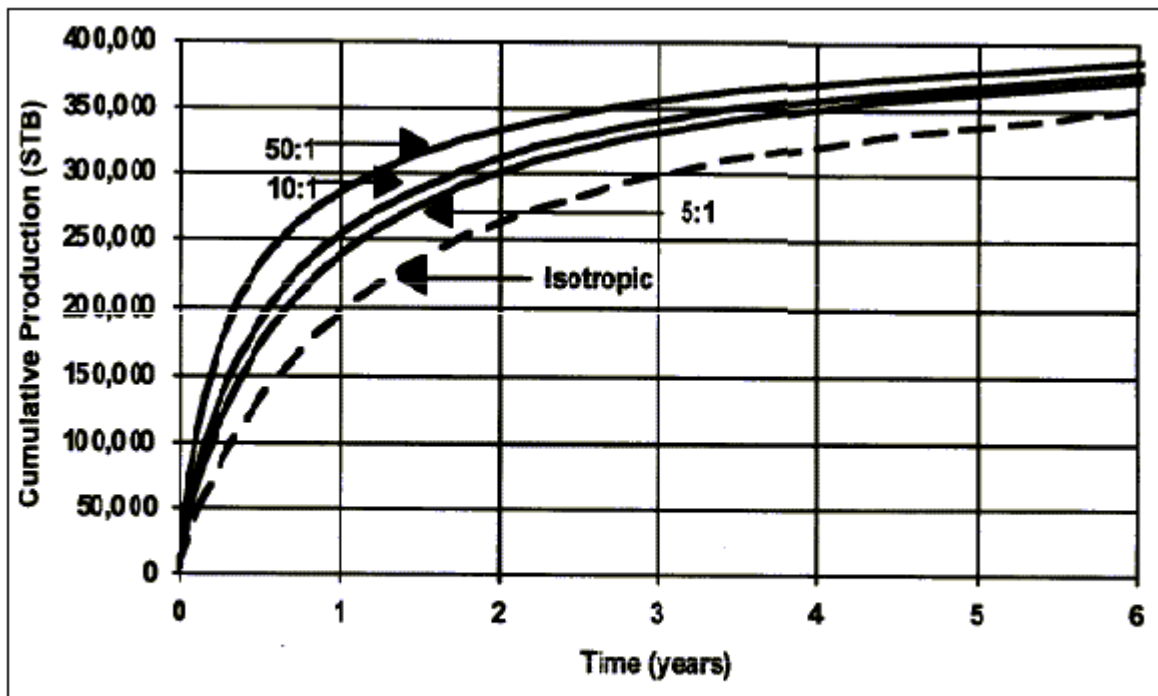


Fig.16 El incremento en la anisotropía areal acelera el recobro del yacimiento, para un pozo horizontal perforado en la dirección óptima.<sup>8</sup>

A partir de la figura anterior, se observa que incrementos en el radio de anisotropía aceleran el proceso de drenaje del yacimiento, resultando así en que el caso de mayor anisotropía sea más atractivo que el caso isotrópico. Adicionalmente, se tiene que cambios en el radio de anisotropía areal y en la orientación del pozo tienen efectos similares sobre los cálculos del VPN (ver **figura 17**). De esta forma, cuando los pozos son perforados de manera correcta, el aumento de la anisotropía areal se traduce en un aumento del VPN.



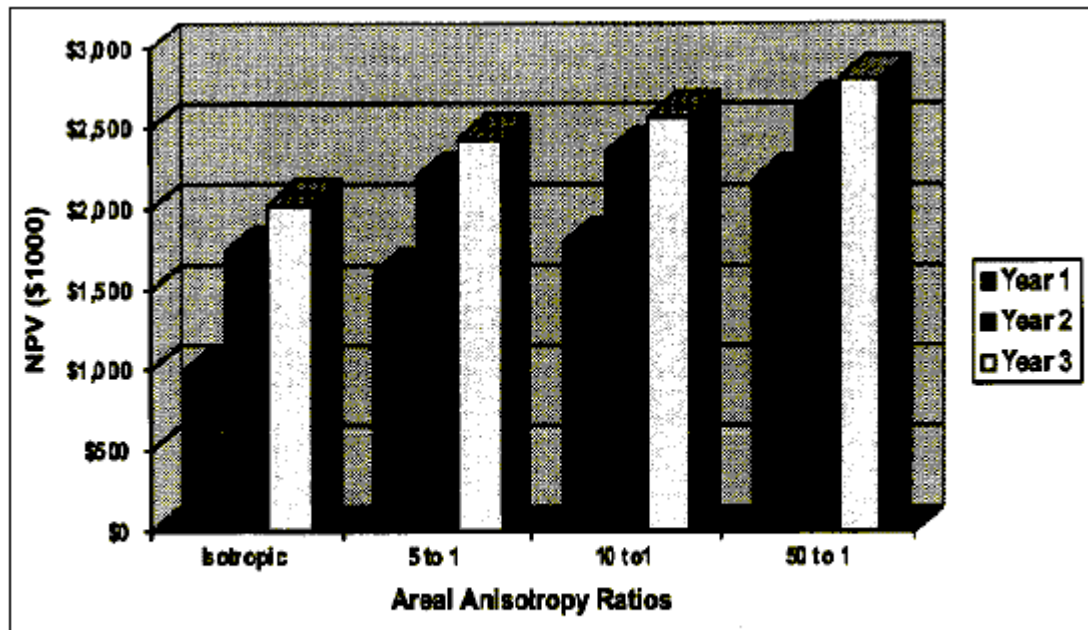


Fig.17 VPN aumenta a medida que aumenta la relación areal de la anisotropía siempre y cuando el pozo (horizontal) se encuentre perforado en la dirección óptima <sup>8</sup>

Actualmente, obtener mejoras en la productividad e incrementos en el recobro final para bajos incrementos de costo es posible mediante la utilización de pozos multi-laterales, para los cuales la geometría del yacimiento y la anisotropía tanto areal como vertical-horizontal son críticas. A su vez, este tipo de pozos pueden remediar problemas de producción en pozos horizontales orientados incorrectamente. Por otra parte, perforar hoyos horizontales en un pozo vertical ya existente, podría resultar ser más beneficioso económicamente que estimular un pozo horizontal o perforar nuevos pozos, hoy en día es posible perforar pozos ramificados con cortos radio

La longitud y el número de brazos de un pozo multi-lateral pueden ser optimizado balanceando los incrementos de producción y los costo de perforación y completación. Por otra parte, para una misma longitud total,  $L_{wt}$ , (incluyendo el hoyo madre y los brazos), el menor número de brazos será más beneficioso, debido a que habrá menos interferencia entre los brazos (unos con otros).

Los pozos multi-laterales, en yacimientos de baja o moderada permeabilidad pueden mantener altas tasas ( $q$ ) y producción acumulada ( $N_p$ ), así como pueden aumentar el VPN con respecto a pozos horizontales; pero, en yacimientos con alta permeabilidad los pozos multi-laterales pueden resultar con pocos beneficios. Retnanto y Economides <sup>21</sup>, realizaron una investigación, en la cual muestran el efecto de la permeabilidad sobre pozos multilaterales, estos autores examinaron cuatro configuraciones de pozos, en un yacimiento con las características del mostradas en el **apéndice A**. (D) un pozo horizontal, de 2000 ft., perforado normal a la dirección de mínima permeabilidad horizontal; (E) un pozo horizontal, de 2000 ft., perforado normal a la dirección de máxima permeabilidad horizontal; (F) un pozo multi-lateral con configuración cruzada de cuatro laterales, los cuales forman una longitud equivalente de dos pozos de 2000 ft. intersectados ortogonalmente, en el centro del yacimiento; y (G) un pozo multi-lateral con configuración estrella, con ocho laterales, los cuales forman una longitud equivalente de cuatro pozos de 2000 ft. intersectados en ángulos de 45° grados, en el centro del yacimiento.

La **figura 18**, muestra el efecto de la magnitud de permeabilidad sobre los incrementos de la productividad en pozos multi-laterales (configuración cruzada), además, muestra como las ventajas en la productividad desaparecen, mucho más tarde para yacimientos de baja permeabilidad. Esta figura, muestra la relación de producción acumulada, la cual es la relación entre la producción de un pozo multi-lateral (cruzado) y un pozo horizontal orientado perpendicular a la dirección de máxima permeabilidad horizontal; esta relación es constante en un valor de 2 para tiempos tempranos, en los tres casos; luego, esta relación decrece con el paso del tiempo hasta que convergen en un valor de 1.

