



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**DESARROLLO DE CAMPOS A TRAVÉS DE POZOS  
MULTILATERALES**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A**

**Jiménez Monjaras Julio César  
Rodríguez de la Cruz Yair Jesús  
Santamaría Salgado Luis Alberto**



**DIRECTOR**

**ING. OSCAR OSORIO PERALTA**

**MEXICO, D.F., 2013**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN  
CIENCIAS DE LA TIERRA  
OFICIO/FING/DICT/798/2013

SR. JULIO CÉSAR JIMÉNEZ MONJARAS

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **POR TESIS**, así como el tema y contenido propuestos por el Ing. Oscar Osorio Peralta, en calidad de **Director de Tesis**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

DESARROLLO DE CAMPOS A TRAVÉS DE POZOS MULTILATERALES

- I IMPORTANCIA DE UN POZO MULTILATERAL
  - II PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES
  - III TERMINACIÓN DE POZOS MULTILATERALES
  - IV PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS MULTILATERALES
  - V SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS CON POZOS MULTILATERALES
  - VI CONTROLADORES DE FLUJO
  - VII OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE UN POZO MULTILATERAL
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente

PRESIDENTE: M.I. JOSÉ A. GÓMEZ CABRERA  
VOCAL: ING. OSCAR OSORIO PERALTA  
SECRETARIO: ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL  
1ER. SUPLENTE: M.I. TOMAS E. PÉREZ GARCÍA  
2DO. SUPLENTE: ING. RAFAEL VIÑAS RODRÍGUEZ

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F. a 28 de Mayo de 2013.

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

ccp Coordinador de la Carrera  
ccp Interesado



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN  
CIENCIAS DE LA TIERRA  
OFICIO/FING/DICT/799/2013

SR. YAIR JESÚS RODRÍGUEZ DE LA CRUZ

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **POR TESIS**, así como el tema y contenido propuestos por el Ing. **Oscar Osorio Peralta**, en calidad de **Director de Tesis**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

DESARROLLO DE CAMPOS A TRAVÉS DE POZOS MULTILATERALES

- I IMPORTANCIA DE UN POZO MULTILATERAL
  - II PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES
  - III TERMINACIÓN DE POZOS MULTILATERALES
  - IV PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS MULTILATERALES
  - V SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS CON POZOS MULTILATERALES
  - VI CONTROLADORES DE FLUJO
  - VII OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE UN POZO MULTILATERAL
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente

**PRESIDENTE:** M.I. JOSÉ A. GÓMEZ CABRERA  
**VOCAL:** ING. OSCAR OSORIO PERALTA  
**SECRETARIO:** ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL  
**1ER. SUPLENTE:** M.I. TOMÁS E. PÉREZ GARCÍA  
**2DO. SUPLENTE:** ING. RAFAEL VIÑAS RODRÍGUEZ

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F. a 28 de Mayo de 2013.

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

ccp Coordinador de la Carrera  
ccp Interesado



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN  
CIENCIAS DE LA TIERRA  
OFICIO/FING/DICT/800/2013

SR. LUIS ALBERTO SANTAMARÍA SALGADO  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **POR TESIS**, así como el tema y contenido propuestos por el Ing. Oscar Osorio Peralta, en calidad de **Director de Tesis**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

DESARROLLO DE CAMPOS A TRAVÉS DE POZOS MULTILATERALES

- I IMPORTANCIA DE UN POZO MULTILATERAL
  - II PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES
  - III TERMINACIÓN DE POZOS MULTILATERALES
  - IV PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS MULTILATERALES
  - V SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS CON POZOS MULTILATERALES
  - VI CONTROLADORES DE FLUJO
  - VII OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE UN POZO MULTILATERAL
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente

PRESIDENTE: M.I. JOSÉ A. GÓMEZ CABRERA  
VOCAL: ING. OSCAR OSORIO PERALTA  
SECRETARIO: ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL  
1ER. SUPLENTE: M.I. TOMÁS E. PÉREZ GARCÍA  
2DO. SUPLENTE: ING. RAFAEL VIÑAS RODRÍGUEZ

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F. a 28 de Mayo de 2013.

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

ccp Coordinador de la Carrera  
ccp Interesado

## RESUMEN

En el desarrollo de la tesis presente se conocerá la importancia de un pozo multilateral, sus ventajas y desventajas, así como la aplicación a los diferentes tipos de yacimientos.

Además se analizarán los procedimientos y las herramientas para realizar la perforación de una re-entrada en agujero descubierto o entubado, ya que es el inicio de la perforación de un lateral. Por la incertidumbre que se tiene en la perforación de un lateral se tratarán temas como geonavegación, perforación de diámetros reducidos y perforación con tubería flexible. Como se conoce, la seguridad es un tema muy importante, para ello en este trabajo se desarrolla un tema de control de pozos donde se dan a conocer las causas, los indicadores y las diferentes formas de detectar un descontrol durante la perforación de un pozo multilateral.

Siguiendo con el desarrollo del contenido llegamos a la parte de la terminación de pozos multilaterales, donde conoceremos la importancia de los niveles de integridad de la junta y sus clasificaciones. En la actualidad monitorear el pozo en tiempo real se ha vuelto una herramienta poderosa, al igual que el uso de los dispositivos de control de flujo “ICD” por sus siglas en inglés, es por ello que en este trabajo integramos una sección especial para el estudio de estos dispositivos.

Después de tratar los temas de la perforación y la terminación comenzaremos con la productividad del pozo. Donde estudiaremos el comportamiento del flujo del yacimiento a la superficie. En el apartado de la productividad de pozos multilaterales el objetivo central es el estudio del fenómeno del flujo cruzado, ya que el fenómeno ocurre entre las diferentes ramas de un pozo multilateral.

En la siguiente sección trataremos el tema de la simulación de yacimientos, donde se describen los diferentes modelos estáticos, dinámicos y los multisegmentados, entre otras cosas.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Para finalizar el trabajo escrito se realizó una simulación de un pozo multilateral con ayuda de un software donde se analizaron y compararon dos casos. Donde la única diferencia entre ellos es la terminación, ya que uno de los casos cuenta con un arreglo de ICD's y el objetivo en este caso fue prolongar la vida del pozo.

### AGRADECIMIENTO

Antes que nada quiero agradecer a la Universidad Nacional Autónoma de México por darme las herramientas necesarias para poder enfrentar la vida de una mejor manera. Le agradezco a mi querida Facultad de Ingeniería, de la cual siempre y en todos lados me sentiré orgulloso. Les agradezco a todos y cada uno de mis profesores que sin otra razón que el amor a la facultad me compartieron sus conocimientos y experiencias y sobre todo a mi director de tesis el Ingeniero Oscar Osorio Peralta por su apoyo y paciencia. También agradezco su tiempo a mis sinodales Gómez Cabrera, José Agustín, Tomas Eduardo y Rafael Viñas.

Quiero agradecer a mi señor padre Quintín Jiménez Cadena y a mi señora madre Gloria Monjaras Rodríguez por el apoyo incondicional que me brindaron para poder llegar a terminar mi carrera, agradezco cada uno de sus sacrificios que hicieron para poder mandarme a la escuela. Y en verdad les digo que a mí me toco la parte más fácil de todo esto que fue estudiar.

Agradezco a mis hermanos Rafael, Carina y Araceli por su ejemplo y apoyo a mis hermanos Daniel y Estefani les digo que con esfuerzo y dedicación llegaran muy lejos. Agradezco a mi mujer Cintli Yoatzin González Domínguez por ser parte de mi vida, por su apoyo en las buenas y sobre todo en las malas y por compartir sus momentos especiales junto a mí.

También agradezco a mis compañeros de tesis Luis Alberto Santamaría Salgado y Yair Rodríguez de la Cruz que más que compañeros los considero amigos. Agradezco por hacer más llevadera mi estancia en esta facultad a mis amigos Osvaldo Aguilar, José Carlos, Erwin Arreola, Eduardo Martínez, Pablo Robles, Iván fino, Carlos Enrique, Daniel Gutiérrez, Pedro Trejo, Antonio Inda, Melo Pineda , Aldo De la Cerda y Adán.

Creo que todos tenemos muchas opciones pero cada quien escoge un camino y en ese camino elige una dirección la cual lo llevara a marcar el resto de su vida. Yo he escogido mi camino con ayuda de mis seres queridos, solo le pido a dios el tiempo suficiente para poder recorrer ese camino. Sé que en esta vida todo es posible porque el límite del poder está en la imaginación.

Jiménez Monjaras Julio Cesar



## AGRADECIMIENTO

Yair Jesús Rodríguez De la Cruz

Le agradezco Dios por haberme permitido llegar hasta este momento tan importante en mi vida, por dejarme hacer realidad uno de mis más grandes sueños y por nunca dejarme solo en los momentos difíciles.

A mis padres ya que sin ellos nunca hubiera sido posible, gracias por nunca dejar de confiar en mí, por su apoyo incondicional en todo momento y por darme la oportunidad de tener una formación profesional.

A mis abuelos por estar siempre al pendiente de mí, por considerarme algo más que su nieto y por los consejos que estoy seguro me servirán para el resto de mi vida.

A mi hermano por todos esos momentos de felicidad que ha dado a mi vida y por recordarme lo fabulosa que es la niñez.

A Grecia y a Leo por ser parte de mi vida, por el amor, por la confianza y sobre todo por la perseverancia que ha puesto en esta relación.

A mi tía Mari por estar siempre cuando más la necesito, por escucharme y demostrarme que todo es posible en esta vida.

A mis amigos y compañeros de tesis Julio C. Jiménez Monjaras y Luis A. Santamaría Salgado por motivarme en los momentos más difíciles y la paciencia.

Gracias a todos mis amigos: Manuel Jiménez, Oswaldo Aguilar, Eduardo Martínez, Pablo Robles, Erwin Arreola, José Carlos Caraveo, Adán Avalos, Daniel Gutiérrez, Merari Nequiz, Emmanuel Rosales, Pedro Trejo Alejandra Palomo y Hugo González.

A mi director de tesis Oscar Osorio Peralta y sinodales, José Ángel Gómez, José Agustín Velasco, Tomas Pérez y Rafael Viñas por dedicar un poco de su valioso tiempo a este trabajo.

## AGRADECIMIENTO

**Luis Alberto Santamaría Salgado**

Las primeras personas que tengo que agradecer es a mi familia, mis padres, mi hermano y a mi segunda madre que me han brindado lo mejor de ellos, con su ayuda me han permitido alcanzar una meta de tantas que tendré en la vida, gracias por soportarme todos estos años, sé que no soy la mejor persona o la de mejores cualidades, pero con el paso de los años he ido con la cabeza en alto como me fue educado, **PADRE** y **MADRE** gracias por todo no hay manera de pagar todo lo que me han brindado, los amo. **CARNAL** gracias por todo esperemos que sigamos llevándonos muy bien siempre, un hermano es el mejor amigo que uno pueda tener, te quiero gordo. **Tía Eva**, gracias por ser una segunda madre para mí y apoyarme en las cosas buenas y aconsejarme en las malas. **GRACIAS.**

Es destacable ver como en la vida, grandes personas están con nosotros y otras han dejado de estar, los caminos que se siguen, la compañía que se escoja para recorrer el camino y el ímpetu con el que se abordan los retos que se nos lleguen a presentar, nos dan la posibilidad de forjar un criterio y una esencia de ser más allá de la persona que mostramos. En este momento mi vida me ha permitido compartir con personas muy valiosas, me ha dado la posibilidad de conocer a seres estupendos y llenos de valores inmensurables, me ha llenado de vida con una infinidad de buenos recuerdos y sonrisas en la memoria.

“A todos los amigos del **TRAPICHE** que hemos crecido juntos y aún seguimos así, ya casi todos profesionistas”

“compañeros de tesis fue un duro trabajo pero se logró, julio Monjaras y Yair Rodríguez”

“ AMIGOS y COMPAÑEROS De VIDA : Osvaldo Aguilar, José Carlos Caraveo y esposa (lore), Erwin Arreola, Eduardo Martínez, Adán Avalos, Kenyotzin Diaz, Conchis vega, Maritza García, Kenya Marieli, Pablo Robles, Iván fino, Carlos Enrique Charly, Emmanuel rosales, Merari Nequiz, Daniel Gutiérrez, Hugo Gonzales, Pedro Trejo, Antonio Inda, Andrea de la rosa, Melo Pineda, Itzel Vázquez, Sam Plandiura, Ruben Avalos, Simón Gonzales, Emanuel López, Elsy Yamel, Jorge Varela, Perla Estrada, Iván Telles, Jessica Rodríguez, Michel Benítez y compañeros de la facultad, PROFESORES: Gómez Cabrera, Enrique Ayala, Octavio Stefani, Oscar Osorio, Agustín Velazco, Villa Lobos, Néstor Martínez, Mario Alberto Rodríguez, Rafael Viñas, Tomas Pérez.”

*"Todos Ustedes me han dado mucho, no va a ser menos lo que de mi reciban"*

## INDICE

<b>RESUMEN .....</b>	<b>I</b>
<b>AGRADECIMIENTO .....</b>	<b>III</b>
<b>INDICE .....</b>	<b>VI</b>
<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>2</b>
1.1 Importancia de un Pozo Multilateral .....	2
1.2 Beneficios de un Pozo Multilateral .....	7
1.3 Aplicación a Diferentes Yacimientos .....	11
1.3.2 Yacimientos de baja Permeabilidad y Naturalmente Fracturados.....	12
1.3.3 Yacimientos Estratificados y Zonas Laminadas.....	13
1.3.4 Compartimentos Geológicos Aislados .....	14
1.3.5 Yacimientos Satélites.....	15
1.3.6 Estructuras en Forma de Domo.....	16
1.3.7 Campos Maduros.....	16
<b>Capítulo 2. Perforación de Pozos Multilaterales.....</b>	<b>17</b>
2.1 Perforación de una Re-entrada (sidetrack) .....	18
2.1.1 Perforación en Agujero Descubierto .....	19
2.1.1.1 Método de Propulsión.....	19
2.1.1.2 Método de deflexión- Tapón de cemento .....	23
2.1.1.3 Método de deflexión- Cuchara desviadora .....	23
2.1.2 Perforación en Agujero Entubado.....	26
2.1.2.1 Moliendo una sección con ayuda de un tapón de cemento .....	27
2.1.2.2 Colocando una cuchara desviadora .....	28
2.1.2.3 Utilizando una ventana precortada .....	30
2.2 Perforación de Laterales .....	33
2.2.1 Configuraciones básicas de un pozo multilateral.....	35
2.2.2 Geonavegación.....	37

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

2.2.2.1 Measurement While Drilling (Midiendo Mientras Perforas).....	38
2.2.2.2 Logging While Drilling (Registrando Mientras Perforas) .....	40
2.2.2.3 Características de las Herramientas LWD.....	42
2.2.3 Perforación de Diámetros Reducidos .....	42
2.2.3.1 Pozos exploratorios .....	43
2.2.3.2 Preparación de pozos existentes (profundización, desviación y terminaciones múltiples).....	44
2.2.3.3 Pozos con ramificaciones (perforación y terminación en intervalos selectivos).....	44
2.2.3.4 Técnicas de perforación de pozos de diámetro reducido .....	45
2.2.4 Perforación con Tubería Flexible (Coiled Tubing Drilling).....	46
2.3 Control de la Perforación de un Pozo Multilateral .....	47
2.3.1 Causas de los brotes .....	47
2.3.1.1 Fallas en el llenado adecuado del pozo .....	48
2.3.1.2 Densidad insuficiente del fluido de perforación .....	48
2.3.1.3 Swabbing y Surging.....	49
2.3.1.4 Pérdida de circulación .....	50
2.3.1.5 Fluido de perforación contaminado con gas .....	52
2.3.1.6 Fluido de perforación contaminado con agua de formación .....	53
2.3.2 Indicadores y detección de brotes .....	53
2.3.2.1 Incremento en la tasa de perforación .....	53
2.3.2.2 Incremento en el torque y arrastre de la sarta de perforación .....	54
2.3.2.3 Aumento en el peso de la sarta .....	54
2.3.2.4 Flujo del pozo con bombas paradas.....	55
2.3.2.5 Aumento del volumen de lodo en presas.....	55
2.3.2.6 Aumento en la velocidad y disminución de la presión de Bombeo .....	56
<b>Capítulo 3. Terminación de Pozos Multilaterales .....</b>	<b>57</b>
3.1 Consideraciones en el Diseño de una Terminación Multilateral.....	58
3.2 Clasificación de las Terminaciones .....	61
3.2.1 Nivel 1 .....	63
3.2.2 Nivel 2.....	64

# Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

3.2.3 Nivel 3.....	65
3.2.4 Nivel 4.....	66
3.2.5 Nivel 5.....	67
3.2.6 Nivel 6.....	68
3.3 Terminaciones Inteligentes .....	71
3.3.1 Equipo de las terminaciones inteligentes.....	74
<b>Capítulo 4. Productividad de los Pozos Multilaterales.....</b>	<b>76</b>
4.1 Comportamiento de flujo .....	77
4.1.1 Modelos Analíticos de Flujo para Laterales Horizontales .....	77
4.1.1.1 Modelos de estado estacionario .....	78
4.1.1.2 Modelos para estado pseudoestacionario .....	89
4.2 Comportamiento de flujo en el pozo.....	98
4.2.1 Caídas de presión en los laterales.....	99
4.2.2 Perfiles de presión en los laterales y el pozo principal.....	102
4.2.3 Capacidad de aporte de un pozo multilateral.....	108
4.3 Flujo Cruzado.....	123
4.3.1 Flujo cruzado de un lateral inferior a un lateral superior .....	123
4.3.2 Flujo cruzado de un lateral superior a uno inferior .....	126
4.4 Estimulaciones .....	127
4.4.1 Fracturamiento Hidráulico.....	127
4.4.1.1 Fracturamiento de laterales horizontales.....	129
4.4.1.2 Colocación de la fractura en pozos multilaterales .....	133
4.4.1.3 Productividad de las fracturas de los pozos multilaterales. ....	135
4.4.2 Estimulación matricial .....	138
4.4.2.1 Acidificación en laterales horizontales.....	138
4.4.2.2 Distribución del ácido en laterales múltiples.....	142
<b>Capítulo 5. Simulación de Yacimientos de Pozos Multilaterales .....</b>	<b>146</b>
5.1 Construcción del Modelo de Simulación base .....	152
5.1.1 Modelo Estático .....	153
5.1.1.1 Modelo Geológico.....	153

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

5.1.1.2	Modelo Sedimentológico.....	154
5.1.1.3	Modelo Estratigráfico.....	154
5.1.1.4	Modelo Estructural.....	155
5.1.1.5	Modelo Petrofísico.....	156
5.1.1.6	Modelo Geoestadístico.....	157
5.1.1.7	Escalamiento.....	158
5.1.2	Modelo Dinámico.....	159
5.2	Pozos Multisegmentados.....	161
5.3	Aspectos Prácticos a Considerar en la Simulación del Pozo Multilateral.....	166
5.3.1	Planeación.....	166
5.3.2	Diseño.....	169
5.3.2.1	Aspectos para el Diseño del Modelo.....	169
5.3.3	Selección del tamaño de las celdas.....	171
5.3.3.1	Criterio para seleccionar el tamaño de las celdas.....	171
5.3.4	Ajuste de Historia.....	171
5.3.4.1	Pasos a seguir en un ajuste con la historia de producción.....	172
5.4	Resultados a analizar de la simulación del pozo multilateral.....	173
5.4.1	Reportes y Resultados.....	174
<b>Capítulo 6.</b>	<b>Controladores de Flujo.....</b>	<b>175</b>
6.1	Dispositivos de Control de Flujo (ICD).....	176
6.1.1	ICD Tipo Orificio.....	177
6.1.2	ICD Tipo canal.....	178
6.1.3	ICD Tipo Boquilla.....	179
6.2	Modelado de pozos con ICD.....	180
6.2.1	Integración de ICD's en terminaciones inteligentes.....	183
6.2.2	Integración de ICD's en aislamiento anular.....	183
<b>Capítulo 7.</b>	<b>Optimización de la producción mediante un pozo multilateral.....</b>	<b>186</b>
7.1	Modelado del pozo multilateral.....	186
7.2	Corrida de la simulación:.....	207
7.3	Resultados.....	208

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

7.4 Optimización de la producción por medio de ICD .....	213
7.5 Comparación de los casos anteriores .....	215
<b>CONCLUSIONES</b> .....	218
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	221
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	226
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	227

## Capítulo 1. Introducción

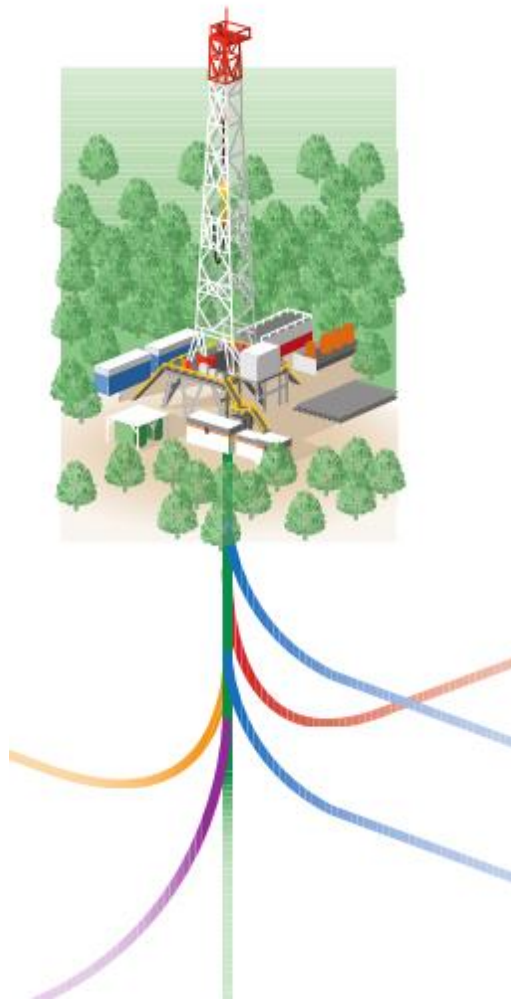
### 1.1 Importancia de un Pozo Multilateral

A medida que transcurre el tiempo, es mucho más difícil la extracción de los hidrocarburos y por lo tanto más costosos, ya que los yacimientos se encuentran cada vez más profundos y con menor frecuencia, lo cual ha llevado a la industria petrolera a buscar nuevas tecnologías para la perforación y producción de los mismos, principalmente propiciado por la explotación de reservas que debido a las tecnologías con las que se contaban, se consideraban de difícil extracción y producción.

Con el avance tecnológico de las perforaciones horizontales y direccionales se ha aumentado las opciones para la perforación de yacimientos, sin embargo, en los últimos años se ha desarrollado una nueva tecnología en la perforación y terminación de pozos, la cual consiste en perforar un solo pozo (pozo principal) y hacer múltiples perforaciones a través de la tubería de revestimiento principal (laterales), a esta técnica se le llama perforación multilateral, en la **Figura 1.1** se muestra un esquema general de un pozo multilateral.

La industria petrolera esta asignando cada vez más importancia a las terminaciones de pozos multilaterales con fines de optimizar la producción, minimizar costos y maximizar la recuperación de las reservas. Esta tecnología de pozos multilaterales se puede aplicar en pozos nuevos o ya existentes, con operaciones de re-entrada.





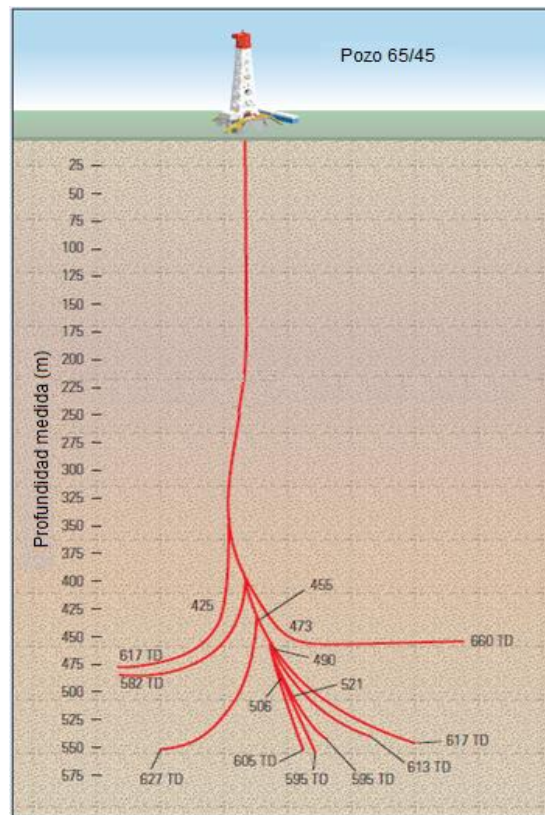
**Figura 1.1** Esquema general de un pozo multilateral

A pesar de los avances tecnológicos recientes en explotación, perforación y producción; todavía del 65 al 75% del aceite permanece sin recuperarse en algunos campos donde se ha alcanzado el límite económico y fueron abandonados.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

Las formas básicas de pozos multilaterales se conocen desde la década de 1950, pero los primeros métodos de perforación y los equipos de terminación iniciales resultaban adecuados sólo para ciertas aplicaciones. El concepto como tal, surge con el Ingeniero Alexander Mikhailovich Grigoryan considerado “El padre de la perforación multilateral” con la perforación del pozo 66/45 localizado en el campo Baskiria ahora Bashkortostán una de las regiones más prolíferas de Rusia.

En la **Figura 1.2** se muestra la configuración del pozo 66/45 terminado con nueve laterales que producían con un alcance máximo horizontal desde el punto de desvío de 136 metros y un drenaje total de 322 metros que explotaba el yacimiento Ishimbainefti



**Figura 1.2** Primer pozo multilateral

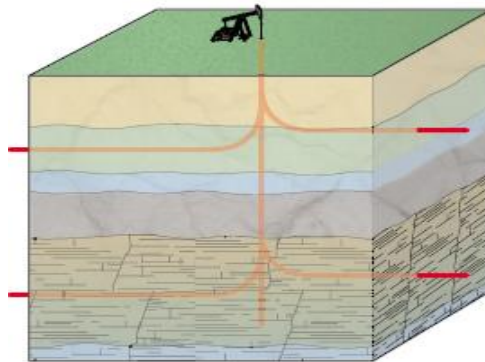
## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

En comparación con otros pozos en el mismo campo, el pozo 66/45 penetró 5.5 veces el espesor. Su costo de perforación fue 1.5 veces más caro, pero produjo 17 veces más aceite. Las mejoras introducidas en las técnicas de construcción de pozos durante la década de los 90's permitieron a los operadores perforar y terminar cada vez más pozos con ramificaciones laterales múltiples.

El objetivo principal de los pozos multilaterales es reducir el número de pozos que se perforan, además de optimizar la producción de las reservas. Cuando se descubren múltiples formaciones productivas en un solo pozo, se pueden introducir varias tuberías de producción (TP's) en un mismo pozo para cada una de las formaciones, el aceite y gas de cada una de estas se dirigen a su respectiva tubería, sellando para esto los espacios anulares entre las tuberías de producción y el revestimiento ó pueden producir mezclando el flujo de las diferentes formaciones por una sola TP, esto dependerá entre otras cosas de las propiedades de las diferentes formaciones. En la **Figura 1.3** se muestra la producción de más de una formación con características diferentes.

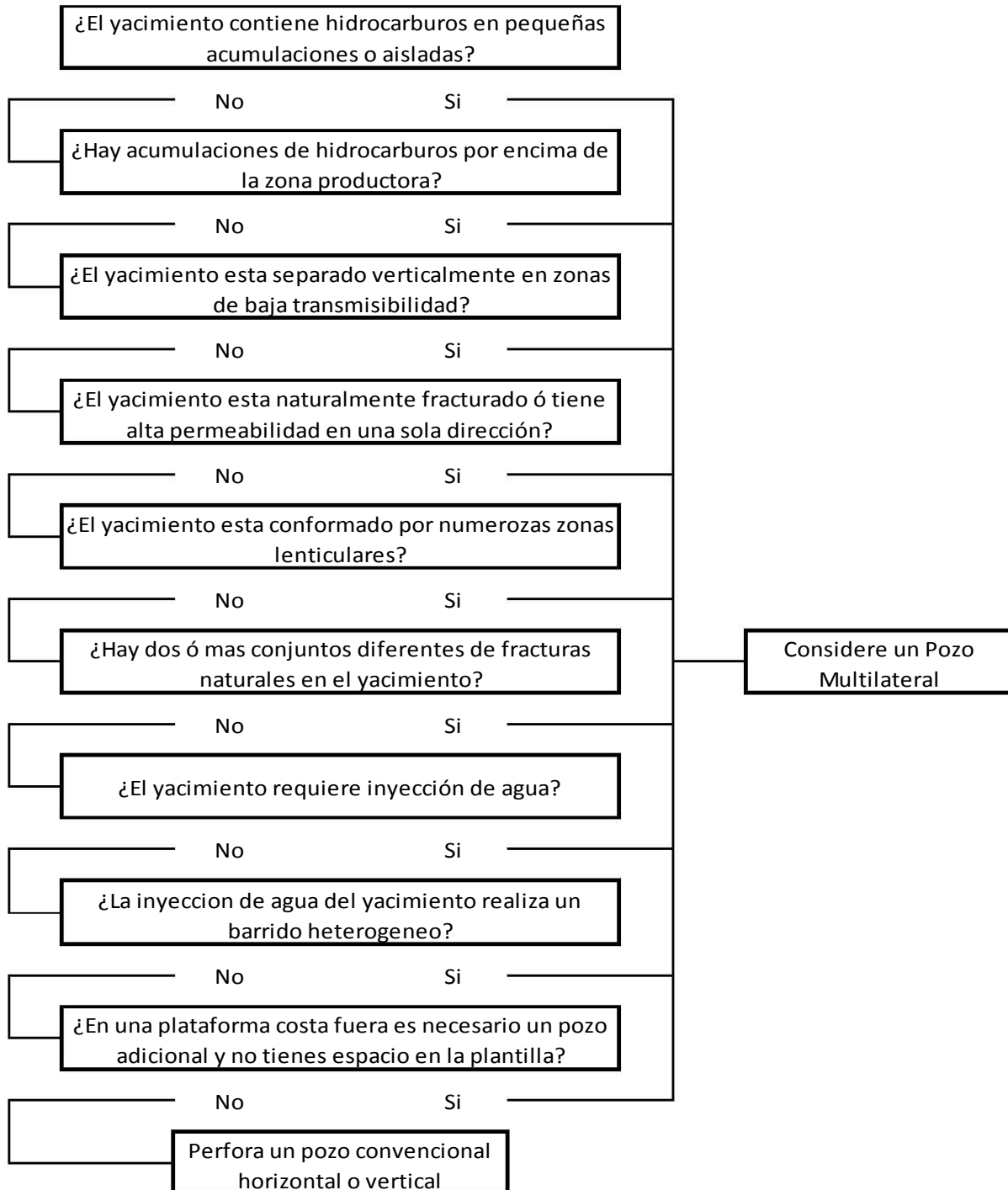
Todas estas nuevas tecnologías han llevado a cambiar el estado del arte de la perforación y la producción de pozos, puesto que representan nuevos retos para la perforación y el uso de nuevos cálculos en el caso de la producción.



**Figura 1.3** Producción de múltiples formaciones en un mismo pozo

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

En la **Figura 1.4** se muestra un diagrama de flujo que nos ayuda a decidir cuándo considerar la tecnología de un pozo multilateral

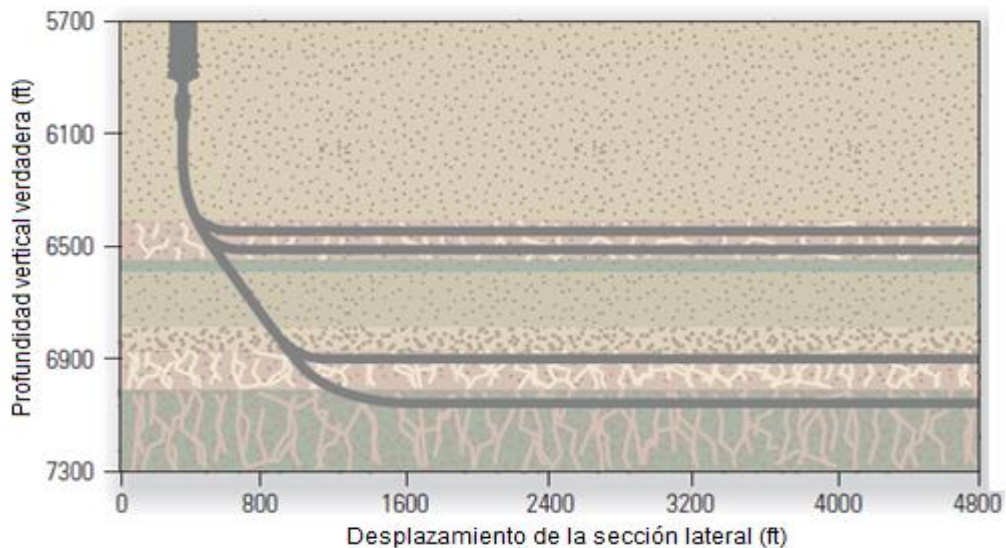


**Figura 1.4** ¿Porque si o no aplicar la perforación multilateral?

## 1.2 Beneficios de un Pozo Multilateral

El perforar y producir pozos multilaterales da grandes oportunidades para aprovechar proyectos anteriores que no eran económicamente rentables, ya sea sí se perforaba vertical u horizontalmente.