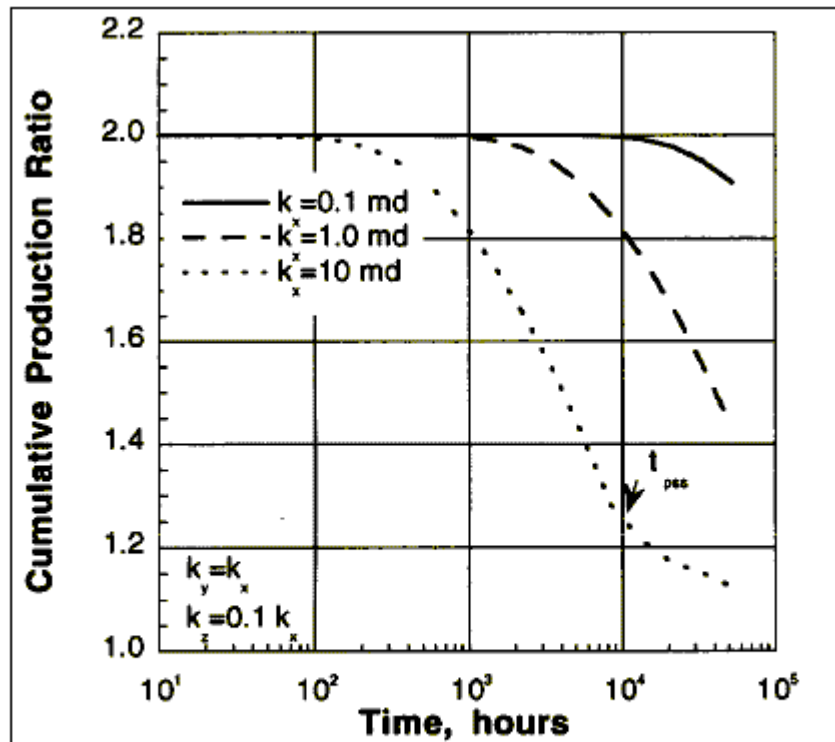


Fig. 18 Relación de producción acumulada para un pozo con configuración cruzada para tiempo real,  $k_x = k_y$ .<sup>21</sup>

La **figura 19**, muestra como en yacimientos de alta permeabilidad se logran mejores incrementos en la producción, sin embargo, cuando se utilizan pozos multi-laterales estos beneficios desaparecen mucho más pronto que en yacimientos de baja permeabilidad. Esto se debe a que en yacimientos de alta permeabilidad, los efectos de interferencia entre los laterales aparecen más rápidamente, que en yacimientos con baja a moderada permeabilidad. Esta interferencia entre los laterales, se traduce en una disminución en la productividad de los mismos.

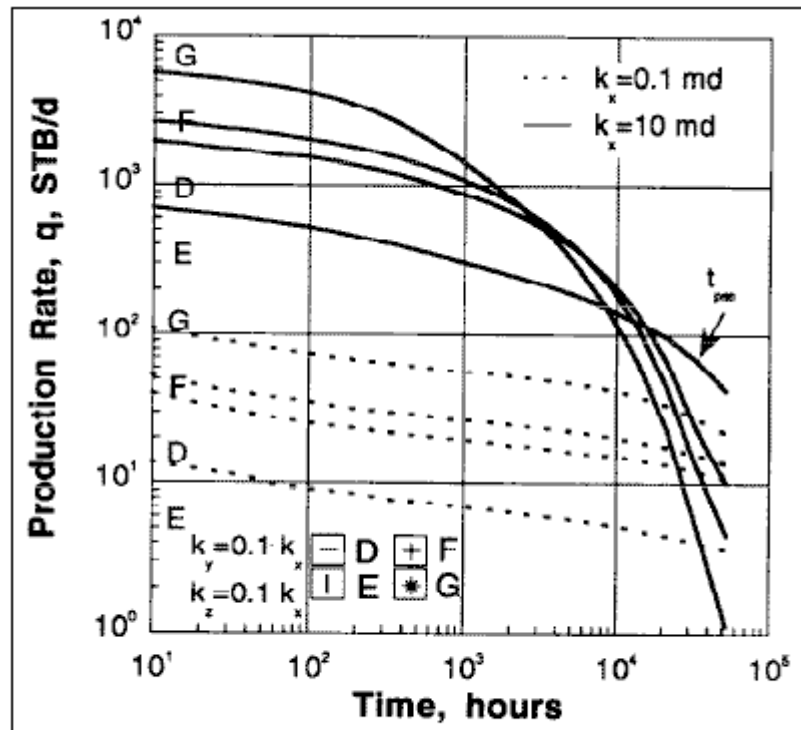


Fig. 19 Tasa de producción para anisotropía areal de la permeabilidad.

$$k_y = 0,1k_x \text{ (casos D, E, F, G).}^{21}$$

En los yacimientos de la faja petrolífera del Orinoco, se encuentran permeabilidades sumamente altas, debido a que estos yacimientos están constituido principalmente de arenas no-consolidadas. Sin embargo, debido a que los crudos son pesados y extrapesados, las viscosidades resultan ser altas, produciendo así bajas a moderadas movilidades, las cuales producen un efecto similar al mostrado por las investigaciones de Retnanto y Economides.

Luego, como ya se mencionó, la decisión de perforar pozos multi-laterales debería ser hecha tomando en cuenta la permeabilidad y costos de completación, para poder determinar el incremento en los beneficios económicos, sobre pozos horizontales u otras opciones de completación.

### 4.3.- REDUCCIÓN DE LOS RIESGOS ECONÓMICOS ASOCIADOS A LA INCERTIDUMBRE

Cuando las magnitudes y direcciones de la permeabilidad son desconocidas, la anisotropía se convierte en un punto crítico, más aun cuando se trata con pozos horizontales. Además, los casos anisotrópicos tienen tanto el mayor potencial económico, cuando son perforados en la dirección óptima, como el mayor potencial de pérdida, cuando son orientados de manera incorrecta. De esta manera, existen grandes rangos de posibles consecuencias económicas cuando las magnitudes y direcciones preferenciales de la permeabilidad son desconocidas; este problema se hace más crítico con incrementos de la anisotropía areal. El rango de posibles consecuencias económicas, será denominado *riesgo de incertidumbre económica*.

Evaluar los riesgos de incertidumbre económica es sumamente importante cuando la anisotropía o componentes de permeabilidad son desconocidas. Besson<sup>14</sup> determinó que en yacimientos con anisotropía vertical-horizontal los pozos inclinados reducen el riesgo de pobre comportamiento, por ende, reducen los riesgos de incertidumbre económica. Smith *et al.*<sup>8</sup>, evaluó y comparó los riesgos económicos, asociados al desconocimiento de la anisotropía areal, para un pozo horizontal y un pozo multi-lateral (configuración cruzada), utilizando las bases económicas del **apéndice A**. En este estudio, se determinó el VPN para varios radios de anisotropía areal (1:1, 1:5, 1:10 y 1:50); además, se hizo una rotación en la dirección del pozo horizontal (de 0° hasta 90°) y en la del pozo multi-lateral (desde 0° hasta 45°). En los resultados obtenidos se pudo observar que para pozos multi-laterales los cambios de dirección no afectan demasiado al VPN; sin embargo, en pozos horizontales la dirección ejerce un fuerte efecto sobre el VPN, esto se hace más crítico con aumento de la anisotropía areal. La **tabla 5**, muestra el rango del VPN (incertidumbre económica) que existe entre un pozo orientado en su dirección óptima y uno pozo pésimamente orientado.

**Tabla 5 Riesgo de incertidumbre económica asociado al aumento en la anisotropía areal.** <sup>8</sup>

Relación de anisotropía areal	Rangos del VPN (1000\$) (Pozo horizontal)	Rangos del VPN (1000\$) (Pozo cruzado)
1:1	0	0
5:1	935	25
10:1	1315	58
50:1	2123	159

Esta tabla, muestra que un pozo multi-lateral (cruzado) tiene un riesgo de incertidumbre económica mucho menor que un pozo horizontal, en un yacimiento arealmente anisotrópico. Además, se observó que a menores radios de anisotropía areal la reducción de los riesgos económicos es mayor.

Adicionalmente, Smith *et al.*, tomó un caso base, un pozo horizontal con radio de anisotropía areal de 1:1 (caso isotrópico), y determinó el incremento del VPN con respecto al caso base. La **tabla 6** muestra el incremento del VPN para varios radios de anisotropía areal:

**Tabla 6 Relación de incrementos en el VPN para un pozo multi-lateral comparado con un pozo horizontal, en un yacimiento arealmente isotrópico.** <sup>8</sup>

Relación de anisotropía areal	Relación de incrementos del VPN (Pozo horizontal)	Relación de incrementos del VPN (Pozo cruzado)
1:1	1	1,07
5:1	0,74 – 1,13	1,09 – 1,11
10:1	0,62 – 1,19	1,11 – 1,14
50:1	0,34 – 1,28	1,13 – 1,21

De estas tabla se observa que los pozo multilaterales (cruzados), sin importar la orientación, son siempre más atractivos que el caso base (pozo horizontal en un yacimiento arealmente anisotrópico).

De todo lo antes dicho, se puede concluir que perforar pozos multi-laterales en yacimientos con una pobre evaluación de formación (desconocimiento de la anisotropía), reduce en gran parte, los riesgos económicos asociados a la incertidumbre de la distribución de permeabilidades.

## CAPÍTULO V

### DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A través de capítulos anteriores, han sido expuestos los aspectos teóricos y prácticos mediante los cuales es posible determinar la anisotropía presente en los yacimientos. Con la finalidad de evaluar la anisotropía de la permeabilidad existente en los yacimientos de la faja petrolífera del Orinoco, se hará uso de dos casos ejemplo (pertenecientes a la faja): un caso **A**, realizado a partir de la interpretación de pruebas de presión en pozos horizontales<sup>22</sup>, de las arenas D1 y D2 de la Formación Oficina en el bloque Zuata, operados por SINCOR; y un caso **B**, donde se hará referencia a un trabajo<sup>10</sup> realizado con el objetivo de determinar la anisotropía de las arenas pertenecientes al miembro Morichal, formación Oficina, del área O-16 de BITOR, en el cual se muestra la determinación de anisotropía, a partir de datos de producción y estudios sedimentológicos.

#### **5.1.- CASO A. Determinación de la Anisotropía a partir de los resultados obtenidos en la interpretación de pruebas de presión de pozos horizontales de las arenas de la Formación Oficina del área Zuata, en las arenas D1 y D2 operadas por SINCOR**

En este caso, se determinó la anisotropía a partir de la interpretación de pruebas de presión realizadas en pozos horizontales, los cuales se encuentran en las arenas D1 y D2 del Bloque Zuata. Estos yacimientos cuentan con una descripción geológica completa, obtenida a partir de núcleos y interpretaciones petrofísicas. Adicionalmente, cuenta con análisis PVT de fluidos, mapas de fallas, mapas de espesores de arenas, mapas sísmicos; toda esta información permitió una correcta interpretación de las pruebas estudiadas.

En la interpretación de las pruebas, se decidió trabajar con los pozos que hayan producido por más tiempo, ya que en estos pozos existían más probabilidades de encontrar períodos estabilizados de la producción. En general, se trabajó con dos macollas que poseen 12 pozos, de los cuales se estudiaron sólo 11 porque uno de ellos produjo agua (ver **figura 20**).



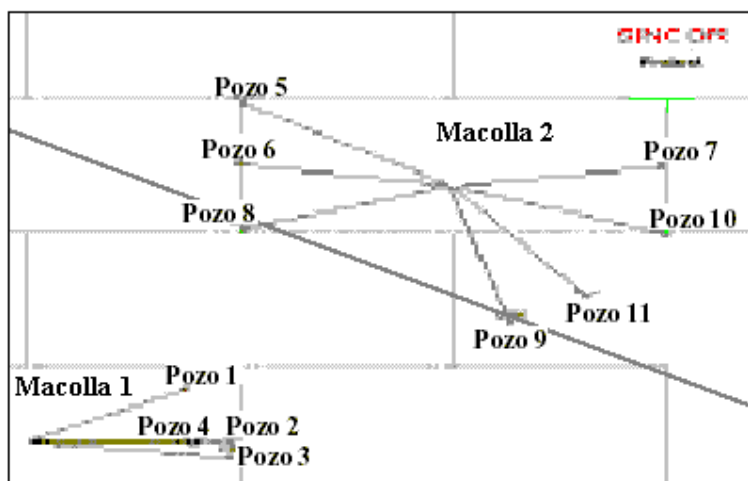


Fig 20 Distribución de los Pozos Seleccionados dentro del Campo Zuata <sup>22</sup>

En el presente estudio, sólo se trabajará con las interpretaciones provenientes de una de las macollas (macolla 2), ya que los pozos de esta macolla pertenecen a un mismo ambiente, fluvial, y están completados en la misma arena. Entonces, de la interpretación realizada en pruebas de pozos horizontales, tenemos:

Tabla 7 Datos obtenidos en la interpretación de pruebas de presión <sup>22</sup>

Pozo	Longitud Efectiva	Espesor	Permeabilidad Horizontal	Capacidad De Flujo	$\Delta P$ Daño (lpc)	Producción			
	hw (pies)	h (pies)	K (mD)	(mD*pie)		Tiempo (días)	Acumulada (bbl)	Diaria (bbl/día)	Unidad Long. (bbl/pie)
5	2717	82	19.950	1.635.900	39	198	302.625	1528	111
6	1379	86	34.600	2.975.600	35	183	151.632	829	110
7	3452	75	25.500	1.912.500	45	211	329.296	1561	95
8	1790	76	25.200	1.915.200	35	193	273.085	1415	153
9	2479	86	23.667	2.035.362	36	235	239.406	1019	97
10	3771	76	21.550	1.637.800	77	211	378.032	1792	100
11	2868	80	30.517	2.441.360	18	214	346.463	1619	121

Adicionalmente, para las arenas de tipo fluvial se determinó una relación de anisotropía vertical-horizontal,  $k_v/k_h=0,19$ . Sin embargo, no se pudo determinar un dirección preferencial de la permeabilidad. A pesar de no observarse la presencia de fallas, lo que indica que la anisotropía presente en estas arenas puede ser principalmente litológica, no se pudo verificar que la orientación de máxima permeabilidad tenga cierta coincidencia con la orientación del eje de sedimentación del canal (ver figura 21). Aunque en las interpretaciones no se observó la

anisotropía, es muy probable que se tenga un importante grado de anisotropía, ya que la formación es poco consolidada y deleznable. Por ello, en el presente estudio se determinará las direcciones principales de permeabilidad; y además, se intentará verificar la coincidencia entre la dirección de máxima permeabilidad y la dirección del eje del canal.

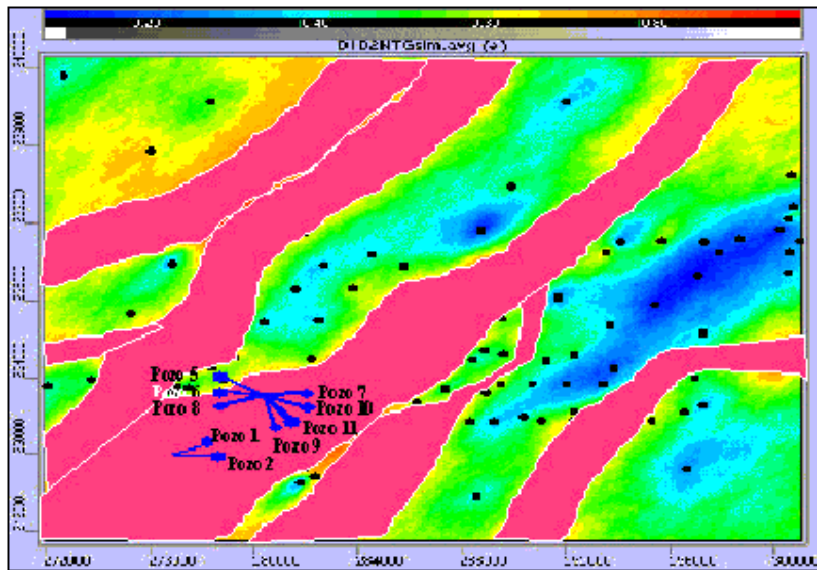


Fig. 21 Tendencia de Canales en Unidad D1/D2 <sup>22</sup>

### 5.1.1.- CÁLCULO DE LA MAGNITUD Y DIRECCIÓN DE LAS PERMEABILIDADES PRINCIPALES. $k_{hmax}$ y $k_{hmin}$

A pesar de contar con la interpretación de las pruebas de presión, se hace necesario conocer las direcciones (ángulos) de los pozos. Para ello, se utilizó como eje de referencia al eje Norte, y de esta manera se obtuvieron los ángulos de cada uno de los pozos, con respecto al eje de referencia:

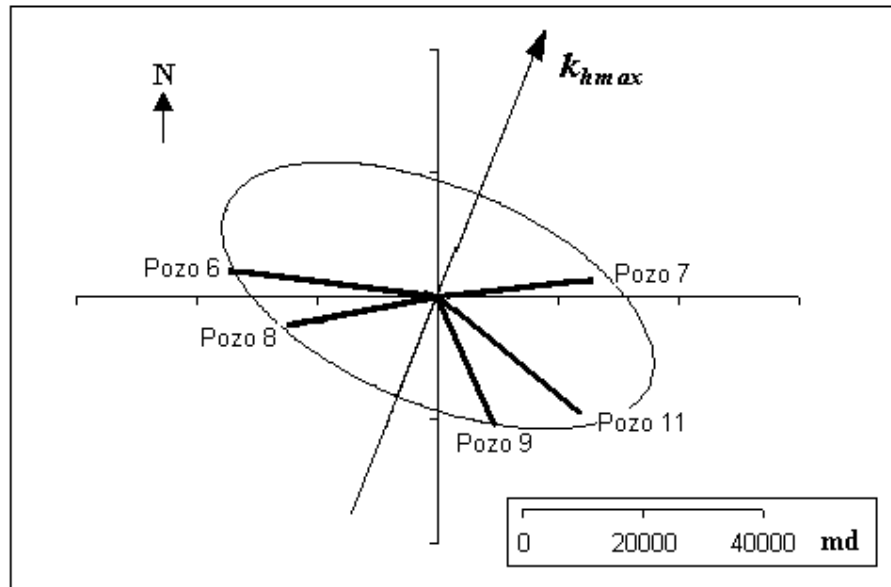
**Tabla 8 Ángulo de cada uno de los pozos con respecto al eje Norte**

Pozos	Azimuth, $\beta$ , ( $^{\circ}$ -Norte)
5	292
6	277
7	84
8	259
9	156
10	102
11	129

Para obtener la distribución de las permeabilidades principales, pueden ser utilizados los métodos de Zhang y Dusseault y el de Muñoz, como ya se dijo, estos métodos requieren de cierta data. El método de Zhang requiere de dos permeabilidades normal a la trayectoria de 2 pozos ( $k_y$ ) en direcciones arbitrarias y de la permeabilidad horizontal promedio  $k_h=(k_{hmax}*k_{hmin})^{1/2}$ ; por otro lado, el método de Muñoz requiere de 3 permeabilidades,  $k_y$ , en 3 pozos con direcciones arbitrarias.