Con la perforación multilateral a partir de un pozo convencional se ha incrementado el potencial de los pozos y mejorado su rentabilidad, además el uso de la perforación multilateral en un solo yacimiento incrementa el contacto con la formación expuesta y permite una mayor área de drene más que si se utilizara un solo pozo horizontal o la estimulación por fracturamiento hidráulico, ya que, los pozos multilaterales resultan especialmente adecuados para conectar rasgos verticales y horizontales del subsuelo, tales como fracturas naturales, formaciones laminadas y yacimientos estratificados como se muestra en la **Figura 1.5**.



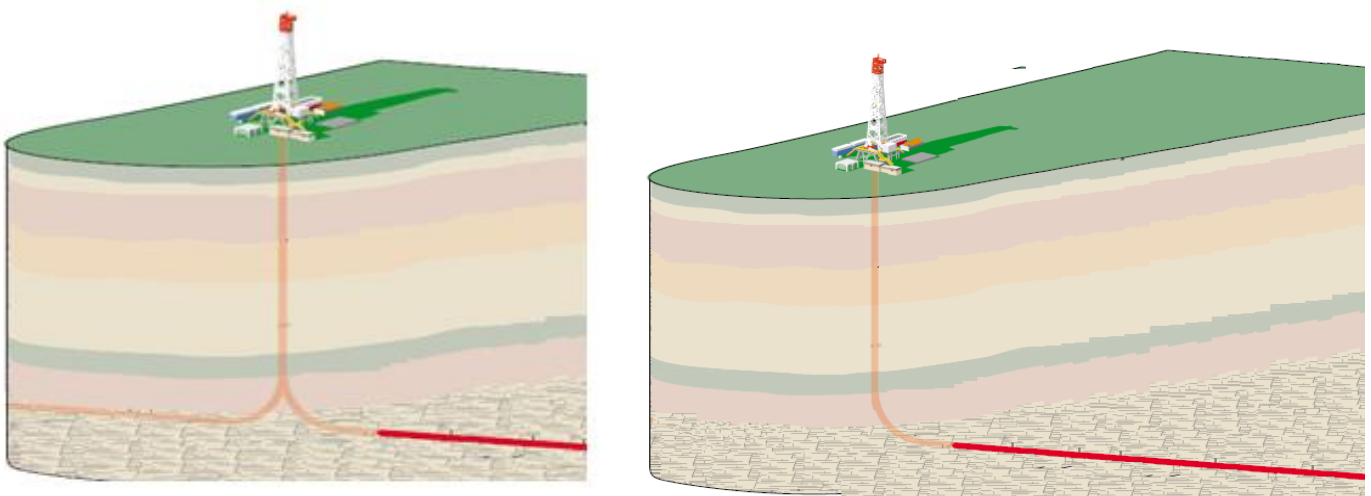
**Figura 1.5** Los pozos multilaterales intersecan más fracturas naturales, permitiendo incrementar la producción

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Los pozos multilaterales se utilizan para alcanzar diversas formaciones o más de un yacimiento como objetivo, y para explotar reservas pasadas por alto con un solo pozo y a menudo constituye el único medio económico para explotar compartimentos geológicos aislados, campos satélites remotos y yacimientos pequeños que contienen volúmenes de reservas limitados. Los pozos multilaterales pueden reducir también el número de equipos superficiales, lo que reduce el impacto ambiental y disminuye costos en el conjunto del proyecto.

La perforación de pozos multilaterales debería contemplarse en entornos en los que resultan adecuados los pozos direccionales u horizontales. Los pozos direccionales, horizontales y multilaterales permiten generar regímenes de producción más altos y con menos caídas de presión que los pozos convencionales, ya que el flujo se dispersa a través de dos o más ramificaciones laterales más cortas. Por ejemplo, dos tramos laterales opuestos reducen la caída de presión durante el flujo respecto de la originada en un solo pozo horizontal que tiene el mismo contacto con el yacimiento e igual régimen de producción que los tramos laterales (**Fig. 1.6**).



**Figura 1.6** Dos tramos laterales opuestos (izquierda) reducen la caída de presión respecto a un pozo horizontal (derecha).

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Los pozos multilaterales exigen una inversión inicial adicional en equipos, pero permiten reducir el tamaño de la plataforma de producción, bajar potencialmente las erogaciones de capital totales y los costos de desarrollo, así como los gastos operativos debido a la menor cantidad de pozos necesarios. Esta tecnología reduce las necesidades en términos de cabezales de pozo, tubos elevados de las plataformas y terminaciones submarinas, lo cual permite reducir los costos y optimizar la utilización de cabezales de pozo en las plataformas marinas o el empleo de plantillas submarinas. Los pozos multilaterales también permiten minimizar la extensión o las huellas de las localizaciones de superficie y mitigar el impacto ambiental en tierra. En la **Tabla 1.1** se describen algunas de las ventajas y desventajas de un pozo multilateral.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Reduce costos	Perder el pozo principal produce la pérdida de todo el pozo multilateral
Mejora los factores de recuperación	La reparación de los laterales es prácticamente imposible
Incrementa la producción	El éxito de los pozos multilaterales depende de la durabilidad, la versatilidad y la accesibilidad de las conexiones
Reduce problemas de conificación de agua y gas	El riesgo de pérdida del pozo es directamente proporcional a la complejidad del mismo
Conecta fracturas naturales	El control del pozo durante la perforación o la terminación de tramos laterales puede presentar dificultades
Comunica zonas discontinuas	
Incrementa la eficiencia de barrido vertical y areal	
Reduce el impacto ambiental	
Permite la recuperación de reservas marginales	
Reemplaza uno o más pozos convencionales	

**Tabla 1.1** Ventajas y Desventajas de un Pozo Multilateral.



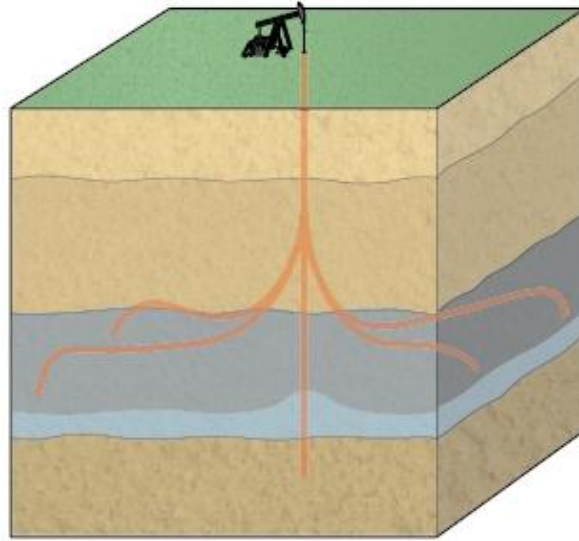
### 1.3 Aplicación a Diferentes Yacimientos

Después de considerar aspectos positivos y negativos de la tecnología de perforación de pozos multilaterales, así como su impacto en el largo plazo sobre el desarrollo de campos petroleros, se vislumbra la aplicación a diferentes tipos de yacimientos. Los pozos con tramos laterales múltiples resultan particularmente adecuados para campos con reservas de aceite pesado, baja permeabilidad, fracturas naturales, formaciones laminadas, yacimientos estratificados, hidrocarburos pasados por alto en distintos compartimentos estructurales o estratigráficos.

#### 1.3.1 Yacimientos de Aceite Pesado

En los yacimientos de aceite pesado u otros yacimientos de baja movilidad, los pozos multilaterales ofrecen ventajas similares a los tratamientos con fracturamiento hidráulico en las zonas gasíferas de baja permeabilidad.

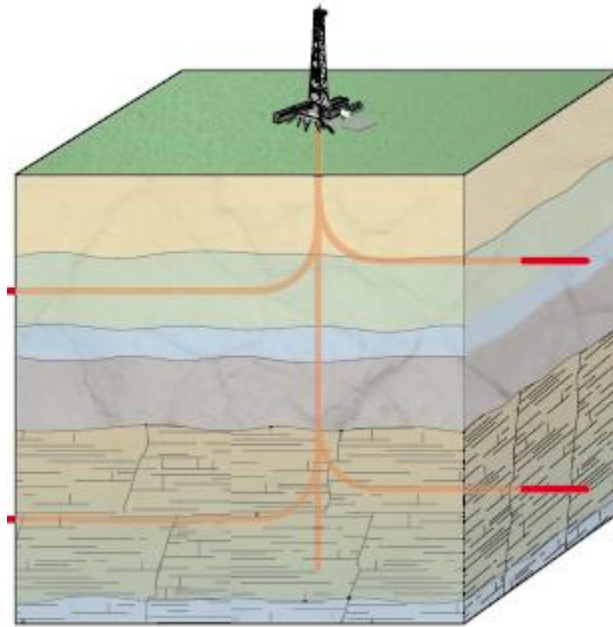
El mayor contacto del pozo con el yacimiento estimula la producción de aceite, además de mejorar la inyección de vapor, los tramos laterales horizontales maximizan la producción y mejoran la recuperación de yacimientos de aceite pesado, yacimientos delgados, someros o agotados, mediante el incremento del área de drene del pozo. En yacimientos con columnas de aceite delgadas, los tramos laterales horizontales mitigan la entrada prematura de agua, gas o conificación. En la **Figura 1.7** se muestra un yacimiento de aceite pesado.



**Figura 1.7** Yacimiento de aceite pesado

### 1.3.2 Yacimientos de baja Permeabilidad y Naturalmente Fracturados

Los yacimientos de baja permeabilidad y naturalmente fracturados (**Fig. 1.8**) se asocian frecuentemente con un nivel de productividad limitado, de manera que la anisotropía de la formación constituye un factor importante para el diseño de pozos multilaterales. Los tramos laterales horizontales aumentan la probabilidad de intersectar fracturas naturales y terminar un pozo rentable en formaciones naturalmente fracturadas con fracturas cuyas orientaciones se desconocen. Si se conoce la orientación de los esfuerzos en el subsuelo, los dos tramos laterales opuestos permiten optimizar el contacto del pozo con el yacimiento.



**Figura 1.8** Yacimiento de baja permeabilidad y naturalmente fracturado.

### 1.3.3 Yacimientos Estratificados y Zonas Laminadas

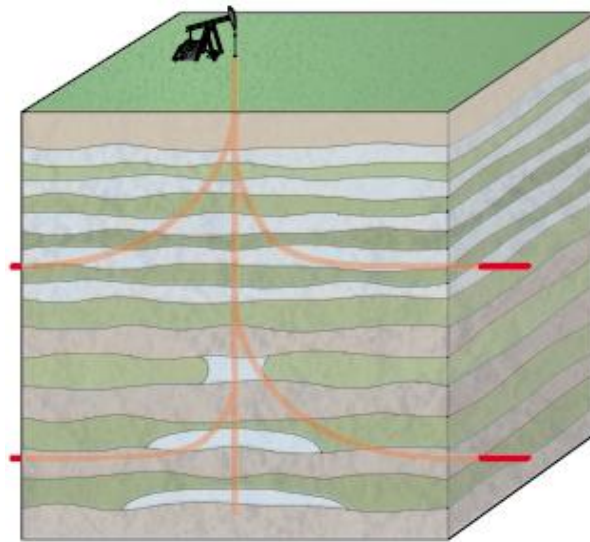
En zonas laminadas y en yacimientos estratificados o formaciones heterogéneas (**Fig. 1.9**), los pozos con tramos laterales apilados verticalmente permiten mejorar la productividad y la recuperación de reservas, ya que conectan múltiples intervalos productivos separados por barreras verticales o contrastes de permeabilidad. La explotación simultánea de zonas múltiples ayuda a mantener los regímenes de producción por encima del límite económico de las instalaciones de superficie o de las plataformas marinas, y prolonga la vida económica de los pozos y campos petroleros.

---

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

En yacimientos estratificados, varios tramos laterales apilados verticalmente contactan un área más extensa del yacimiento que un solo pozo vertical y pueden explotar múltiples formaciones productivas. Mediante la modificación de la inclinación de los tramos laterales y de la profundidad vertical de cada pozo, es posible drenar múltiples formaciones delgadas.



**Figura 1.9** Yacimiento estratificado y zonas laminadas.

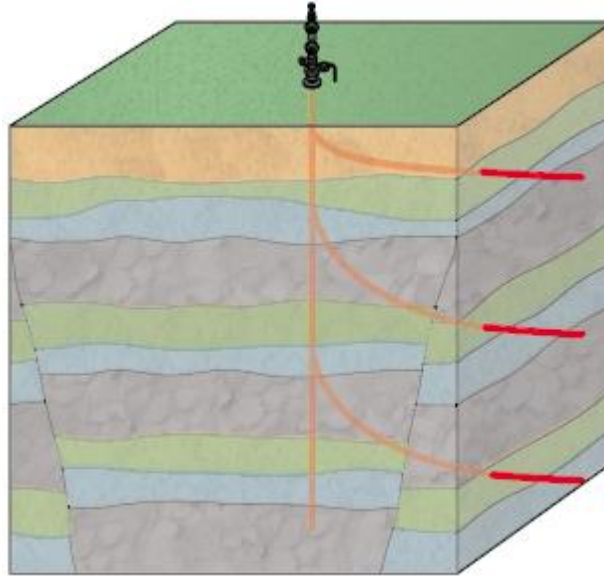
### 1.3.4 Compartimentos Geológicos Aislados

Con pozos multilaterales se pueden explotar reservas pasadas por alto en distintos compartimentos geológicos creados por ambientes sedimentarios, la diagénesis y fallas que actúan como sello (**Fig. 1.10**). Cuando los volúmenes de reservas contenidos en bloques individuales no justifican un pozo para cada bloque, las terminaciones de tramos multilaterales son una opción viable ya que permiten conectar

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

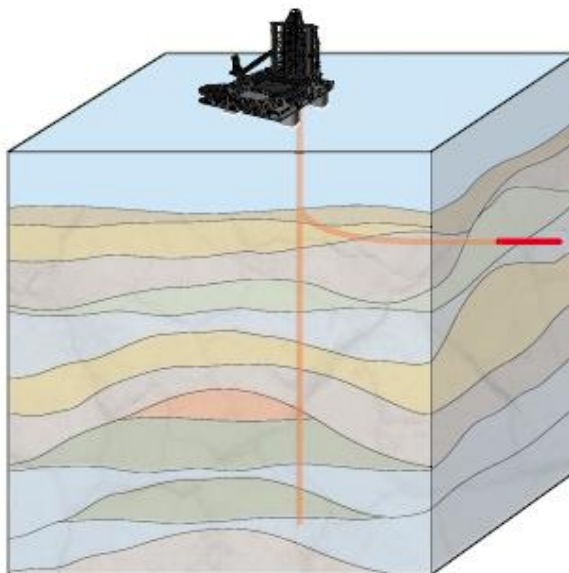
varios compartimentos geológicos. La compartimentalización geológica también se produce cuando el agua de acuíferos naturales o el agua inyectada barre más allá de las áreas de baja permeabilidad, dejando acumulaciones de aceite y de gas que pueden recuperarse mediante la construcción de pozos multilaterales.



**Figura 1.10** Compartimientos geológicos aislados

### 1.3.5 Yacimientos Satélites

Los pozos multilaterales permiten el desarrollo de yacimientos pequeños y campos satélites remotos sin posibilidades de ser explotados con pozos verticales, de alto ángulo u horizontales convencionales (**Fig. 1.11**). También se utilizan pozos multilaterales para explotar yacimientos de baja presión y yacimientos parcialmente agotados, particularmente para la perforación de pozos de relleno y de re-entrada.



**Figura 1.11** Yacimientos Satélite

### **1.3.6 Estructuras en Forma de Domo**

Cuando se tienen estructuras en forma de domo y si se cuentan con pozos existentes, estos pueden ser desviados y perforados arriba de la estructura para recuperar el aceite volátil a lo largo de los flancos del domo.

### **1.3.7 Campos Maduros**

En campos petroleros maduros, los pozos multilaterales mejoran la producción realizando reentradas en los pozos existentes para crear laterales donde la explotación no resulta económica con pozos convencionales. Cuando la producción se estabiliza, la perforación de laterales desde pozos existentes permite explotar hidrocarburos adicionales sin sacrificar los niveles de producción. Esta estrategia mejora los niveles de producción de un pozo y aumenta las reservas recuperables, permitiendo la explotación económica de yacimientos maduros.