Como en el caso estudiado no se tiene la permeabilidad horizontal promedio se usó el método de Muñoz, para obtener la elipse de permeabilidad,  $k_{hmax}$   $k_{hmin}$ . Cabe destacar, que en la interpretación de las pruebas, no se observó la presencia del flujo intermedio; sin embargo, se pudo obtener una estimación de la permeabilidad normal a cada pozo,  $k_y$ , por medio del desarrollo del flujo radial temprano.

Para los cálculos, sólo se trabajó con los pozos 6, 7, 8, 9, y 11. Debido a que, en el pozo 5 se observó durante el estudio de presiones dificultades para obtener resultados característicos del pozo y del yacimiento; por otra parte, en el pozo 10 se observó cierta divergencia en sus resultados, así como el hecho de que posee un valor de daño considerablemente alto, con respecto al obtenido para los otros pozos. De esta manera, se realizaron los cálculos (ver **apéndice B**) y se obtuvo la elipse promedio de las permeabilidades, así como las direcciones principales de las mismas (ver **figura 22**):



**Fig. 22 Elipse promedio de la permeabilidad normal a la trayectoria de los pozos**

Los valores de las permeabilidades máxima y mínima promedios, son  $k_{hmax}=37.855,94\text{md}$  y  $k_{hmin}=17.653,38\text{ md}$ , resultando en un relación de anisotropía de 1:2. Aunque éste no es un valor muy alto, se han observado casos con relación de 1:80, su efecto en estos yacimientos es sumamente grande; ya que los valores de permeabilidad son extremadamente altos, lo que se traduce en diferencias grandes entre la máxima y mínima permeabilidad. Además, se obtuvo que la dirección de la máxima permeabilidad tiene una orientación Noreste, con un ángulo  $\psi=21,82$ ; lo que confirma que la dirección del eje del canal y la de la máxima permeabilidad se encuentran en sentidos similares, Noreste.

## **5.2.- CASO B. Determinación de la Anisotropía de las arenas del Miembro Morichal, Formación Oficina, en el área O-16 de BITOR**

En este caso se determinó la anisotropía del área O-16 de BITOR, la cual cuenta con información petrofísica, sedimentológica y de producción; sin embargo, carece de estudios geomecánicos y no cuenta con pruebas de restauración de presión realizadas en el área. No obstante, se pudo utilizar información proveniente de pruebas de presión realizadas en pozos horizontales de campos vecinos.

A partir de los estudios sedimentológicos se observó que en el Miembro Morichal, en general, se han identificado 9 unidades genéticas. De base a tope, las unidades MO-9 hasta MO-4 presentan un carácter principalmente fluvial, en el cual las areniscas se presentan con tamaño de grano fino a grueso y mostrando generalmente un patrón agradante o de afinamiento hacia el tope. Esta característica se ve interrumpida ocasionalmente en las unidades MO-4, MO-5 Y MO-6 por patrones con características deltaicas, en los que las areniscas se presentan con tamaño de grano fino a grueso y mostrando generalmente un patrón de engrosamiento hacia el tope el cual es muchas veces truncado abruptamente. En ocasiones, este patrón de engrosamiento no es truncado y continúa de forma agradacional. Las características deltaicas se hacen mucho más notorias en las unidades MO-1, MO-2 Y MO-3.

A grandes rasgos, se pudo concluir, que la interpretación del modelo sedimentológico del área indica la presencia de sistemas de cinturones de canales entrelazados que predominan en las unidades más fluviales (MO9, MO8, MO7), y que cambian gradualmente a sistemas de barras y de planicies de inundación hacia las unidades con características deltaicas y/o estuarinas (MO1, MO2, MO3). Por su parte, de los estudios de paleografía, se logró estimar la localización de potenciales ejes de sedimentación para cada unidad así como también las facies depositacionales asociadas. En general se observó un drenaje con sentido sureste-noroeste.

Por otra parte, a partir del análisis de pruebas de presión, se pudo obtener que la relación  $(k_h * k_v)^{1/2} = 1180$  md en el caso del pozo CI-233, el cual se encuentra completado en la unidad MO7. Sin embargo, este resultado no es muy representativo por el hecho de que este pozo se encuentra en el área analizada. Por otra parte, de los resultados obtenidos de pruebas de presión realizadas en pozos horizontales de campos vecinos se pudo obtener que para los pozos completados en ambiente fluvial (unidades MO9-MO8-MO7), la relación  $k_v/k_h$  muestra un valor promedio de 0.19, mientras que los pozos ubicados en ambiente deltaico (unidades MO1-MO2-MO3) se obtuvo que  $k_v/k_h$  equivale a 0.25.

Como ha sido referido en capítulos anteriores, según ciertos autores, la anisotropía es una función de escala, y la importancia de la determinación de esta variación, existe solamente en la escala a la cual se requiere la respuesta. Por ello, en este estudio se hizo mención a tres escalas

básicas: Una megascópica (el yacimiento como un todo), una macroscópica y una mesoscópica, las cuales fueron definidas para el área en estudio.

### 5.2.1.- ANISOTROPÍA MEGASCÓPICA

En primer lugar se definió una anisotropía a escala macro (Megascópica), en donde simplemente se describió la tendencia que se interpreta acerca de las direcciones preferenciales en la permeabilidad del yacimiento como un todo. Para esto, hay que recordar que, una de las consideraciones teóricas que se ha establecido con el desarrollo de la sedimentología, se refiere a que la permeabilidad en el plano de estratificación es mayor en dirección paralela a la de los ejes o trenes de sedimentación. Así pues, considerando lo antes dicho, se puede estar hablando de que la dirección preferencial que exhibirá la permeabilidad (arealmente hablando) será equivalente a la tendencia, que sigue el drenaje que ha sido interpretado para la zona en el análisis de paleografía, y que tiene un sentido sureste-noroeste. Por consiguiente y esquemáticamente, la dirección preferencial que exhibirá la permeabilidad puede representarse de la siguiente manera:

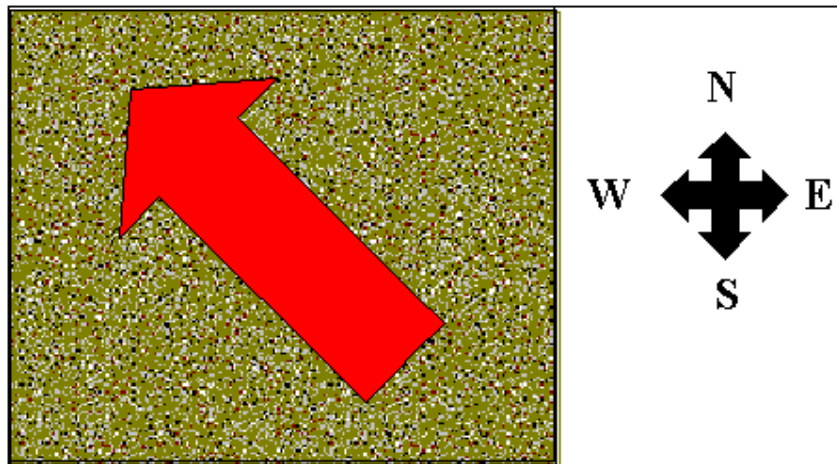


Fig. 23 Tendencia que muestra la dirección preferencial de la permeabilidad en términos megascópicos <sup>10</sup>

### 5.2.2.- ANISOTROPÍA MACROSCÓPICA.

Posteriormente, se refinó un poco más la escala, a un nivel macroscópico, para esto la interpretación se llevó a nivel de unidades agrupadas (MO1, MO2 y MO3...MO4, MO5 y MO6, etc.), en donde se pudo efectuar un análisis de la variación vertical en la permeabilidad, de acuerdo a características sedimentológicas mutuas que presentaban ciertas unidades agrupadas entre sí. Para esta escala, la permeabilidad horizontal siguió siendo definida de manera similar a la escala de anisotropía megascópica, Por lo tanto, la anisotropía macroscópica buscó establecer la relación entre variación vertical de la permeabilidad con respecto a una permeabilidad horizontal, que es equivalente y constante para todas las unidades. Esta relación viene dada por  $k_v/k_h$ , cualitativamente hablando.

La información proveniente de los estudios sedimentológicos realizados en la zona, indicaron que a lo largo de las nueve unidades (MO1-MO9) que conforman el Miembro Morichal, se pudieron realizar tres grandes agrupaciones de unidades de acuerdo a las variaciones encontradas verticalmente. Así pues, de base a tope se estableció que las unidades MO9 hasta MO4, presentaban un carácter predominantemente fluvial, donde se reportó la presencia de sistemas de cinturones de canales entrelazados entre MO9 y MO7, y a partir de MO6 hasta MO4, se observó un cambio gradual a sistemas de barras y planicies de inundación, hasta llegar a las unidades MO1, MO2, y MO3, que presentaban características deltaicas y estuarinas.

Para la agrupación de las unidades MO9, MO8 y MO7, se estimó que la relación  $k_v/k_h$  será mayor a medida que nos acercamos a MO9, y progresivamente irá disminuyendo a medida que nos alejamos desde MO9 hacia MO7. Esto se debe principalmente al patrón de afinamiento (de base a tope) que se observó en las areniscas presentes en estas tres unidades. De la misma manera, se pudo predecir el comportamiento de la anisotropía a escala macroscópica para las unidades MO6, MO5 y MO4. En este caso, para las zonas que exhibieron un patrón de engrosamiento hacia el tope, la relación  $k_v/k_h$  irá aumentando de MO6 a MO4. Por su parte, en las zonas que mostraron afinamiento hacia el tope ocurrió todo lo contrario, siendo este el mismo caso que se reportó en la agrupación MO9-MO7. Por último, para las unidades MO3, MO2 y MO1, la variación vertical de  $k_v/k_h$  presentará

los mayores valores hacia las secciones superiores y los menores en las inferiores, debido al patrón de engrosamiento hacia el tope que se observó en estas tres unidades. En el caso particular de MO2, en donde existen zonas que muestran patrones de afinamiento hacia arriba, la relación  $k_v/k_h$  será mayor en la base de MO2, e irá disminuyendo progresivamente hacia el tope. Así pues, la anisotropía macroscópica, en términos cualitativos, para las nueve unidades del Miembro Morichal, pudo ser descrita esquemáticamente de la siguiente manera:

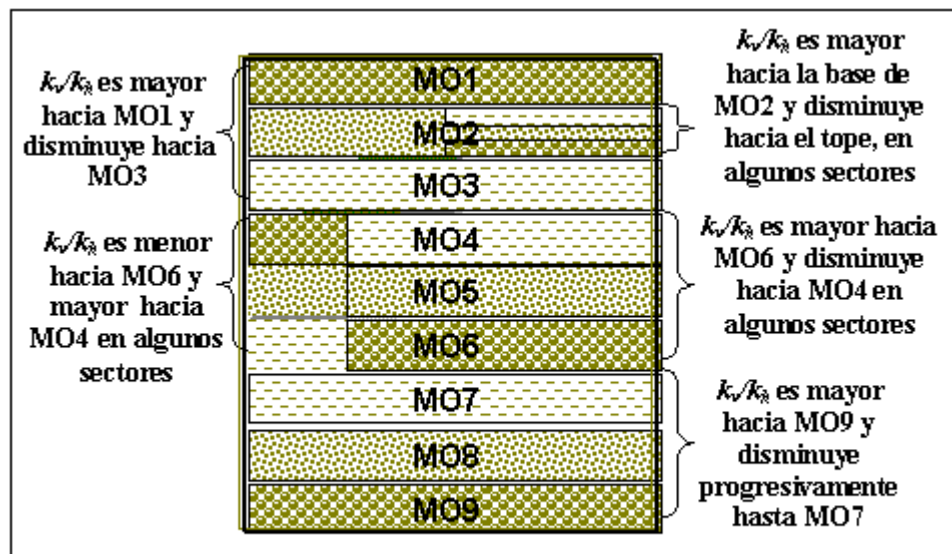


Fig. 24 Interpretación cualitativa realizada sobre anisotropía macroscópica <sup>10</sup>

Además, fue posible agregarle a esta parte del estudio una connotación cuantitativa, aunque no del todo representativa. Así pues, se obtuvo que de las pruebas de presión realizadas en zonas vecinas, se manejó un valor aproximado de  $k_v/k_h=0,19$  para las zonas de ambiente fluvial, que en este caso, equivalen a la agrupación de unidades MO9-MO8 y MO7. Por su parte, para las zonas de ambiente deltaico, que en este caso equivalen a la agrupación de unidades MO3-MO2 y MO1, se encontró en campos vecinos que la relación es  $k_v/k_h=0,25$ .



### 5.2.3.- ANISOTROPÍA MESOSCÓPICA.

Finalmente, la escala se redujo a nivel de unidad (MO1, MO2, etc.), en donde se detalló sobre todo la variación de la permeabilidad en el plano horizontal (anisotropía mesoscópica), producto de las facies asociadas a cada unidad. Debido a que, cada una de las unidades de flujo presentes en el yacimiento, pueden registrar cambios importantes entre una y otra, causados por el proceso de sedimentación que gobernó cada una de ellas y por los procesos posteriores.

Los elementos con los cuales se buscó determinar la anisotropía mesoscópica, han sido desarrollados y mostrados en el capítulo anterior, y están representados por: la determinación del Índice de Barriles Netos de Bitumen producidos por Día y por Pie (*BNB/DIA/FT*); la determinación de los Índices de Productividad en pozos desviados y horizontales, y nuevamente, la información proveniente de los estudios sedimentológicos.

La interpretación se realizó de la siguiente manera: para los pozos agrupados en macollas (tratando por separado los pozos desviados y los horizontales) e igualmente para los pozos de reentrada, se determinó cual es el que tiene el mayor Índice de Productividad a condiciones iniciales (al momento de poner a producción los pozos), y luego se determinó cual pozo produjo mas barriles netos de bitumen por día y por pié (*BNB/DIA/PIE*) al cabo de cierto tiempo. Se presentaron casos donde el pozo con el mayor *IP* no fue el que registró la mayor producción con el paso del tiempo, lo cual pudo deberse entre otras cosas, a que el pozo se encontraba en una posición desventajosa en cuanto a la dirección preferencial de permeabilidad horizontal. En tal caso, se sospechó que la dirección asociada al pozo con el mayor índice *BNB/DIA/PIE*, es la que deberían seguir los pozos en esa zona para obtener mayor producción. Por otro lado, los casos que registraron en un mismo pozo tanto el mayor *IP* como el mayor índice *BNB/DIA/PIE*, se tomaron como un buen indicativo de que la dirección en la que se encontraba ese pozo con respecto a los de la macolla será la que asegure mayor productividad. Sin embargo, esto no significa que esta sea la dirección de mayor permeabilidad horizontal, ya que como se observó en el caso de los pozos horizontales, la mayor productividad es obtenida cuando el pozo se encuentra perpendicular a la dirección de máxima permeabilidad horizontal.

Con la información proveniente de cada una de las macollas y de los pozos de reentrada, se elaboraron tendencias, para finalmente interpretar cual puede ser la dirección o las direcciones que representan la permeabilidad preferencial, arealmente hablando, para cada una de las nueve unidades. A continuación se presenta, el análisis para cada una de las unidades.

**5.2.3.1.- Unidad MO9.** Se pudo distinguir dos tendencias bien definidas representadas por los pozos CD-26 y CD-14, los cuales se ubican en dirección SE-NW. Por su parte el pozo CI-131, se ubica en dirección N-S. Además, se observó que estos pozos de cierta forma se alinean de manera casi perpendicular con respecto al eje principal de sedimentación determinado en este sector, lo que puede estar indicando que la orientación de los pozos desviados debería ser perpendicular a los ejes de sedimentación con miras a obtener mayor productividad. Vale la pena destacar también, que en ninguna de las dos macollas que poseen mas de un pozo produciendo de MO9, se observó coincidencia entre el pozo con mayor *IP* y mayor Índice (*BNB/DIA/PIE*).

**5.2.3.2.- Unidad MO8.** Fue posible identificar que los pozos CD-10, CD-16, CD-32 y CC-1, ubicados en la parte noroeste de la unidad, mostraron una tendencia de orientación bastante similar (NE-SW); además, se observó que tres de los pozos (CD-32, CD-16 y CC-1), pasan muy cerca de manera perpendicular al eje de sedimentación más cercano que atraviesa el sector; luego, se pudo llegar a la conclusión de que, en este sector, la permeabilidad horizontal preferencial sigue la dirección de los ejes de sedimentación. Para el caso del CD-10 e incluso el mismo CD-16, la interpretación se prestó a confusión debido a que en este mismo sector, la tendencia general de los ejes principales de sedimentación cambia a pocas distancias. Por otra parte, los pozos CI-229, CI-133 y CHB-48, parecieron guardar cierta relación (perpendicular) con respecto a un eje de sedimentación que pasa de Este a Oeste en la zona media de la unidad, lo que bien pudo estar indicando otra tendencia. Si a esto le agregamos que el pozo CI-229 fue el que presentó el mayor Índice de Productividad, así como también el mayor Índice *BNB/DIA/PIE*, claramente se puede concluir, que ciertamente, existe una segunda tendencia en el comportamiento areal de la permeabilidad, en la cual la dirección preferencial de permeabilidad

horizontal, vendrá dada por la correspondiente al eje de sedimentación que atraviesa la unidad de Este a Oeste. Por último, el pozo CHB-41, el cual mostró el mayor índice *BNB/DIA/PIE* de los pozos horizontales que producen de la macolla a la cual pertenece, se ubica casi perpendicular al eje de sedimentación más cercano en la zona (Sur de la unidad). A excepción del CI-229, no se observó ningún pozo en donde coincidieran tanto el mayor *IP* y mayor Índice (*BNB/DIA/PIE*), en ninguna de las macollas.