## Capítulo 2. Perforación de Pozos Multilaterales

Dentro del desarrollo más reciente en la perforación de pozos se cuenta con la tecnología de la perforación horizontal. De esta tecnología, se deriva la perforación multilateral, hoy en día ambas están enfocadas en la perforación de nuevos objetivos de un yacimiento.

La habilidad para perforar pozos multilaterales con trayectorias completamente definidas en una manera altamente controlada, hace que los pozos multilaterales sean un método atractivo para algunos yacimientos. La perforación multilateral en general consiste en tres pasos:

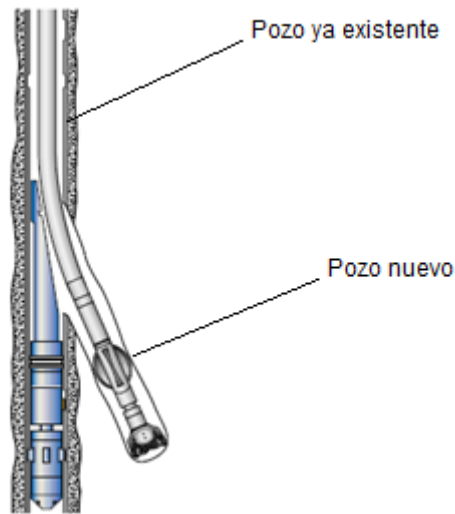
1.- *Perforación del pozo principal.*- Esta no es diferente de la perforación de cualquier pozo convencional hasta que alcanza la ubicación del punto de quiebre o punto de desvío (kickoff), a esta profundidad, los procedimientos especiales comienzan para crear un lateral o cualquier otra rama posterior.

2.- *Desviar a partir del pozo principal.*- Perforar un nuevo pozo desde el pozo principal es la característica que distingue a la perforación multilateral. Sí el pozo es inicialmente planeado como multilateral o es una re-entrada de un pozo ya existente, tiene una gran influencia sobre los métodos para la perforación de los laterales.

3.- *Perforación de laterales.*- Los laterales son perforados direccionalmente de manera muy parecida a los pozos horizontales, la perforación de diámetros reducidos y la perforación con tubería flexible son técnicas a menudo aplicadas. El control de las trayectorias laterales es una parte crítica de la perforación multilateral.

## 2.1 Perforación de una Re-entrada (sidetrack)

Re-entrada es la creación de un segundo pozo (lateral), perforando un nuevo agujero a través de un pozo ya existente (**Fig. 2.1**).



**Figura 2.1** Esquema de una re-entrada

La re-entrada se ha utilizado durante muchos años para crear un nuevo pozo cuando la parte inferior del pozo fue o será abandonada por alguna razón o cuando se perforaran ramas o laterales en un pozo nuevo como lo es el caso de un pozo multilateral.

Las técnicas usadas para iniciar una re-entrada dependerán si será perforado en agujero descubierto o entubado. Algunas veces, si un pozo es planeado como multilateral y la formación es estable, los laterales pueden ser iniciados en agujero descubierto, evitando la necesidad de moler la tubería de revestimiento.



## 2.1.1 Perforación en Agujero Descubierta

Para iniciar un nuevo pozo en un agujero descubierto, la barrena de alguna manera debe ser forzada a perforar a un costado del pozo existente, en lugar de seguir extendiendo el pozo principal. Esta desviación del pozo se conoce como deflexión y para agujero descubierto tenemos tres métodos de deflexión.

### 2.1.1.1 Método de Propulsión

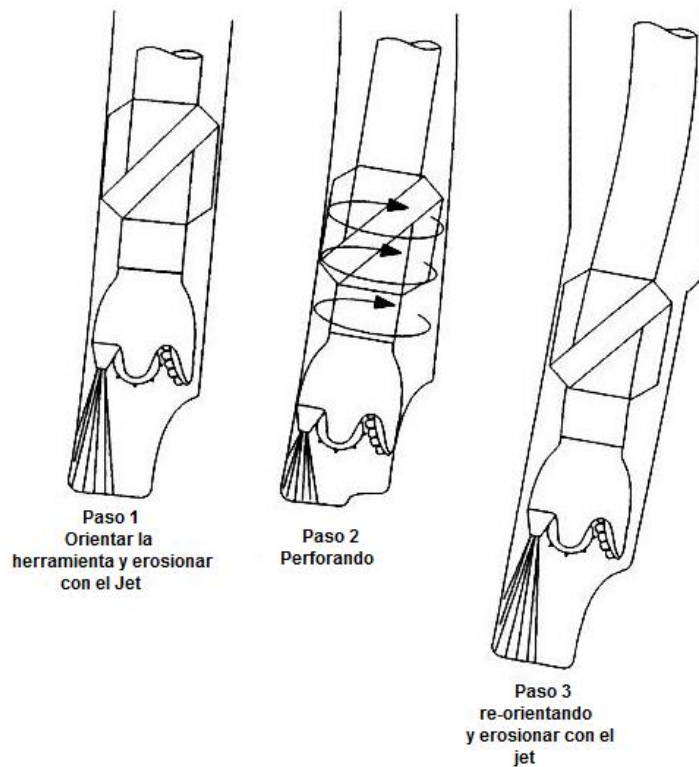
Este método fue el primero en usarse, se utiliza en formaciones suaves; consiste en crear una muesca en el pozo principal con la cual se desviara y se podrá continuar perforando. Se requiere una barrena especial con orificios “barrena de propulsión” (**Fig. 2.2**) a través de los cuales se hace pasar el fluido de perforación. La caída de presión en los orificios de la barrena hace pasar el lodo a alta velocidad. El lodo impacta en un costado del pozo y erosiona todo lo que tiene a su alrededor.



**Figura 2.2** Barrena de propulsión

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

Para crear una re-entrada, el jet de la barrena es orientado en la dirección deseada, se inicia bombeando, y se le aplica peso a la barrena. El fluido comienza a erosionar la formación mientras que la sarta está reciprocando, creando una saliente a lo largo de la pared del pozo. Después de hacer 3 o 6 ft de hueco desviado se perfora y jetea a la vez, para luego detener la perforación y re-orientar la herramienta. El procedimiento se repite hasta diseñar el ángulo y dirección de la re-entrada requerida (Fig. 2.3).



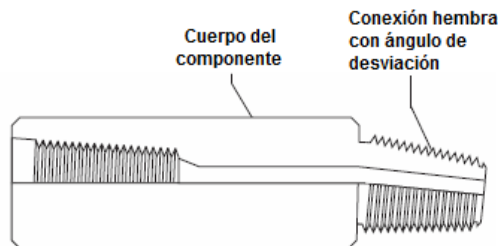
**Figura 2.3** Método de deflexión – Propulsión

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

Ventajas	Desventajas
Simple y económico	Solo funciona en formaciones suaves
Algunas ocasiones es la única forma de construir el ángulo en formaciones suaves	Solo puede usarse en profundidades someras.
La orientación es bastante sencilla	Si no se monitorea de cerca, puede producir patas de perro cortas e irregulares que necesitarán ser rimadas.
Facilidad de monitoreo en profundidad	Debido a las nuevas tecnologías éste método no es actualmente muy utilizado

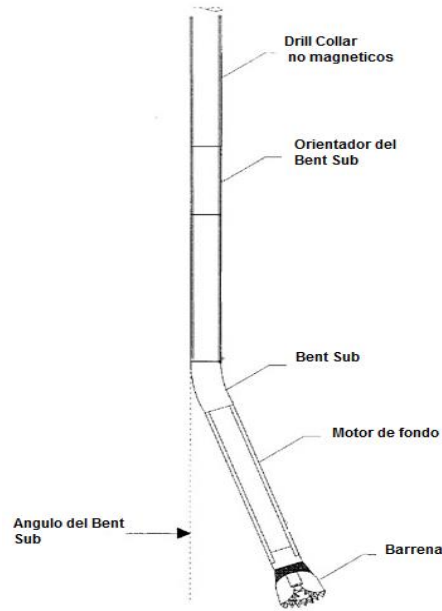
**Tabla 2.1** Ventajas y desventajas del método de deflexión con barrena de propulsión

La muesca o saliente en el costado del pozo principal también puede ser creada con un motor de fondo con sustituto de desviación conocido como “bent sub” (**Fig. 2.4**). El brazo en la sarta de perforación arriba del motor de fondo crea una fuerza lateral sobre la barrena que hace que perfore a un lado del agujero. Creando la re-entrada de esta manera, la barrena es orientada en la dirección seleccionada, entonces se procede a perforar lentamente con el motor de fondo. En la **Figura 2.5** se muestra un aparejo con motor de fondo y sustituto de desviación o Bent Sub.



**Figura 2.4** Sustituto de desviación

# Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales



**Figura 2.5** Motor de fondo con sustituto de desviación

Ventajas	Desventajas
Perforación de curvas suaves.	El torque reactivo los hace difíciles de guiar.
Severidad de pata de perro más predecible	Los motores son costosos.
Puede usarse en la mayoría de las formaciones.	No se puede rotar la sarta de perforación.
Compatible con herramientas de direccionamiento y sistemas de guía por pulsos en lodo.	
Usualmente los motores perforan más rápido.	

**Tabla 2.2** Ventajas y desventajas del método de deflexión con motor de fondo y sustituto de desviación

### 2.1.1.2 Método de deflexión- Tapón de cemento

Consiste en colocar un tapón de cemento en el fondo del pozo principal y aplicar un peso sobre la barrena para que sea desviada hacia la formación e iniciar la desviación de la re-entrada.

Una re-entrada puede ser iniciada con tubería flexible, sí el tapón de cemento tiene una fuerza mayor de compresión que la formación.

Cuando se empieza a perforar en la parte superior del tapón de cemento, con suficiente peso en la barrena, los lastrabarrenas “drill collars” tienden a pandearse, empujando la barrena hacia un lado. La desventaja de esta técnica es que no permite el control de la dirección de la re-entrada.

### 2.1.1.3 Método de deflexión- Cuchara desviadora

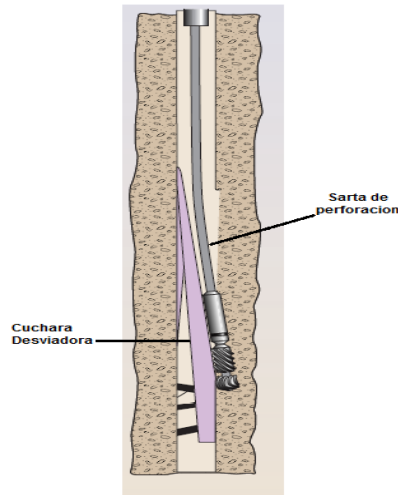
Consiste en colocar en el agujero descubierto un empacador y una cuchara desviadora para guiar la barrena en la dirección a perforar.

La manera más confiable de crear una re-entrada en un pozo de agujero descubierto es usando una cuchara desviadora (whipstock) para orientar la barrena. En la **Figura 2.6** se muestra un esquema de una cuchara desviadora en agujero descubierto y un molino. Actualmente las cucharas pueden ser de tipo recuperable o permanente.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

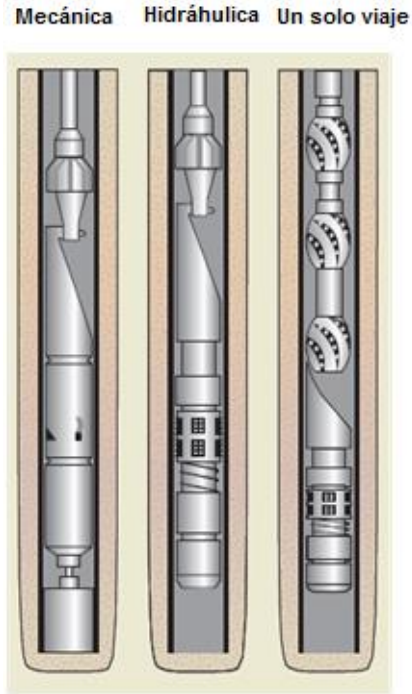
---

La cuchara desviadora o también conocida como “cuña desviadora” de tipo recuperable consta de una cuña larga invertida de acero, cóncava, con el lado interior acanalado para guiar la barrena hacia el rumbo de inicio de desviación. Los ángulos para los cuales están diseñados estos desviadores, varían entre 1 y 5 grados; en su parte inferior tienen una especie de punta de cincel para evitar que giren cuando la barrena está trabajando. En la parte superior de la barrena, se instala un lastrabarrena o portabarrena, el cual permite recuperar el desviador.



**Figura 2.6** Cuchara desviadora en agujero descubierto

La cuchara desviadora puede ser orientada de tal forma que la re-entrada puede tomar la dirección deseada. En la **Figura 2.7** se muestra las diferentes formas de anclar las cucharas desviadoras ya sea de forma mecánica o hidráulica. Primero se baja la cuchara, se ancla para después introducir la barrena o molino como se muestra en los dos primeros arreglos de la figura. Las cucharas más modernas son usualmente configuradas con un molino adjunto a la cuchara con un perno de seguridad que une el desviador con el molino. Una vez orientada la herramienta se le aplica peso y se rompe el perno, girando lentamente la sarta de molienda. Este tipo de desviador es muy utilizado sobre todo en pozos con accidentes mecánicos. De esta forma la cuchara desviadora y el molino pueden ser ejecutados en un solo viaje, como se muestra en el tercer arreglo de la figura.



**Figura 2.7** Métodos para anclar las cucharas

A continuación se describe un procedimiento típico para iniciar un lateral con ayuda de una cuchara desviadora:

- 1.- Bajar el aparejo combinado cuchara/molino, incluyendo el MWD (Herramienta para medir mientras perforas) u otro sistema requerido para orientar la cuchara desviadora.
- 2.- Cuando el aparejo es bajado a la profundidad de interés (punto de desvío), la cara de la cuchara es orientada en la dirección deseada para el inicio de la re-entrada, después se ancla en la pared del pozo.
- 3.- El molino es separado de la cuchara desviadora aplicando tensión o compresión sobre el aparejo.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

- 4.- El molino perfora a lo largo de la tubería, guiado por la cuchara desviadora para crear la trayectoria de la re-entrada.
- 5.- El molino es retirado y se introduce el aparejo en el pozo para perforar el lateral. La cuchara desviadora sirve como una plataforma para la operación del lateral.
- 6.- Cuando la perforación finaliza, la cuchara desviadora es removida, sí es del tipo recuperable.

Una dificultad en agujero descubierto es mantener la cuchara en el lugar donde se ejecutara la re-entrada. La cuchara debe de ser colocada en la formación donde el ancla debe permanecer segura. Con el anclaje estándar de la cuchara, las irregularidades del agujero pueden evitar la firmeza del ancla, para esto se han desarrollado en años resientes empacadores inflables para garantizar la seguridad de las anclas de las cucharas desviadoras.

### **2.1.2 Perforación en Agujero Entubado**

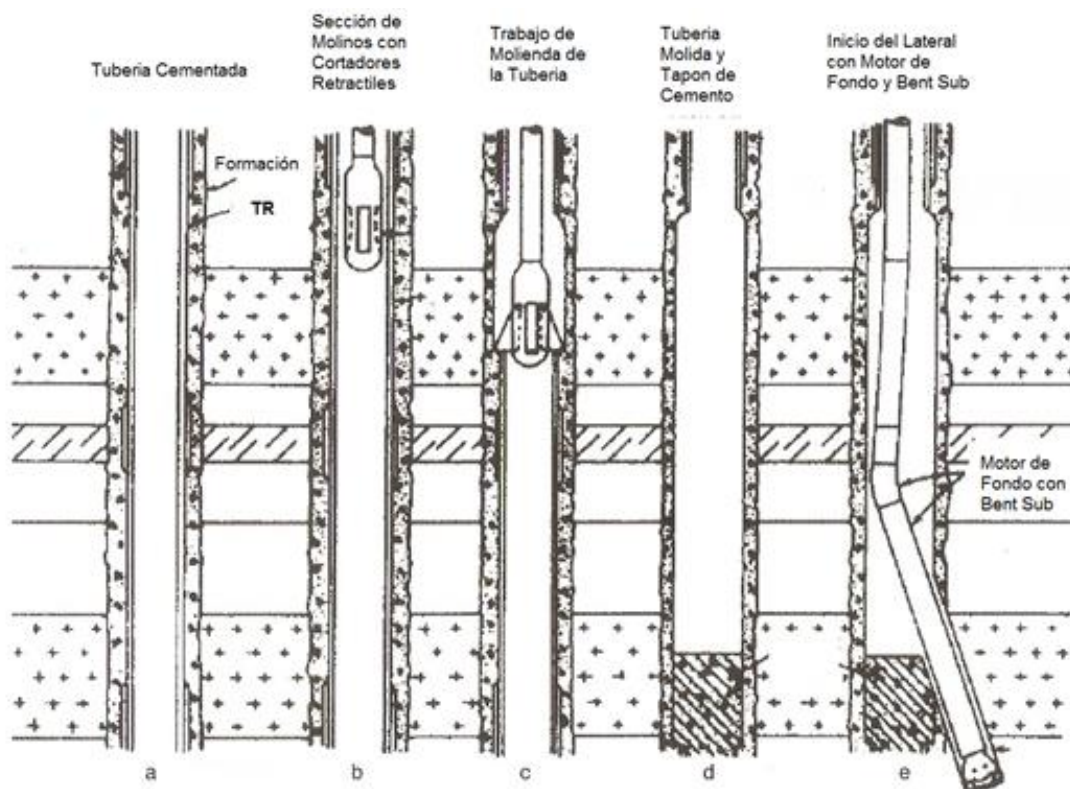
En las terminaciones de perforación en agujero entubado, las re-entradas son creadas principalmente de tres formas:

- 1.- Moliendo una sección: Colocando un tapón de cemento y usando un motor con un brazo para perforar en la dirección deseada.
- 2.- Colocando una cuchara desviadora: Orientar la cuchara en la dirección de la re-entrada.
- 3.- Utilizando una ventana pre-cortada: Utiliza ventanas en la tubería de revestimiento maquinada con anticipación y cubierta con una camisa resistente a la operación de cementación pero fácil de moler.