**5.2.3.3.- Unidad MO7.** Fue posible identificar que los pozos CD-32, CD-11, CD-16 y CD-39, localizados en la parte norte de la unidad, mostraron una tendencia de orientación bastante similar (NE-SW), lo que bien puede estar indicando una tendencia acerca de la dirección en la que deben ser perforados los pozos desviados y horizontales, a objeto de obtener la mayor productividad. Sorprendentemente, se pudo verificar que los pozos CD-11, CD-16 y CD-39 se ubican casi perpendicularmente a uno de los ejes de sedimentación principal (que en teoría se relaciona con la dirección de permeabilidad horizontal preferencial), que atraviesa ese sector. Por último, el pozo CI-242, ubicado al Sur de la unidad, se ajusta casi perpendicularmente al eje de sedimentación más cercano. De esta manera, se pudo interpretar que la dirección de permeabilidad preferencial en esa zona, estará representada por la tendencia que sigue el eje de sedimentación presente en esa área. No se observó coincidencia entre el pozo con mayor *IP* y mayor Índice (*BNB/DIA/PIE*), en ninguna de las macollas.

**5.2.3.4.- Unidad MO6.** Fue posible identificar que los pozos CD-32 y CD-36 todos ubicados hacia el norte de la unidad, mostraron una tendencia de orientación bastante similar (NE-SW). También fue posible observar tres pozos (CI-129, CI-238 y CHB-42) ajustándose casi de manera perpendicular al eje de sedimentación que atraviesa toda la unidad de sur a norte. Incluso, se pudo observar como el pozo CD-32, también se alinea perpendicularmente al mismo eje; además el pozo CI-238 presentó tanto el mayor *IP* como el mayor Índice *BNB/DIA/PIE*, y por tratarse de un pozo horizontal, se puede asegurar que la dirección de máxima permeabilidad debe ubicarse perpendicular a la dirección del pozo, como era de esperarse, se encontró que esta dirección coincide con un eje de sedimentación

principal. Por su parte, el pozo CH-37, que presentó el mayor índice *BNB/DIA/PIE* de los seis pozos de reentrada que produjeron de esta unidad, se ubica perpendicular al eje de sedimentación que atraviesa el sector en donde se encuentra, por lo que quedó definida la dirección de máxima permeabilidad en ese sector. A excepción del pozo CI-238, no se observó coincidencia para ningún otro pozo, entre mayor *IP* y mayor Índice (*BNB/DIA/PIE*), en ninguna de las macollas.

**5.2.3.5.- Unidad MO5.** Se pudo observar que la ubicación de la mayoría de los mejores pozos fue de forma casi perpendicular a los ejes de sedimentación principales. Al menos, eso fue lo que se observó con los pozos CD-33, CD-49, CD-26, CI-133 y CD-36, alrededor de los principales ejes de sedimentación, localizados hacia la parte norte de la unidad. Se destaca igualmente, que entre estos pozos, el CD-49, registró tanto el mayor *IP* como el mayor Índice *BNB/DIA/PIE*, de todos los pozos horizontales que produjeron de esta macolla, de hecho, el eje de sedimentación atraviesa de manera perpendicular a este pozo. Por lo que para esta zona, se pudo interpretar que la dirección de permeabilidad horizontal preferencial, se encuentra paralela al eje de sedimentación. Por su parte, los pozos CD-51 y CD-1, a pesar de ubicarse en las cercanías del primer grupo de pozos ya reseñado, presentaron una tendencia bastante diferente. La explicación de esta desviación puede deberse a que estos pozos se encuentra en una zona, en la que se observó variaciones importantes en cuanto a las direcciones de los ejes de sedimentación a los lados del pozo, lo que puede estar alterando las propiedades en ese sector. Por último, el pozo CI-243, presentó el mayor *IP* y el mayor Índice *BNB/DIA/PIE*, de todos los pozos horizontales completados en esta unidad; esto, es una buena señal de que ese pozo está completado en la dirección correcta, y además por ser horizontal, se pudo concluir, que la dirección de la permeabilidad horizontal preferencial en ese sector se encuentra ubicada perpendicularmente a la de dicho pozo. A excepción de los pozos CD-49 y CD-51, no se observó coincidencia para ningún otro pozo, entre mayor *IP* y mayor Índice (*BNB/DIA/PIE*), en ninguna de las macollas.

**5.2.3.6.- Unidad MO4.** Fue posible identificar tres tendencias en lo que se refiere a pozos agrupados que presentaron direcciones de completación similares. La

primera de ellas, representada por los pozos CD-22 y CI-129. La segunda, representada por los pozos CD-18 y CD-12, y finalmente la tercera contemplada por los pozos CD-45 y CD-47. A diferencia de las unidades anteriores, en ésta no se observó tan claramente la relación entre los ejes de sedimentación y los mejores pozos, los cuales, como se ha observado en la mayoría de los casos, se solían ubicar de forma perpendicular a los ejes de sedimentación principales. Esto puede deberse, a que las direcciones de los ejes principales de sedimentación apuntan en diversas direcciones, a distancias relativamente cercanas, lo que indica que las propiedades de las rocas pueden estar cambiando lateralmente de una manera considerable. No obstante, para las zonas en las que no se posee información debido a la ausencia de pozos, pero si se conocen las direcciones asociadas a los ejes de sedimentación interpretados, se interpretó que la permeabilidad horizontal preferencial sigue dicha tendencia. Por último, no se observó coincidencia para ningún otro pozo, entre mayor *IP* y mayor Índice (*BNB/DIA/PIE*), en ninguna de las macollas.

**5.2.3.7.- Unidad MO3.** Se pudo distinguir dos tendencias referentes a grupos de pozos que presentaron características similares en cuanto a su orientación dentro de la unidad. La primera de ellas, está integrada por los pozos CI-129 y CD-22, y la segunda por los pozos CD-26 y CD-12. Se pudo observar que los primeros dos pozos (CD-22 y CI-129) parecieran, de cierta forma, alinearse perpendicularmente a uno de los ejes de sedimentación presentes en el área. De hecho, el pozo CD-22, fue el que mostró el mayor índice *BNB/DIA/FT* de todos los pozos desviados que produjeron de esta unidad. Sin embargo, los pozos restantes se desvían considerablemente de la tendencia general descrita previamente. De hecho, parecieran alinearse en forma paralela a los ejes de sedimentación de esta zona. No obstante, la interpretación se prestó a confusión, puesto que parece que en la zona ocurre una bifurcación que afecta las direcciones, de los ejes. Como se observó, con sólo cuatro pozos es complicado realizar una interpretación acerca de la tendencia que sigue la permeabilidad horizontal preferencial, para el caso específico de esta unidad.

**5.2.3.8.- Unidades MO2 Y MO1.** En primer lugar, hay que reseñar, que de los pozos que fueron seleccionados para realizar este estudio, ninguno, a

excepción del CD-37 que produjo de MO2, fue completado ni en MO1 ni tampoco en MO2. Por lo tanto, no hubo información disponible referida a la productividad, que pueda dar a conocer el comportamiento de las zonas que presentan mejor permeabilidad horizontal en estas unidades. Sin embargo, se recurrió a los conceptos teóricos de sedimentología ya mencionados y a los resultados arrojados de los estudios de sedimentación, que han sido realizados en esta zona, para realizar la interpretación.

Una vez analizadas las nueve unidades pertenecientes al Miembro Morichal, vale la pena señalar que la anisotropía aquí encontrada pareciera ser principalmente litológica, ya que se observaron bastantes coincidencias entre las características encontradas a nivel de sedimentología, con los resultados interpretados sobre direcciones preferenciales de permeabilidades. Sin embargo, no es menos cierto que se encontraron algunos sectores en los que no hubo coincidencia, por lo que no pudiera descartarse que la anisotropía en estas zonas sea producida por esfuerzos.

## CAPÍTULO VI CONCLUSIONES

1. Tanto la permeabilidad como la conductividad térmica, frecuentemente, exhiben variaciones tanto areal ( $k_{max}/k_{min}$ ) como verticalmente ( $k_v/k_h$ ); las cuales son el resultado de los procesos de deposición de sedimentos, campo de esfuerzos presentes en la zona, etc.. Esta variación es lo que comúnmente conocemos como *anisotropía*.
2. El tener un buen conocimiento de la anisotropía, que presentan los yacimientos, puede ser la diferencia entre el éxito y el fracaso en las tareas de evaluación y desarrollo de yacimientos.
3. Los pozos horizontales orientados de manera perpendicular a la dirección de máxima permeabilidad horizontal, aseguran la mayor productividad.
4. Pozos óptimamente orientados, ya sean horizontales, inclinados o multi-laterales, reducirán el número de pozos necesarios para lograr un drenaje óptimo del yacimiento, de igual forma, obtendrán el mayor VPN.
5. Los pozos desviados son menos afectados por la anisotropía vertical ( $k_v/k_h$ ), que pozos horizontales con la misma longitud,  $L_w$ .
6. En casos con pobre caracterización de yacimientos (desconocimiento de las permeabilidades direccionales), los pozos multi-laterales reducen el riesgo entre el máximo y el mínimo potencial de producción. Económicamente hablando, reducen los riesgos asociados a la incertidumbre económica.
7. En yacimientos de moderada a baja movilidad,  $k/\mu$  (como se presenta en la Faja), los pozos multi-laterales aumentan el VPN, con respecto a pozos horizontales.
8. Para seleccionar cual es la configuración de pozos, económicamente, más atractiva, se deben comparar los incrementos del VPN y los costos de perforación y completación adicionales.

9. Se ha encontrado, mediante estudios geomecánicos, que la dirección del máximo y mínimo esfuerzo horizontal, generalmente, coincide con la dirección de máxima y mínima permeabilidad, respectivamente.
10. En yacimientos fracturados, el draw-down,  $\Delta p$ , o agotamiento incrementa los esfuerzos efectivos de la formación, causando así una reducción en la permeabilidad; y además causa un cambio en la dirección preferencial de permeabilidad,  $k_{hmax}$ . Por ello, cualquier proyecto para mantener altas presiones, en este tipo de yacimientos, beneficiará la productividad de los mismos. De no ser así, un pozo horizontal formando un ángulo con la dirección del mínimo esfuerzo horizontal,  $\sigma_{hmin}$ , podría ser un buen productor en la vida futura del yacimiento.
11. Según ciertos estudios relacionados al área de la sedimentología, se ha encontrado que, en el plano de estratificación, la orientación de mayor permeabilidad resulta ser paralela a la dirección predominante de los ejes o trenes de sedimentación.
12. La realización de pruebas de restauración de presión, es sumamente importante a la hora de querer tener una determinación cuantitativa de la anisotropía; sin embargo, éstas deben ser realizadas en pozos horizontales, o por métodos especiales, para así lograr obtener una interpretación provechosa.
13. Fueron usados 2 casos ejemplo, para mostrar la aplicación de algunos de los métodos de determinación de la anisotropía, presentados en este estudio. En ambos casos se logró observar coincidencia entre la dirección de máxima permeabilidad horizontal y los ejes de sedimentación.
14. La sedimentología, la geomecánica y las pruebas transientes de presión de fondo, son disciplinas con una enorme contribución en la determinación de anisotropía.



## CAPÍTULO VII RECOMENDACIONES

1. Dada la importancia de la anisotropía en el comportamiento productivo de los pozos, se hace necesario definir un modelo geológico que represente el yacimiento en estudio. Preferiblemente, antes de empezar la campaña de desarrollo de los campos.
2. Para ello, se debe adquirir sísmica 3D de alta resolución, a fin de poder definir lo que se denomina “*facies sísmicas*”, y con ello observar la continuidad de las arenas; que en el caso de la faja es muy posible realizarlo, debido a que los yacimientos son someros.
3. Adicionalmente, se debe adquirir información tanto de la roca como de los fluidos de la formación, mediante la perforación de pozos stratigráficos, situados en forma estratégica en el yacimiento (límites, central, etc.). Para entonces, poder adquirir núcleos geológicos (para estudios sedimentológicos y geomecánicos), registros especiales, fluidos para análisis PVT, pruebas de presión, micro-frac, etc.

Con toda esta información se puede determinar la anisotropía, previo al desarrollo del campo, y de esta manera perforar los pozos en dirección óptima; mejorando así, la productividad y el recobro final.

## CAPÍTULO VIII REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Warpiski, N. R.: "Hydraulic Fracturing in Tight and Fissured Media". JPT (Feb. 1991), Págs 146-152.
2. Buchsteiner H., Warpiski N. R. Y Economides M. J.: "Stress-Induced Permeability in Fissured Reservoirs". Paper 26513 de la SPE. 1993.
3. Alberto Muñoz, Christine Ehlig Economides y Michael Economides: "Principal Permeability Determination from Multiple Horizontal Well Tests". Paper 50396 de la SPE. 1998.
4. Richard C. Selley: "An Introducción to Sedimentology". ACADEMIC PRESS INC. (London) LTD. 1976. Págs. 7-43, 169-174 y 356-377.
5. Pirson S.: "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos". Ediciones Omega. Barcelona, España.
6. Apuntes de Recuperación Térmica. Dictada en la Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Por el profesor Adafel Rincón.
7. Renato A., Frick T. P., Brand C. W. y Economides M. J.: "Optimal Configurations". Paper 35712 de la SPE. 1996.
8. Smith J., Economides M. J. y Frick T. P.: "Reducing Economic Risk in Areally Anisotropic Formations with Multiple-Lateral Horizontal Wells". Paper 30647 de la SPE. 1995.
9. Vásquez A. Sánchez M.: "Introducción a la Geomecánica Petrolera". V.V.A. Consultores, C.A.
10. Castillo Luis: "Pasantía Industrial. Determinación de la Anisotropía en los Yacimientos del Miembro Morichal, Formación Oficina, Área O-16, Sector Cerro Negro, F.P.O., Bitúmenes del Orinoco, S. A.". Diciembre 2002.
11. Apuntes de la materia de Análisis de pruebas de presión. Dictada en la Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Por el Profesor Walter Poquioma .
12. <http://www.unicit.unam.mx/~alaniz/SGM/Gacetadic2000.pdf>

13. Alan J. Chapman: “Transmisión del Calor”. Tercera edición. Ediciones INTERCIENCIA, costanilla de los Ángeles. Madrid. 1974.
14. Besson J.: “Performance of Slanted and Horizontal Wells on an Anisotropic Medium”. Paper 20965 de la SPE. 1990.
15. Economides M. J., Brand C. W. Y Frick T. P.: “Well Configurations in Anisotropic Reservoirs”. Paper 27980 de la SPE. 1994.
16. Kuchuk F. J., Goode P. A., Brice B. W., Sherrard D. W. y Thambynayagam R. K. M.: “Pressure Transient Analysis and Inflow Performance for Horizontal Wells”. Paper 18300 de la SPE. 1988.
17. Iverson William P.: “Closure Stress Calculations in Anisotropic Formations”. Paper 29598 de la SPE. 1995.
18. Economides M. J.: “Horizontal Well: Completion & Evaluation”. IHRDC. Boston, 1993.
19. Frick T. P., Brand C. y Economides M. J.: “Horizontal Well Testing of Isolated Segments”. Paper SPE 29959. 1996.
20. Zhang, L. y Dusseault M. B.: “Permeability Estimation by Horizontal Well Tests”. Paper 37071 de la SPE. 1996.
21. Retnanto A. Y Economides M. J.: “Performance of Multiple Horizontal Well Laterals in Low- to Medium- Permeability Reservoirs”. Paper 29647 de la SPE. 1995.
22. Farias B. Gerardo J., y Rivero C. María E.: “T.E.G.. Interpretación de Pruebas de Presión Dinámica en Pozos Horizontales. Caso Histórico: Yacimientos de Crudo Extrapesado de las Arenas D1 y D2, de la Formación Oficina, Ubicados en el Bloque Zuata de la Faja Petrolífera del Orinoco”. Mayo 2002.
23. Economides M., Murali y Dunn-Norman: “Petroleum Well Construcción”. Editorial Wiley. Págs 62-68.

**CAPÍTULO IX  
APÉNDICES**

**A. DATOS DE ENTRADA EN ALGUNOS ESTUDIOS DE  
SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

**Tabla A.1 Datos Generales Utilizados en la Simulación de yacimientos Realizado por:**

**A. RETNANTO Y M. J. ECONOMIDES**

Dimensión del Yacimiento, $x_e$	3000 ft.
Dimensión del Yacimiento, $y_e$	3000 ft.
Espesor del Yacimiento, $h$	100 ft.
Porosidad, $\phi$	15 %
Viscosidad del Petróleo, $\mu$	2 cp
Factor Volumétrico de Formación, $\beta_o$	1,2 BY/BN
Comprensibilidad Total, $c_T$	$3 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
Drawdown, $\Delta p$	500 psi

**Tabla A.2 Datos Generales Utilizados en la Simulación de yacimientos Realizado por:**

**J. SMITH, M. J. ECONOMIDES Y T. P. FRICK**

Espesor del Yacimiento, $h$	100 ft.
Índice de Anisotropía, $I_{ani} = (k_h/k_v)^{1/2}$	3000 ft.
Permeabilidad Horizontal Promedio, $k_h$	10 md.
Precio del Petróleo	\$ 15/BN
Tasa de Descuento	25 %
Costo de un Pozo Horizontal Sencillo	\$ 1.250.000
Costo de un Pozo Horizontal Cruzado	\$ 1.750.000
* Las Propiedades del Fluido son Iguales a las de Retnanto y Economides	

## B. RESULTADOS OBTENIDOS EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES PRINCIPALES, CASO A

Tabla B.1 Resultados Obtenidos en cada una de las Combinaciones de Pozos Horizontales, caso A, para la determinación de las permeabilidades principales