### 2.1.2.1 Moliendo una sección con ayuda de un tapón de cemento

Para emplear este método se coloca un tapón de cemento a la profundidad de interés, después se baja el aparejo que consta de un molino y un brazo de perforación conocido como bent housing. Se inicia a perforar la re-entrada lo que genera demasiados recortes de la tubería de revestimiento los cuales deben ser circulados fuera del pozo. Esta herramienta al igual que en agujero descubierto no proporciona una orientación correcta de la re-entrada (**Fig. 2.8**).



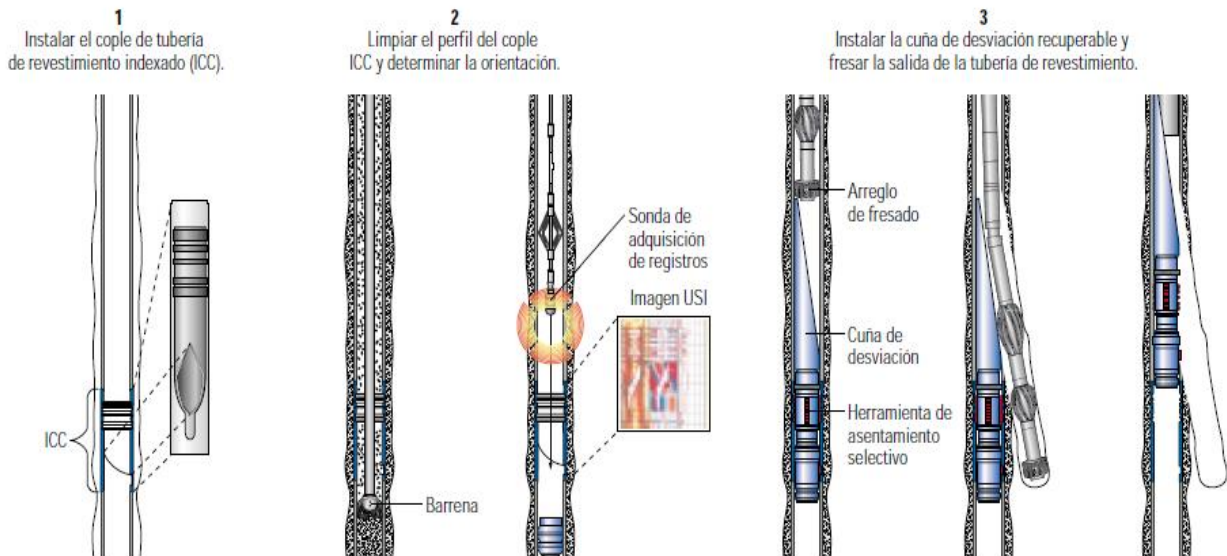
**Figura 2.8** Procedimiento de una re-entrada en agujero entubado con tapón de cemento

## 2.1.2.2 Colocando una cuchara desviadora

El método predominante para realizar una re-entrada en un agujero entubado es usando una cuchara desviadora (whipstock) y un molino para perforar la tubería de revestimiento. En esta técnica, se usa una barrena especial con ampliadores llamadas “section mill” para remover la tubería de revestimiento en un intervalo corto.

Las cucharas son herramientas con una cara rígida que se usan para desviar los molinos o las sartas de perforación contra la tubería de revestimiento acomodándolos para atravesar dicha tubería. Los aparejos son desplegados con un empacador, una cuchara, y un molino para minimizar los viajes de la sarta. Con este aparejo, es posible orientar, colocar la cuchara y moler la ventana de la tubería de revestimiento en un solo viaje.

En la **Figura 2.9** se ilustra el proceso de perforación de una re-entrada en agujero entubado con ayuda de una cuchara desviadora.



**Figura 2.9** Proceso de perforación de una re-entrada en agujero entubado con cuchara desviadora.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

(1) Se utiliza un cople de tubería de revestimiento indexado (ICC) por sus siglas en inglés, que se instala en las sargas de revestimiento debajo de la profundidad del tramo lateral propuesto para orientar la cuchara de desviación recuperable. La utilización de un cople ICC elimina la necesidad de orientar las ventanas precortadas mediante el giro y posicionamiento de una sarga de revestimiento desde la superficie. La instalación de más de un cople ICC permite la construcción de varias conexiones laterales y permite múltiples penetraciones del yacimiento para un desarrollo óptimo del campo. Después de colocar el ICC Se cementa la tubería de revestimiento.

(2) Se perfora el cemento. Un recubrimiento especial impide la adherencia del cemento al perfil ICC. Normalmente el cople ICC se circula con tapones limpiadores. Determinar la orientación de un cople ICC con imágenes y registros adquiridos con las herramientas USI (Imágenes Ultra Sonicas) y CBT (Herramientas de Adherencia del Cemento)

(3) Por último agregar la cuchara de desviación y la herramienta de asentamiento selectivo al arreglo de molienda. Liberar la cuña de desviación y moler la ventana a través de la tubería de revestimiento. Después de que la ventana fue perforada y la re-entrada iniciada, la sarga es retirada y con el molino se repasa la ventana varias veces para darle el tamaño suficiente con los “window mill” y “watermelon mill” y así acomodar el aparejo que perforara el lateral. Extraer el arreglo de molinos y recuperar la cuchara de desviación.

### 2.1.2.3 Utilizando una ventana precortada

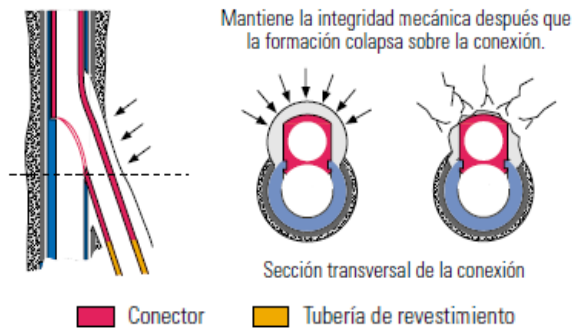
Las ventanas precortadas consisten en maquinar previamente ventanas en la tubería de revestimiento antes de bajarla al pozo. Estas ventanas son cubiertas con una camisa perforable interna ya sea de fibra de vidrio, aluminio u otro material sofisticado que sea fácil de moler. Sin embargo, lo suficientemente fuerte para prevenir el colapso durante el proceso de cementación, esto evita que haya alguna falla al perforar las ventanas y tener éxito en la re-entrada.

Dado que se reducen las operaciones de molienda, las ventanas precortadas proveen salidas rápidas y consistentes en la tubería de revestimiento, impiden la formación de recortes de acero y reducen el riesgo de rotura de la tubería de revestimiento. Las barrenas con ampliadores de pozo reducen aún más el riesgo durante la molienda del tapón de cemento y de la camisa.

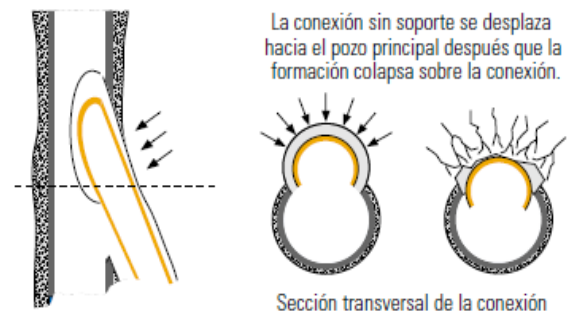
La instalación de una camisa de empalme mecánico (**Fig. 2.10**) permite conectar las tuberías de revestimiento de los tramos laterales con la tubería de revestimiento central para una mayor estabilidad y provee acceso selectivo a las ramificaciones del pozo a fin de realizar trabajos de reparación futuros, ya que en el empalme convencional (**Fig. 2.11**) con el tiempo las fuerzas de formación empujan las tuberías de revestimiento dentro del pozo principal restringiendo el acceso debajo de este punto. Los tramos laterales pueden terminarse en agujero descubierto o entubado con tubería de revestimiento cementada o sin cementar, tuberías de revestimiento ranuradas “slots pipe” (**Fig. 2.12**) y filtros de exclusión de arena para lograr mayor estabilidad del pozo.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

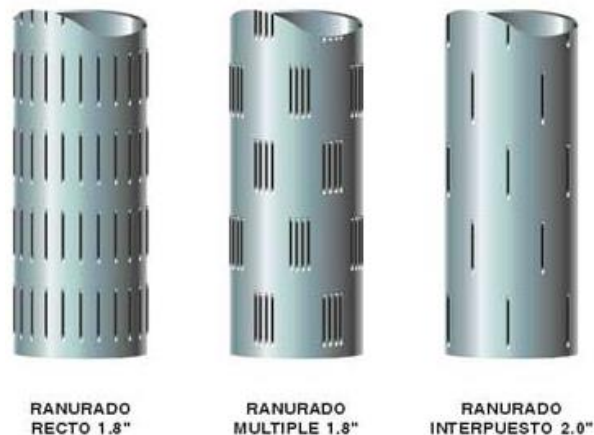
Además de aplicarse para terminaciones de pozos multilaterales este sistema también se ha utilizado para la explotación de yacimientos de aceite pesado, en yacimientos de baja permeabilidad, naturalmente fracturados y parcialmente agotados, para mejorar la productividad del pozo y la recuperación de reservas mediante el aumento del área de drenaje del pozo y la reducción de la caída de presión en los intervalos productivos.



**Figura 2.11** Tubería de revestimiento con empalme mecánico



**Figura 2.10** Tubería de revestimiento sin empalme mecánico

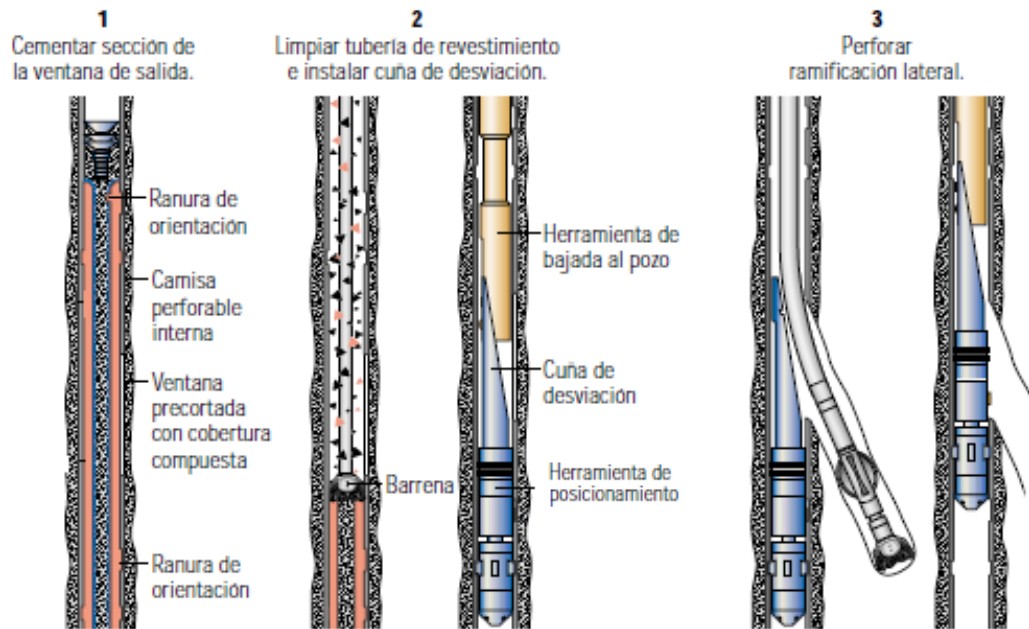


**Figura 2.12** Tubería ranurada (Slots Pipe)

En la **Figura 2.13** se ilustra el proceso de perforación de una re-entrada en agujero entubado con ayuda de una ventana pre-cortada.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

- (1) Primero se instala la conexión a la profundidad propuesta. Se orienta la ventana en base a mediciones giroscópicas y se cementa la tubería de revestimiento.
- (2) Después se perfora el cemento y la camisa interna para poder bajar la cuchara desviadora junto con la herramienta de posicionamiento que orientara la cuchara a la posición deseada.
- (3) Perforar el tramo lateral y extraer la cuchara desviadora junto con la de posicionamiento para poder limpiar el pozo.

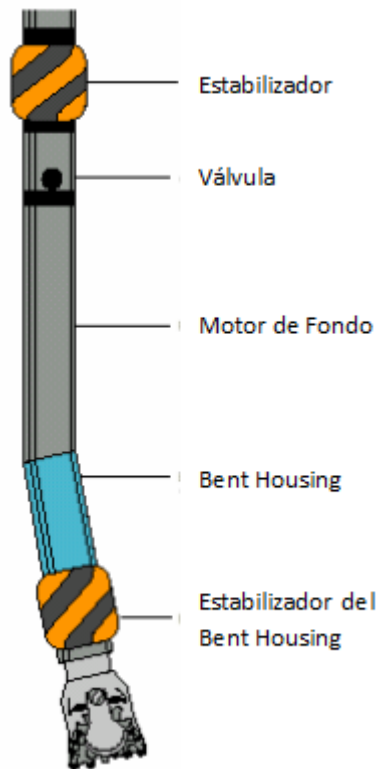


**Figura 2.13** Proceso de perforación de una re-entrada en agujero entubado con ventana pre-cortada.

## 2.2 Perforación de Laterales

Una vez que ha sido creada la re-entrada del pozo principal, el lateral es perforado con una técnica de perforación direccional. La trayectoria del lateral es cambiada de la del pozo principal a la dirección deseada usando un ensamble de fondo que cambia el ángulo de la trayectoria. Este ángulo es controlado generalmente por el brazo de perforación (bent housing), el motor de fondo y la barrena. El “bent-housing” o Motor Simple de Coraza Inclinada (**Fig. 2.14**) se usa para desviar la trayectoria del pozo principal y así comenzar la perforación del lateral.

La sección puede ser de radios grandes, medianos o cortos, (**Tabla 2.3**) los cuales son cuantificados con la curvatura del radio (tasa de generación).