Combinación	$k_{hmax}$	$k_{hmin}$	$\psi$	Error
5-6-10				
5-7-10	30.005,7	17.652,6	147,18	5,43E-5
5-8-10	25.799,3	16.612,9	158,36	3,97E-4
5-9-10				
5-10-11				
6-7-10	50.311,7	4.115,1	2,03	5,89E-2
6-8-10	107.137,7	4.741,9	179,54	7,77E-2
6-9-10				
6-10-11				
7-8-10	25.504,2	11.439	173,58	2,81E-3
7-9-10	77.389,4	20.185,3	123,37	9,25E-2
7-10-11				
8-9-10	39.278,6	20.692,7	121,28	8,24E-5
8-10-11				
9-10-11	30.687,3	13.570,4	41,99	5,11E-3
5-6-7	35.108,6	6.944,4	5,01	4,73E-3
5-7-8	25.500,4	12.889,5	174,2	2,5E-3
5-7-9				
5-7-11				
6-7-8				
6-7-9	53.880,2	15.518,2	28,04	5E-3
6-7-11	41.726	13.531,2	20,36	6,7E-3
7-8-9	26.182,1	22.266,2	16,11	2E-4
7-8-11	31.976,6	24.736,2	61,46	1,27E-4
7-9-11	31.991,7	18.410	26,21	4,25E-3
5-6-8	36.956,5	7.786,9	2,36	3,4E-2
5-6-9				
5-6-11				
5-8-9	58.333	19767,8	120,24	4,81E-3
5-8-11				
5-9-11	33.614,5	10.137,3	47,4	9,85E-3
6-8-9	42.868	16.970,1	25,38	1,09E-2
6-9-11	35.259,2	20.303,5	14,94	4,36E-2
8-9-11	32.424,7	18.804,3	24,19	7,08E-3
6-8-11	38.515,6	15.423,5	19,34	7,57E-3



No Tienen Solución

Poseen una rotación de 90° con respecto a la dirección esperada

Tabla B.2 Promedio de las Permeabilidades Principales, Caso A

Combinación	$k_{hmax}$	$k_{hmin}$	$\psi$	Error
6-7-8	■	■	■	■
6-7-9	53.880,2	15.518,2	28,04	5E-3
6-7-11	41.726	13.531,2	20,36	6,7E-3
7-8-9	26.182,1	22.266,2	16,11	2E-4
7-8-11**	31.976,6**	24.736,2**	61,46**	1,27E-4**
7-9-11	31.991,7	18.410	26,21	4,25E-3
6-8-9	42.868	16.970,1	25,38	1,09E-2
6-9-11	35.259,2	20.303,5	14,94	4,36E-2
8-9-11	32.424,7	18.804,3	24,19	7,08E-3
6-8-11	38.515,6	15.423,5	19,34	7,57E-3
PROMEDIO	37.855,94	17.653,38	21,82	-

■ No Tienen Solución

\*\* No se tomó en cuenta, por estar fuera del rango en el que se encontraron la mayoría de los resultados

## C. ANISOTROPÍA DEL ÁREA O-16 DE BITOR, CASO B

### C.1. ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN POR CADA UNIDAD DE FLUJO Y POR POZO

La asignación de la producción por cada unidad de flujo y por pozo, será realizada siguiendo la metodología que se detallará a continuación; además, a objeto de comprender mejor la metodología planteada, se muestran los cálculos realizados a un pozo (CD-17, Desviado, perteneciente a la macolla O-17-4):

**1.- DETERMINACIÓN DE TOPE Y BASE DEL INTERVALO ABIERTO:** Al revisar la carpeta de vida del pozo CD-17 se verificó lo siguiente:

Pozo	Tipo	Tipo de Interv.	Fecha	Tipo de Trabajo	Intervalo Cañoneado		Intervalo abandonado		Intervalo Abierto	
					Topo (pies)	Base (pies)	Topo	Base	Topo	Base
CD-17	D	Sel.	Dic-91	Comp.orig	3157	3445			3157	3445

**2.- ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO A LA ÚLTIMA FECHA DISPONIBLE:** En este ejemplo, al revisar el histórico de producción se obtuvo que para el 31/10/99 el pozo CD-17 había producido 411675 BNB, a lo largo de 1883.1 días activos.

**3.- ASIGNACIÓN DE LAS UNIDADES DE FLUJO ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DEL POZO, JUNTO CON SUS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS:** Por ejemplo, de la carpeta de vida del pozo CD-17, se observó que el intervalo abierto a producción va desde 3157 hasta 3445 (TVD). Por otra parte, de la información disponible para el pozo, se obtuvo lo siguiente:

POZO	TOPE	MD	TVD
CD-17	MFS-11	2706,35	2541,142
CD-17	MFS-3	3162,58	2943,405
CD-17	MFS	3211,66	2987,741
CD-17	MFS-5	3254,72	3026,804
CD-17	MFS-17	3317,63	3084,128
CD-17	MFS-6	3385,89	3146,628
CD-17	MFS-16	3456,64	3211,765
CD-17	MFS-8	3530,00	3279,538
CD-17	MFS-7	3611,62	3355,124
CD-17	MFS-12	3717,30	3453,269
CD-17	TOPE- BASAMENTO	3776,98	3508,835

**Tabla C.1. Ubicación de los marcadores geológicos encontrados en el pozo CD-17**

La nomenclatura referente a la columna TOPE, está referida a los marcadores geológicos que se han establecido para lograr identificar las unidades correspondientes. Al correlacionar las coordenadas del intervalo abierto, obtenidas de la carpeta de pozo con la profundidad asociada a cada marcador se verifica que el intervalo en cuestión pertenece a las unidades MO5 a MO8, ya que la profundidad TVD del intervalo abierto se encuentra entre los marcadores MFS-6 Y MFS-12, lo que corresponde a las unidades ya mencionadas de acuerdo a la correlación mostrada arriba. Igualmente, para las unidades involucradas, se hace necesario verificar las propiedades petrofísicas de interés, obtenidas durante la evaluación de cada pozo. Estas propiedades se muestran en la siguiente tabla:

UNIDAD	K-ANP (md)	ANP (pies)
MO5	4814.634	26.66553
MO6	6399.712	31.85522
MO7	6346.907	33.34594
MO8	6538.692	45.00269

**Tabla C.2. Información petrofísica de las unidades involucradas**

**4.- ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN POR UNIDADES DE FLUJO:** En este punto se determina en primer lugar la capacidad de flujo de cada unidad (únicamente las asociadas a producción y que fueron determinadas en el paso anterior). La determinación de la capacidad de flujo se realiza de la siguiente manera:



$$\text{CAPACIDAD}(\text{md-pie}) = K \cdot \text{ANP}(\text{md}) \cdot \text{ANP}(\text{pie})$$

Es decir, la capacidad de flujo de cada unidad se obtiene de multiplicar la permeabilidad ponderada por arena neta petrolífera, por la arena neta petrolífera.

Para cada pozo se realiza la sumatoria de las capacidades de flujo de las unidades asociadas y se determina posteriormente el porcentaje de aporte de cada una dentro del total. Con ese porcentaje, se pondera la producción acumulada del pozo por cada unidad involucrada. En el siguiente cuadro se muestran los resultados para el pozo en estudio:

UNIDAD	MO5	MO6	MO7	MO8	TOTAL
<b>(K ANP)*ANP (md-pie)</b>	128384.8	203864.2	211643.6	294258.7	838151.373
<b>Yi=Cap (i)/Cap total (FRACCIÓN)</b>	0.1531	0.2432	0.2525	0.3510	1
<b>Yi*BNB (BNB)</b>	63059	100132	103953	144531	411675

**Tabla C.3. Asignación de la producción acumulada del pozo CD-17**

El cuadro mostrado arriba, indica que la producción acumulada de bitumen para el 31/10/99, equivalente a 411675 BN, provenientes de las unidades MO5 a MO8, con aportes individuales de 63059BNB, 100132BNB, 103953BNB y 144531BNB, respectivamente.

**5.- DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE BNB/DIA/PIE:** Adicionalmente, para tener un punto de comparación entre cada uno de los pozos se determina este índice. Para ello, se requiere la información de los pasos anteriores para realizar la normalización de la producción de la siguiente forma:

- Para el caso de pozos desviados, se determina el siguiente índice:

$$I = \frac{\frac{BBL\_NETO\_BITÚMEN\_PRODUCIDOS\_@nDÍAS}{DÍAS\_ACTIVOS}}{ANP\_DEL\_INTERVALO\_ABIERTO}$$

- Para el caso de pozos horizontales y de reentrada, se determina el siguiente índice:

$$I = \frac{\frac{BBL\_NETO\_BITÚMEN\_PRODUCIDOS\_@nDÍAS}{DÍAS\_ACTIVOS}}{LONGITUD\_EFECTIVA\_SECCIÓN\_HORIZONTAL}$$

Los cálculos se muestran en el siguiente cuadro:

UNIDAD	MO5	MO6	MO7	MO8
<b>BNB</b>	63059	100132	103953	144531
<b>DIAS ACTIVOS</b>	1883.1	1883.1	1883.1	1883.1
<b>ANP (PIES)</b>	26.66	31.85	33.34	45
<b>INDICE (BNB/DIA/PIE)</b>	1.256	1.670	1.656	1.706

Tabla C.4. Índice BNB/DIA/PIE para las cuatro unidades involucradas