**Figura 2.14** Aparejo de perforación con Bent Housing

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

TIPO DE CONSTRUCCION	RITMO DE CONSTRUCCION (%/100ft)	RADIO DE CURVATURA (ft)
LARGO	1-6	1,000-6,000
MEDIANO	6-20	300-1000
CORTO	20-200	30-300

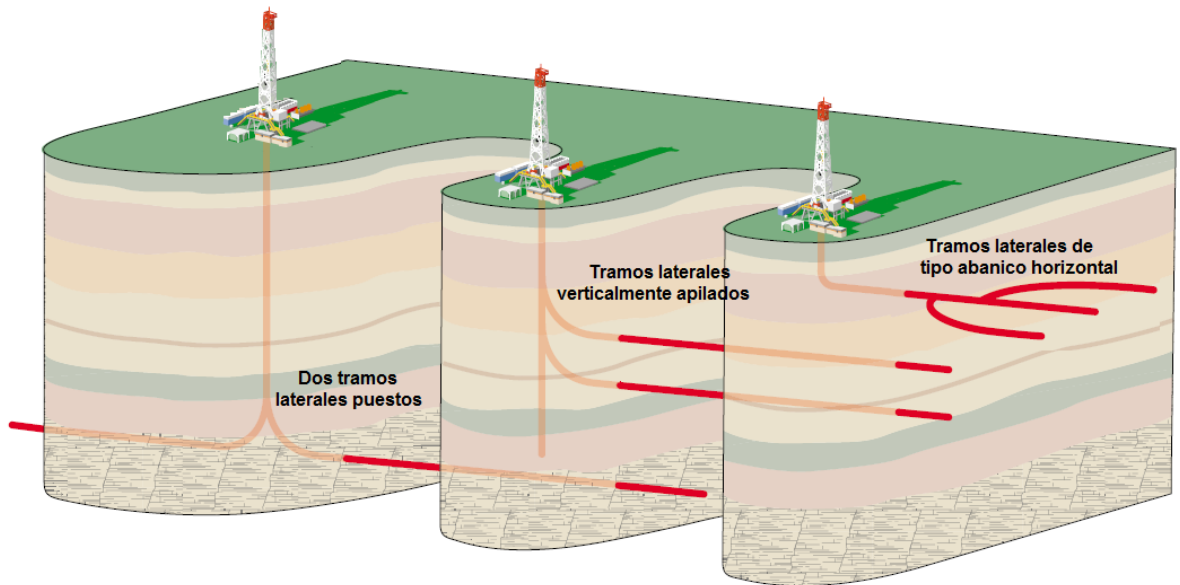
**Tabla 2.3** Caracterización de la sección construida

Los laterales actualmente pueden tener la misma trayectoria relativa que el pozo principal. Un lateral puede tener cualquier trayectoria y cualquier inclinación para llegar al intervalo productor, para perforar estos laterales se utilizan las técnicas de perforación lateral. Así, la perforación de un lateral es similar a la perforación de un horizontal una vez que haya iniciado la re-entrada. Un elemento crítico de la perforación lateral es la geonavegación. Existen técnicas de perforación horizontal que son particularmente adecuadas para la perforación lateral, como la perforación con diámetros reducidos y la perforación con tubería flexible.



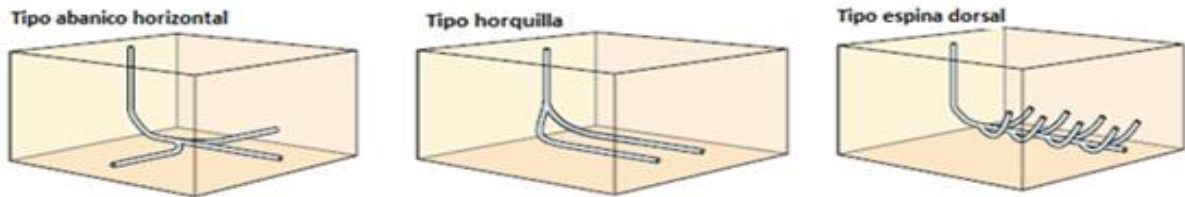
## 2.2.1 Configuraciones básicas de un pozo multilateral

Las configuraciones de los pozos multilaterales varían desde la perforación de un solo lateral hasta ramificaciones con arreglos múltiples como: abanicos horizontales, tramos laterales apilados verticalmente, o dos laterales opuestos (**Fig. 2.15**).



**Figura 2.15** Configuraciones básicas de un pozo multilateral

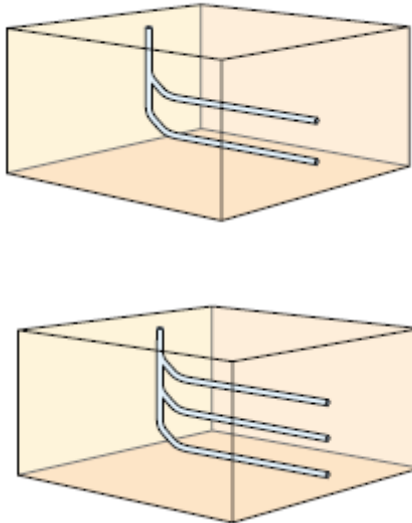
La aplicación de las configuraciones dependen del tipo de yacimiento ya que los tramos laterales horizontales, que conforman arreglos de tipo horquilla, abanico o espina dorsal (**Fig. 2.16**), tienen como objetivo una sola zona y están destinados a maximizar la producción de yacimientos someros de baja presión o yacimientos de aceite pesado, y campos con agotamiento parcial.



**Figura 2.16** Arreglos horizontales

Los tramos laterales apilados verticalmente (**Fig. 2.17**) resultan efectivos en formaciones laminadas o en yacimientos estratificados. La mezcla de la producción de varios horizontes aumenta la productividad del pozo y mejora la recuperación de hidrocarburos. En formaciones de baja permeabilidad y naturalmente fracturadas, los dos tramos laterales opuestos pueden cruzar más fracturas que un solo pozo horizontal y también pueden reducir la caída de presión por fricción durante la producción.

**Tramos apilados verticalmente**



**Figura 2.17** Tramos apilados verticalmente

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

La terminación de los tramos laterales se realiza en agujero descubierto o con tuberías de revestimiento “desprendidas” (tuberías de revestimiento que no están conectadas al pozo principal) cementadas o sin cementar. Otros diseños de terminación utilizan arreglos mecánicos para lograr una adecuada conexión, integridad hidráulica y acceso selectivo en las conexiones entre las tuberías de revestimiento de los tramos laterales y la tubería de revestimiento del pozo principal.

### 2.2.2 Geonavegación

La perforación de pozos multilaterales depende en gran medida de la geonavegación, que es la guía de la trayectoria del pozo en tiempo real mediante el uso de información geológica obtenida durante la perforación. En la aplicación más sencilla, el objetivo es mantener la perforación del lateral en la zona productora tanto como sea posible. En otros casos, el objetivo primordial puede ser el mantenimiento de una distancia deseada para detectar la zona del contacto agua aceite.

Algunas ocasiones cuando se perforan los pozos multilaterales, el ajuste de la trayectoria debe ser planeada en respuesta a las inesperadas características geológicas, como las fallas. La geonavegación requiere la capacidad para detectar las características de la formación, es decir, la habilidad para determinar la localización de la barrena en cualquier momento y cambiar la dirección del pozo. Estas capacidades están disponibles continuamente durante la perforación en tiempo real.

La información que requiere la geonavegación proviene del monitoreo de las condiciones de perforación, del lodo y de las mediciones del LWD. La velocidad de penetración es de mucha ayuda para esta técnica, por ejemplo, cuando la barrena

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

perfora un estrato de lutitas en una formación suave de arenas, decrece la velocidad de penetración que da una indicación de que la litología cambio. El lodo es usado para detectar la presencia de aceite o gas, por esta razón indica que la barrena está localizada en la zona productora, además nos muestra los recortes y los fósiles de la zona perforada.

Herramientas modernas como el LWD pueden medir algunas de las propiedades de la formación como los registros tradicionales en agujero descubierto, incluyendo la resistividad de la formación y radioactividad natural de la roca (rayos gamma). Las respuestas de esta herramienta son transmitidas a la superficie usando telemetría como son los pulsos, o particularmente cuando se perfora con tubería flexible, las señales pueden ser transmitidas por medio de líneas de cable eléctrico. Además la barrena lleva un sensor direccional, este sensor puede ser un giroscopio/brújula o una combinación de acelerómetros que detectan la inclinación de la herramienta.

Los aparejos modernos para la geonavegación incluyen motores de fondo con un Bent Housing y un orientador para que la barrena se localice en la dirección correcta. Este sistema permite al perforador continuamente reorientar la barrena en respuesta a la información geológica obtenida.

### **2.2.2.1 Measurement While Drilling (Midiendo Mientras Perforas)**

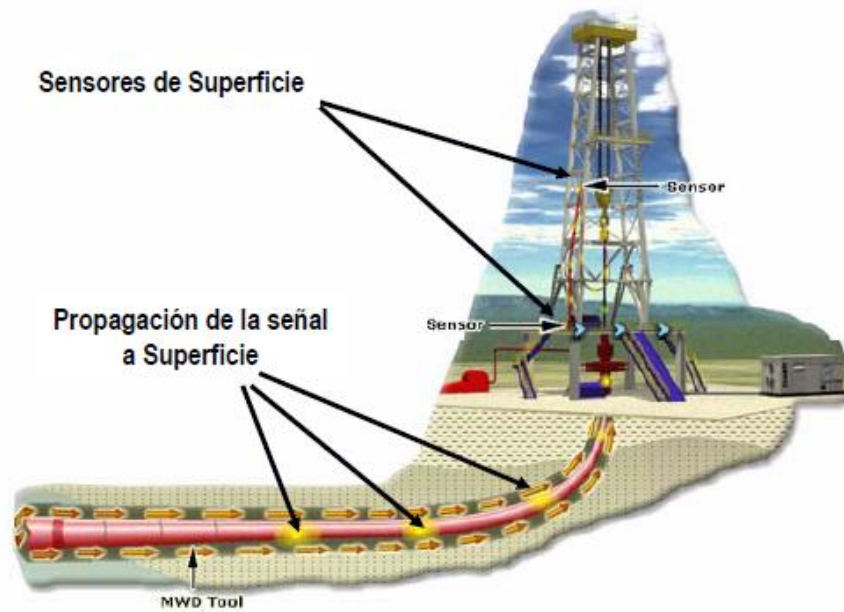
El propósito de las herramientas MWD es transmitir datos medidos en fondo del pozo a superficie, de manera que los datos puedan ser procesados. Básicamente una señal proveniente de la formación es generada en el fondo del pozo, esta señal es codificada y modulada. La telemetría inalámbrica es el proceso que permite transmitir datos desde un lugar a otro. En el caso particular de la herramienta MWD, la

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

transmisión se efectúa desde el fondo del pozo hasta las computadoras ubicadas en superficie, esta herramienta toma registros de la dirección y la inclinación.

La transmisión del MWD (**Fig. 2.18**) se realiza a través de pulsos de presión que son enviados por medio del lodo de perforación desde la herramienta en su ubicación en el fondo hasta la superficie. El hecho de enviar información utilizando pulsos de presión es muy interesante e involucra pequeños procesos con el objetivo final de enviar datos que puedan ser leídos de forma directa en superficie.



**Figura 2.18** Funcionamiento del MWD

Para perforar y medir en tiempo real se utiliza tres tipos de herramientas de MWD, la principal medición es la dirección e inclinación, la cual se envía a superficie en tiempo real. Adicionalmente sirve de puente para enviar señales de herramientas del LWD para la evaluación de las formaciones.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

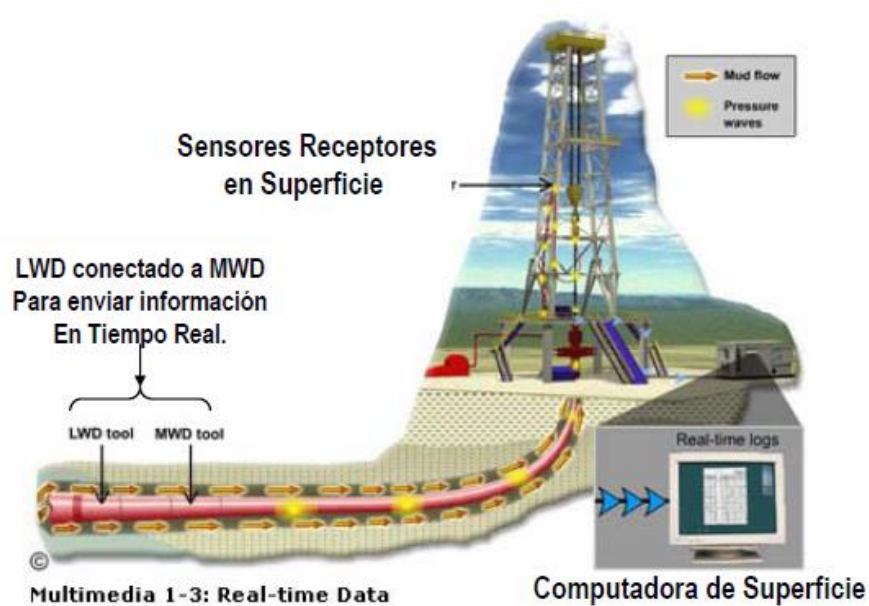
Enviar información vía telemetría se puede considerar el aspecto más valioso y de mayor valor agregado del MWD. Este proceso se puede describir a través de los siguientes pasos:

1. Medición de fondo.
2. Conversión de información.
3. Generación de señal.
4. Propagación de la señal.
5. Adquisición de datos por el sensor de superficie.
6. Demodulación de la señal.

### 2.2.2.2 Logging While Drilling (Registrando Mientras Perforas)

Las compañías operadoras utilizan las herramientas LWD para evaluar el valor de producción de sus yacimientos durante y después de la perforación. Es sumamente importante que la información recopilada sea precisa y de calidad.

La información recopilada por las herramientas LWD (**Fig. 2.19**) es traducida en un registro LWD. Esta representación gráfica muestra las propiedades de la formación que han sido medidas en relación con la profundidad correspondiente. Cuando se utilizan varios tipos de registros LWD en un análisis, esto se conoce como interpretación de registro. De la Interpretación de registros se puede obtener información relevante y completa de la formación como por ejemplo: Saturación de Hidrocarburos.



**Figura 2.19** Funcionamiento del LWD

Dependiendo del tipo de mediciones que se realicen podemos clasificar los servicios LWD básicos de la siguiente manera:

- Herramientas que miden Rayos Gamma Naturales.
- Herramientas que miden Resistividad de la formación.
- Herramientas que miden Porosidad y Densidad de formación.

En la actualidad existen herramientas que proporcionan una combinación de varias mediciones.

### 2.2.2.3 Características de las Herramientas LWD

- Toda herramienta LWD debe ser calibrada antes del inicio de la perforación, esta programación se debe conservar en el software que controla las computadoras de superficie. De esta manera el software en superficie puede saber qué información recibe y en que intervalo de tiempo.
- Las herramientas de LWD no toman registros de profundidad. La información recibida durante la perforación se realiza con respecto al tiempo.
- En superficie las computadoras que reciben la información proveniente del LWD, también reciben un registro proveniente del sensor de profundidad ubicado en el piso de perforación. Este último registro contiene la profundidad del pozo con respecto al tiempo.
- Las computadoras de superficie unen ambos registros, de esta manera se puede ver el registro del LWD con relación a la profundidad.

### 2.2.3 Perforación de Diámetros Reducidos

La perforación de pozos de diámetro reducido ha cambiado con el tiempo. En los años 60's se definió como un agujero demasiado pequeño para introducir una tubería de revestimiento de 5 ½ pg. En los 80's se define como aquel, en el cual el 90% del agujero es perforado con una barrena de 7 pg. o menor, para la terminación de un pozo de diámetro reducido se emplean aparejos de producción menores a 4 ½ pg. El objetivo principal de la perforación de pozos de diámetro reducido es minimizar costos, reduciendo el diámetro final del pozo.



## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

La tecnología utilizada en la perforación de pozos de diámetro reducido es empleada en diferentes áreas de la industria petrolera como:

- 1.- Pozos exploratorios
- 2.- Perforación de pozos
  - Verticales
  - Horizontales
  - Multilaterales
- 3.- Terminación de pozos
  - Sencilla
  - Doble
  - Triple
- 4.- Operaciones de reparación
  - Remociones de obstrucciones
    - \*Arena
    - \*Cemento
    - \*Pescados
  - Limpieza de la tubería de revestimiento

### **2.2.3.1 Pozos exploratorios**

Durante la perforación de pozos exploratorios al emplear la técnica de perforación de pozos de diámetro reducido, es usual iniciar con barrenas de 8 ¾ pg. o menores para que sean ampliados posteriormente si el pozo resulta productivo. Esta técnica resulta muy económica debido al uso de equipos pequeños, poca área de localización, herramientas de trabajo de bajo costo tales como la tubería de perforación,

barrenas y poco volumen de fluidos de perforación. Sin embargo, existe una limitante muy importante como es la potencia del equipo, la cual puede restringir la profundidad alcanzada en la perforación, más aun si la profundidad del objetivo se encuentra por debajo de los 4000 m.

### **2.2.3.2 Preparación de pozos existentes (profundización, desviación y terminaciones múltiples)**

Las técnicas de profundización se han extendido en todo el mundo partiendo de pozos existentes. Con la aplicación de la perforación de agujeros de diámetro reducido, la optimización de pozos resulta atractiva puesto que se obtiene un ahorro de 35 al 40% con respecto al costo de la perforación convencional.

### **2.2.3.3 Pozos con ramificaciones (perforación y terminación en intervalos selectivos)**

La técnica aplicada a la perforación de pozos desviados a partir de un pozo vertical se ha extendido en todo el mundo, esto se debe principalmente al abatimiento en los costos al aprovechar la misma infraestructura (plataforma) si es marina, en tanto que si es en tierra se aprovecha la misma localización y equipo.

Aun cuando es factible la perforación de pozos de diámetro reducido a partir de un pozo vertical o desviado, existe limitación que puede ocasionar inconvenientes si no se hace un estudio adecuado de las características del equipo y herramientas a emplear. Por ejemplo, es mucho más difícil abrir una ventana a partir de un pozo

---

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

cementado que desviar un pozo en agujero descubierto. Por lo tanto, las herramientas de corte deberán ser bien seleccionadas.

Por lo anterior, es importante hacer un buen diseño tanto de la tubería de revestimiento como de la distribución de los pozos laterales.

### **Ventajas**

- Los yacimientos pequeños pueden explotarse a menor costo de producción, reparación de pozos existentes
- Reducción en los costos de reparación
- Menos costo de recuperación secundaria
- Disponibilidad del equipo

### **Desventajas:**

- Restricción de la producción
- Corrosión de la tubería de perforación
- No se puede efectuar fracturamiento con alto gasto
- No se puede profundizar debajo de la tubería de revestimiento cementada
- Trabajos de cementación difíciles cuando se tienen terminaciones múltiples
- Problemas con presencia de arena

### **2.2.3.4 Técnicas de perforación de pozos de diámetro reducido**

Actualmente existen diferentes sistemas que se pueden aplicar a la perforación de pozos de diámetro reducido: rotatorio, motor de fondo y de muestreo continuo; aunque en algunas ocasiones estas técnicas se combinan para optimizar los resultados de avance y abatir los costos desde un 40 al 70%. Este ahorro se debe principalmente al empleo de quipos más pequeños, ritmos de penetración altos, tuberías de revestimiento de bajo costo, etc.

### 2.2.4 Perforación con Tubería Flexible (Coiled Tubing Drilling)

Por sus siglas en inglés CTD tiene una historia bastante extensa y recibió gran propaganda en la década de 90's hasta la fecha, la perforación con tubería flexible se sigue considerando una tecnología inmadura. Las razones para esto son muchas, que van desde la falta de comprensión de la tecnología con tubería flexible, aplicación incorrecta, hasta exagerar las expectativas. Las ventajas de los servicios con tubería flexible incluyen pequeño tamaño, gran movilidad y operaciones rápidas, las ventajas antes mencionadas se cumplen para trabajos convencionales con tubería flexible donde la perforación es de poca profundidad y el control direccional no es necesario; así como el agujero se puede dejar sin entubar.

Las operaciones de perforación complejas habitualmente requieren equipos de manipulación de tubería, manejo de BHA's largos, tubería flexible de gran diámetro, preventores (BOP's) y equipo de manejo de fluidos para limpieza de tubería, que no se requiere habitualmente para los servicios convencionales con tubería flexible.

Las aplicaciones más comunes de tubería flexible para la perforación direccional son las re-entradas (a menudo a través de la tubería de producción del pozo existente). La tubería flexible se utiliza para perforar tramos cortos, limpiar la zona deseada y se utiliza para ejecutar cualquier terminación requerida.

<b>Ventajas de la perforación con tubería flexible</b>	<b>Desventajas de la perforación con tubería flexible</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Permite Perforar Bajo Balance (UBD).</li><li>• Contiene Totalmente la Presión</li><li>• Tamaño Reducido y Mayor Movilidad.</li><li>• Tiempos más Rápidos.</li><li>• Menos personal de servicio</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Imposibilidad de girar.</li><li>• Límite de vida de los fluidos de perforación.</li><li>• Poca disponibilidad de equipo y de experiencia con CT</li></ul>

**Tabla 2. 4** Ventajas y desventajas de la perforación con tubería flexible

### **2.3 Control de la Perforación de un Pozo Multilateral**

Los procedimientos para el control de pozos multilaterales son similares a los pozos convencionales, excepto que uno o más laterales pueden permanecer abiertos a la zona productora en intervalos considerables de tiempo mientras otros son perforados. El procedimiento normal es mantener las condiciones sobre balance durante la operación de perforación de todos los laterales. El uso de la perforación bajo balance es una técnica a menudo aplicada cuando se perforan los laterales con tubería flexible. Donde la capacidad del manejo de fluidos en la superficie permite las condiciones de bajo balance en el pozo. La técnica de perforación bajo balance usa un lodo de perforación pesado y también proporciona bajas condiciones estáticas en la barrena; además la presión por fricción cae en el espacio anular.

#### **2.3.1 Causas de los brotes**

Sin ser detectados hasta que es demasiado tarde, un brote de hidrocarburos dará como resultados durante los intentos de recuperar el control del pozo: tiempo operativo perdido, operaciones de riesgo con gas y aceite a alta presión y la posible pérdida de equipos. Si el brote es reconocido y controlado a tiempo, puede ser fácilmente manipulado y expulsado del pozo en forma segura.

Como un brote de hidrocarburos podría suceder en cualquier momento, debemos estar siempre en condiciones de reconocerlo, identificarlo y reaccionar ante todos los indicadores. Estos indicadores nos permiten saber tanto si las condiciones para un brote existen o si en el pozo pudiese estar ya ocurriendo un brote. Tiene sentido que se utilicen todos los medios posibles para prevenir un brote.

### **2.3.1.1 Fallas en el llenado adecuado del pozo**

El no mantener al pozo lleno durante un viaje de tubería es una de las principales causas de los brotes. Muchos factores intervienen durante una maniobra, esto es que al momento de sacar la tubería, prácticamente estamos removiendo un cierto volumen de acero dentro del pozo y al no sustituirlo por un volumen igual de lodo, el nivel de fluidos en el pozo caerá y esto dará en una pérdida de la presión hidrostática que afectará a la presión del fondo del pozo. Al reducir la presión hidrostática por debajo a la de formación, permitiremos que el pozo fluya.

En condiciones normales si la circulación puede ser detenida antes de la maniobra sin presentarse un influjo, entonces no debería ocurrir un brote durante la maniobra. Un factor que a menudo no se toma en cuenta es la fuerza de fricción ejercida contra la formación por el fluido durante su circulación, esta fuerza es llamada de pérdida de carga anular. Una vez que las bombas han sido detenidas, la pérdida de presión por circulación desaparece y la presión en el fondo del pozo se reduce a la presión hidrostática de la columna de fluido en el anular. Esta disminución en la presión de fondo podría permitir que el pozo comience a aportar fluido de formación y originar un brote de hidrocarburos.

### **2.3.1.2 Densidad insuficiente del fluido de perforación**

En este caso nos encontramos con la causa principal para que se presente un brote de hidrocarburos. Cuando se perfora una zona permeable, la presión hidrostática del fluido de perforación es menor que la presión de poro dando como resultado de esto que los fluidos de formación invadan al pozo y consecuentemente se tenga un brote. Las presiones de formación anormales frecuentemente se encuentran asociadas a esta causa.

---

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

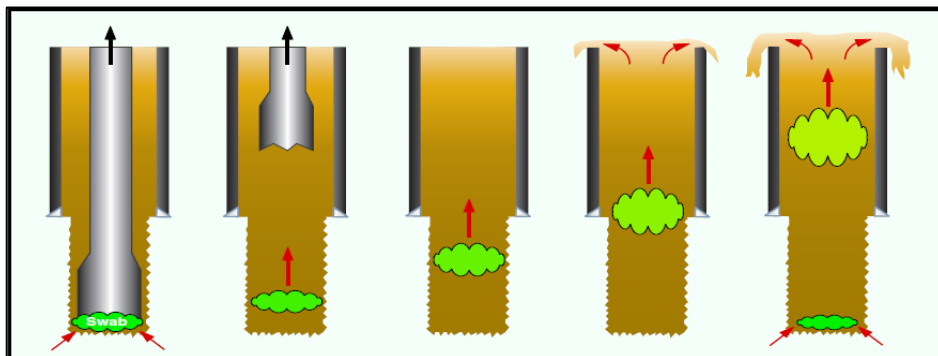
Los brotes causados por densidades insuficientes pueden tener una solución aparente al perforar con una densidad mayor, sin embargo esto no es lo más viable, porque:

- Se puede exceder el gradiente de fractura de la formación e inducir una pérdida de circulación parcial o total.
- Incrementa el riesgo de tener pegaduras por presión diferencial.
- Aumenta el daño a la formación, cuestión que afecta demasiado en el momento de poner a producir al pozo.

### 2.3.1.3 Swabbing y Surging

Llamamos Swabbing al efecto que surge cuando se saca la tubería demasiado rápido y que en muchos casos disminuye de manera significativa y temporal la presión de fondo, ocasionando un estado de bajo balance y así permitiendo que los fluidos de formación entren al pozo (**Fig. 2.20**).

Extrayendo tubería del pozo la pérdida de carga se presenta en dirección hacia arriba y disminuye la presión de fondo, mientras que bajando tubería al pozo el aumento de carga es en dirección hacia abajo, esto incrementa la presión de fondo.



**Figura 2.20** Efecto Swabbing

Los efectos Swabbing y Surging deben considerarse en los siguientes casos:

- Alta velocidad de viaje de tubería.
- Amplia reducción del espacio anular.
- Gran longitud de la sarta de perforación
- Alta viscosidad del lodo.

El efecto de Surging se incrementa con la profundidad y se coloca en su máximo cuando la barrena está cerca del fondo, al mismo tiempo es intensificado por obstrucción de arcillas en la barrena o sobre los estabilizadores, ya que de alguna manera taponan al pozo.

### 2.3.1.4 Pérdida de circulación

Una causa importante de los brotes es la pérdida de lodo de perforación por medio de fracturas naturales o inducidas. Un descenso en el nivel de lodo provoca la disminución de presión hidrostática y así en zonas suficientemente permeables puede ocasionar un brote (**Fig. 2.21**). Las pérdidas de circulación las podemos clasificar en:

- *Parcial*: cuando el volumen de lodo que sale es menor que el de la entrada.
- *Total*: cuando no hay retorno de lodo del pozo.

Donde las causas más comunes son:

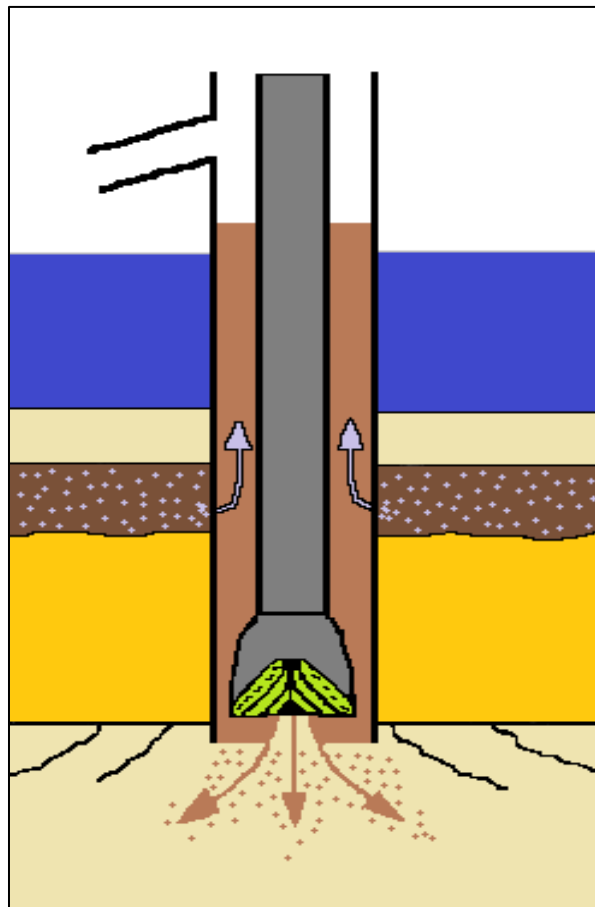
- *Naturales (geológicas)*:
  - Formaciones fracturadas.
  - Formaciones cálcicas.
  - Fallas.



## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

- *Operativas.*
  - Surging.
  - Las pérdidas de carga sustanciales en el anular.
  - El comenzar la circulación a través de pozos de pequeño diámetro a gran profundidad.



**Figura 2.21** Pérdida de circulación

### 2.3.1.5 Fluido de perforación contaminado con gas

Al estar perforando podemos encontrarnos estructuras contenedoras de gas, por lo tanto tener una liberación de gas bastante considerable, el cual estará contaminando a nuestro fluido ó lodo de perforación dando pie a la disminución de la densidad del lodo y por ende a la presión de fondo.

El gran riesgo que tenemos, es el flujo y expansión de gas a través del lodo de perforación, que es un factor importante en la aparición de un brote y depende principalmente de:

- *Drilling gas*: Gas liberado al momento de estar triturando la roca.
- *Connection gas*: Gas que se acumula durante las pausas para anexar tubería.
- *Trip gas*: Gas que se acumula durante el cambio de barrena.

Estas acumulaciones llegan a ser peligrosas si el volumen de gas es grande, lo cual puede ocurrir al inicio de la perforación (diámetro grande y alto régimen de perforación) y cuando las pausas sean de tiempos muy grandes, lo que permitiría el avance de gas hacia la superficie.

### **2.3.1.6 Fluido de perforación contaminado con agua de formación**

Si se perfora una formación porosa y permeable conteniendo agua de formación con una presión de formación mayor a la presión hidrostática del fluido de perforación, puede ocurrir un brote. El brote puede ser detectado por:

- El incremento de cloruros en el fluido.
- Cambios en la densidad del lodo de perforación o en sus propiedades reológicas.
- Por el incremento en el nivel de las presas.

### **2.3.2 Indicadores y detección de brotes**

En una situación de brote de hidrocarburos es vital reconocerle tan pronto sea posible. Para esto es necesario llegar a reconocer e interpretar de manera correcta distintas características específicas, que nos permiten detectar la infiltración de fluido de formación.

#### **2.3.2.1 Incremento en la tasa de perforación**

Al perforar y tener parámetros de perforación consistentes como el desgaste de la barrena, podríamos estar analizando la tendencia normal de disminución de perforación. Si la diferencia de presión entre la presión hidrostática del fluido de perforación y la presión de formación disminuye, ocurrirá un aumento en la tasa de perforación.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Un aumento general y constante en la tasa de penetración es a menudo un buen indicador de que una zona de transición pudo haber sido perforada mientras que en un aumento bastante rápido en la tasa de penetración puede indicar que hemos entrado a una formación de presión anormal o de alta permeabilidad y se ha producido una situación de bajo balance.

### **2.3.2.2 Incremento en el torque y arrastre de la sarta de perforación**

El aumento en el arrastre y torque de rotación son observaciones frecuentes cuando se está perforando formaciones de lutitas sobre presionadas y se tiene un lodo cuya densidad ocasiona que exista una situación bajo balance por lo que carece de poder contener la intrusión física de la formación al pozo e invasión de hidrocarburos por el espacio anular.

### **2.3.2.3 Aumento en el peso de la sarta**

El fluido de perforación en el pozo provoca un efecto de flotación, el cual reduce el peso efectivo de la sarta que debe ser soportado por la torre de perforación.

Los fluidos de perforación más pesados tienen mayor efecto de flotación que los fluidos ligeros. Cuando ocurre un brote y los fluidos de menor densidad entran al pozo, el efecto de flotación se reduce. Como consecuencia el peso observado de la sarta se incrementa.

### 2.3.2.4 Flujo del pozo con bombas paradas

Este es un indicador muy seguro de que un influjo está en progreso. El fenómeno se puede apreciar con mayor facilidad en pozos con diámetro reducido, donde las pérdidas de presión anular son significativas.

En este caso al parar la circulación, las pérdidas de presión en el anular se cancelan y entonces la presión de formación puede exceder a la presión hidrostática, permitiendo así la entrada de fluido de formación al pozo, y teniendo las bombas apagadas, nos percatamos de la alarmante señal de que aún existe flujo del pozo hacia afuera.

### 2.3.2.5 Aumento del volumen de lodo en presas

Una ganancia en el volumen total de lodo en presas y suponiendo que no hayan sido añadidos materiales significativos en superficie, es un importante indicador de que hay cierto avance de fluidos de formación o expansión de gas por el espacio anular.

Debido al movimiento generado por las olas y por el diseño de las presas, es muy probable que a simple vista se observen grandes cambios en el nivel total aun cuando éste se mantiene constante, es por esta razón que se implementan totalizadores de flujo.

Cuando el aumento de nivel o volumen total de presas sea muy grande y real, es necesario parar la operación presente y realizar una prueba de flujo o *flow check*, si no se detecta algún brote, revisar la razón de la anomalía.

### **2.3.2.6 Aumento en la velocidad y disminución de la presión de Bombeo**

Un cambio en la presión de bombeo suele ser un indicador más de un brote. La entrada inicial de los fluidos invasores al pozo en ocasiones provoca la floculación del fluido y un aumento temporal de la presión de bombeo.

Sin embargo, como el fluido invasor de densidad menor a la del fluido de perforación continua entrando al pozo y desplazando al fluido de control, el fluido en el espacio anular llega a ser más ligero que el fluido que llena la tubería de perforación, lo que da como resultado una disminución en la presión de la bomba y un incremento en la velocidad de esta.

Sin embargo, cabe mencionar que esta señal, no solo indica la posible presencia de un brote, ya que existen otros problemas en la perforación relacionado a este, como por ejemplo la presencia de una fisura en algún punto de la sarta de perforación.

### Capítulo 3. Terminación de Pozos Multilaterales

La terminación de pozos multilaterales es muy diferente a la de los pozos verticales, o incluso a un pozo horizontal. La clave para distinguir los componentes de una terminación de un pozo multilateral es la construcción de la junta, la cual probé comunicación y conducción entre los laterales y el pozo principal. En 1997, un grupo de compañías de servicios, TAML (Technology Advancement- Multi Laterals), generaron una línea de guías para describir los niveles de terminaciones multilaterales. Ellos dividieron las terminaciones multilaterales en 7 niveles, con el nivel 6s como un subnivel 6.

La terminación es una operación crítica que depende de la complejidad de la desviación del pozo, la formación, el tipo de pozo, las alternativas de tubería de revestimiento y al tipo de terminación seleccionada.

Durante los últimos años, la tecnología de terminación de pozos ha llamado la atención. A lo largo de este periodo se han desarrollado procedimientos operativos que facilitan la aplicación de ésta tecnología en conjunto con la operación de herramientas especiales para la terminación. Las primeras terminaciones se venían dando en agujero descubierto y hoy en día surge la necesidad de cementar las tuberías de revestimiento en la zona productora, el espesor y grado de dureza de la tubería, depende del radio (largo o medio) a perforar, esto para aislar zonas problemáticas dentro del direccionamiento del pozo y con el fin de realizar trabajos futuros de reparación.

Los objetivos de la terminación son:

- 1) Prevenir derrumbes.
- 2) Eliminar la producción de arenas.
- 3) Aislar zonas productoras de agua y gas.
- 4) Permitir tratamientos efectivos de estimulación, entre otros.

### 3.1 Consideraciones en el Diseño de una Terminación Multilateral

Hay algunas cuestiones relacionadas en la selección y diseño de un pozo multilateral. Los aspectos principales incluyen la estabilidad del pozo en las juntas y el control de la producción/inyección tanto en el pozo principal como en los laterales y operaciones de reentradas futuras o simulación. Hogg en 1997 presento una guía para el diseño de las consideraciones para pozos multilaterales. Las siguientes son algunos factores:

1. Análisis del yacimiento.
  - a) Evaluación del yacimiento: Determinar volúmenes, número y longitudes de los laterales, tasa de flujo, etc.
  - b) Presión de Poro: Los laterales se pueden dañar por presiones anormales.
  - c) Geometría del yacimiento: Las “barreras de flujo parcial” influyen en el diseño y número de los laterales.
  - d) Drene: Estrategia basada en el ciclo de vida del campo.
  - e) También aplicaciones de inyección, temperatura, protección contra corrosión, etc.
  
2. Análisis geológico.
  - a) Asentamiento de junta y lateral: Las juntas pueden ser asentadas en una formación estable, litología “no-reactiva”, que permita que se formen cambios bruscos en dirección e inclinación.
  - b) Conificación de agua o gas: Se puede minimizar y producir de una sección horizontal.



## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

### 3. Análisis de perforación.

- a) Estabilidad de la conexión pozo principal – lateral.- La estabilidad del agujero ayuda a definir qué tipo de conexión se requiere. El colapso de la misma es una de las mayores causas de falla de los pozos multilaterales.
- b) Manejo de recortes.- Se debe considerar equipos para “recoger” recortes y así evitar problemas a la salida de la tubería de revestimiento.
- c) Control del pozo.- Aislar un lateral perforado y terminado mientras se trabaja en otro lateral. Cuando no se aísla, puede influenciar y dañar la zona de producción del lateral o puede haber “pegamiento” o atascamiento.
- d) Estabilidad del agujero.- Sistema de lodo.

### 4. Tubería de revestimiento y cementación.

- a) Laterales y tamaño del liner lateral (para trabajos de reparación).
- b) Cementación: para fortalecer la conexión.

### 5. Junta (Conexión Pozo Principal – Lateral).

- a) Estabilidad de la formación.
- b) Control de producción de arena.
- c) Durabilidad de la conexión.
- d) Hidráulica

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

### 6. Terminación y producción.

- a) Control de arena.
- b) Producción de agua: Cuánta agua se espera producir y si es posible manejar esta producción.
- c) Declinación de producción: Puede producir un colapso de la conexión y se debe considerar para el diseño de la longitud de la misma.
- d) Diseño de la terminación: Para el control de flujo, para aislar secciones o para re-entrar a la tubería.

### 7. Accesibilidad futura.

- a) Acceso a los laterales y al pozo principal.
- b) Acceso para cuando se requiera hacer una estimulación o limpieza.
- c) DI (diámetro interno) necesario.

### 8. Producción mezclada o separada (aislada).

Existen áreas que no permiten “mezclar” la producción de dos diferentes yacimientos o entre dos laterales. Por tanto, en el diseño se debe considerar el aislamiento de cada lateral. Si las condiciones son favorables, entonces se puede considerar producción mezclada.

### 9. Plan de contingencia.

Tener un plan de contingencia para manejar las fallas mecánicas, costos, control de pozo, estabilidad de la junta, etc.

### 3.2 Clasificación de las Terminaciones

Como se mencionó anteriormente los pozos multilaterales se caracterizan de acuerdo con las definiciones establecidas en el Foro de Avance Técnico de Pozos Multilaterales, como resultado del consorcio compuesto por compañías de servicio y operadores de perforación, cuyos miembros son: Schlumberger, Baker Hughes, BP-Amoco, Chevron, Mobil, Norsk Hydro, Phillips, Saga, Shell, Smith, Sperry Sun, Statoil, Texaco, TIW, Total, Weatherford, Well Service Technology. Dicho foro fue celebrado en Aberdeen, Escocia, el 26 de julio de 1999, y actualizado en una propuesta efectuada en julio de 2002. Estos estándares clasifican a las conexiones en seis niveles, Nivel 1, 2, 3, 4, 5 y 6, según el grado de complejidad mecánica, conectividad y aislamiento hidráulico. Esta clasificación permite a los operadores de perforación de pozos reconocer y comparar más fácilmente la funcionalidad de la unión y evaluar el riesgo-beneficio entre un diseño y otro.

Las conexiones laterales constituyen un elemento crítico de las terminaciones de pozos multilaterales y pueden fallar bajo la acción de los esfuerzos existentes en el subsuelo y ante las fuerzas inducidas por la temperatura y las presiones diferenciales que se desarrollan durante la producción del pozo.

Las conexiones se dividen en dos grupos generales: aquellas que no presentan integridad hidráulica (Niveles 1, 2, 3 y 4) y las que sí lo hacen (Niveles 5 y 6). En la **Figura 3.1** se muestra esta clasificación, donde la diferencia entre el nivel 5 y 6 es que en el primero la integridad hidráulica se presenta en el interior del pozo principal y en el segundo se tiene en el interior del lateral (círculo rojo). El éxito de los pozos multilaterales depende de la durabilidad, la versatilidad y la accesibilidad de las conexiones. Los Niveles 3 y 6 surgieron como las conexiones multilaterales preferidas. Las conexiones del Nivel 3 traen incorporado un empalme y una conexión mecánica entre la tubería de revestimiento del tramo lateral y la tubería de revestimiento primaria que permite el acceso selectivo y el reingreso a las ramificaciones laterales.

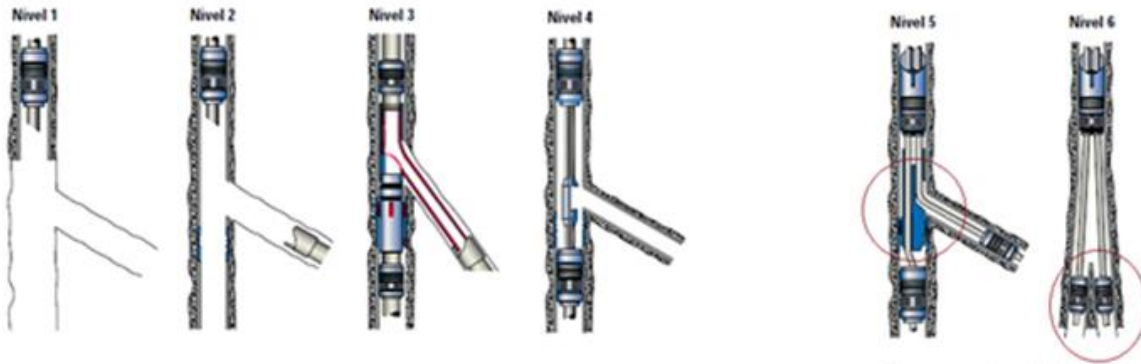
## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Las conexiones del Nivel 6 forman parte integrante de la sarta de revestimiento primaria que ofrece integridad hidráulica y acceso a los tramos laterales.

No presentan integridad hidráulica

Si presentan integridad hidráulica

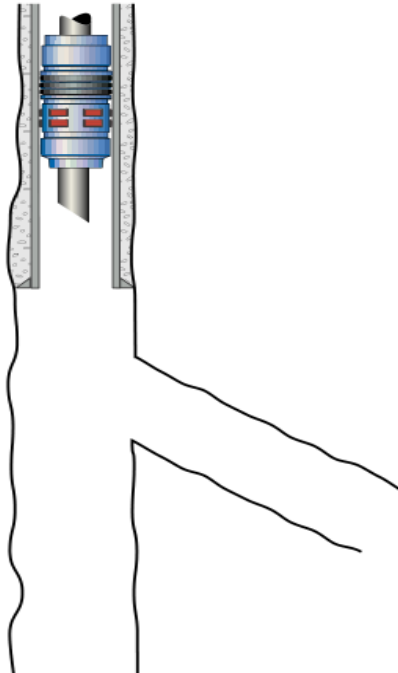


**Figura 3.1** Clasificación de las conexiones multilaterales

### 3.2.1 Nivel 1

Pozo de re-entrada sin entubar o conexión sin soporte (**Fig. 3.2**).

- Union sin soporte
- Bajo costo
- Aplicable en formaciones consolidadas
- Control de producción limitado
- Se utiliza en pozos de radio corto o intermedio
- Acceso limitado al lateral

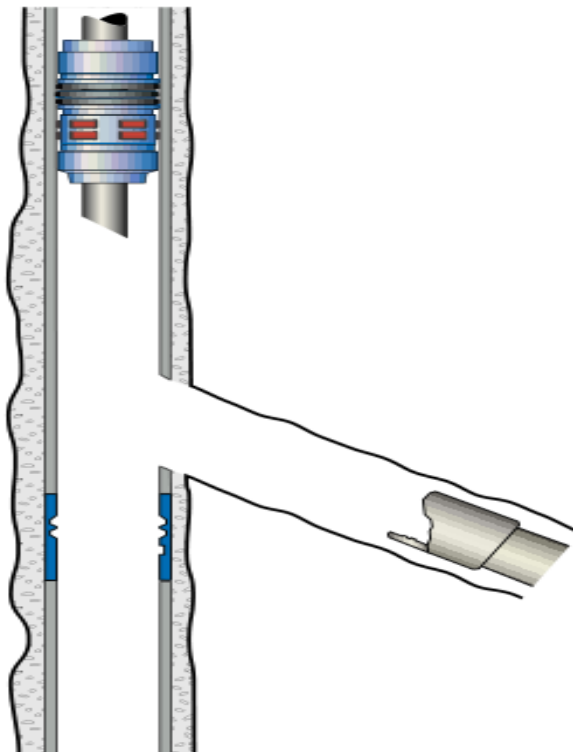


**Figura 3.2** Diagrama de un pozo con una conexión "Nivel 1"

### 3.2.2 Nivel 2

Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral terminado en agujero descubierto o con tubería de revestimiento desprendida (**Fig. 3.3**).

- Acceso completo al pozo principal
- La junta no está soportada mecánicamente
- El acceso al lateral es posible pero limitado
- Se utiliza en formaciones consolidadas

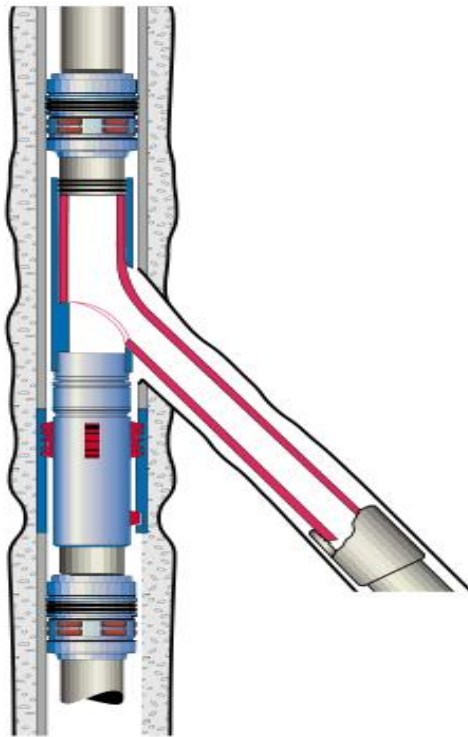


**Figura 3.3** Diagrama de un pozo con una conexión “Nivel 2”

### 3.2.3 Nivel 3

Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral entubado y sin cementar, con tubería de revestimiento conectada mecánicamente al pozo principal (color rojo) (Fig. 3.4).

- El lateral está anclado pero no cementado
- Acceso tanto a la tubería de revestimiento principal como al lateral
- No hay integridad hidráulica en la unión
- Fácil acceso al agujero principal y lateral

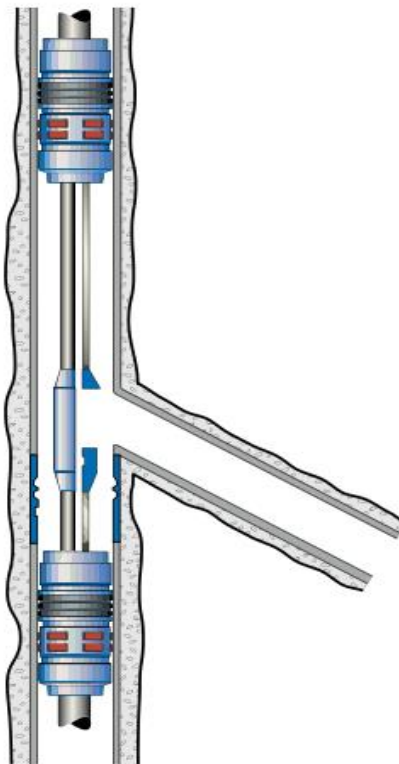


**Figura 3.4** Diagrama de un pozo con una conexión “Nivel 3”

### 3.2.4 Nivel 4

Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral entubado y cementado, con tubería de revestimiento del tramo lateral conectado mecánicamente al pozo principal (Fig. 3.5).

- Las dos tuberías de revestimiento cementadas en la unión
- Bajo costo
- Fácil acceso al agujero principal y lateral
- Se utiliza en formaciones consolidadas o no consolidadas



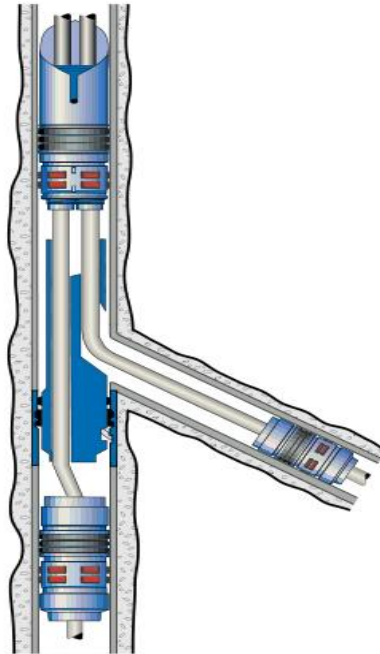
**Figura 3.5** Diagrama de un pozo con una conexión "Nivel 4"



### 3.2.5 Nivel 5

Pozo principal entubado y cementado y tramo lateral entubado, cementado o sin cementar, donde la integridad y el aislamiento hidráulico están dados por los componentes de terminación adicionales ubicados dentro del pozo principal (empacadores, sellos y tubulares) (**Fig. 3.6**).

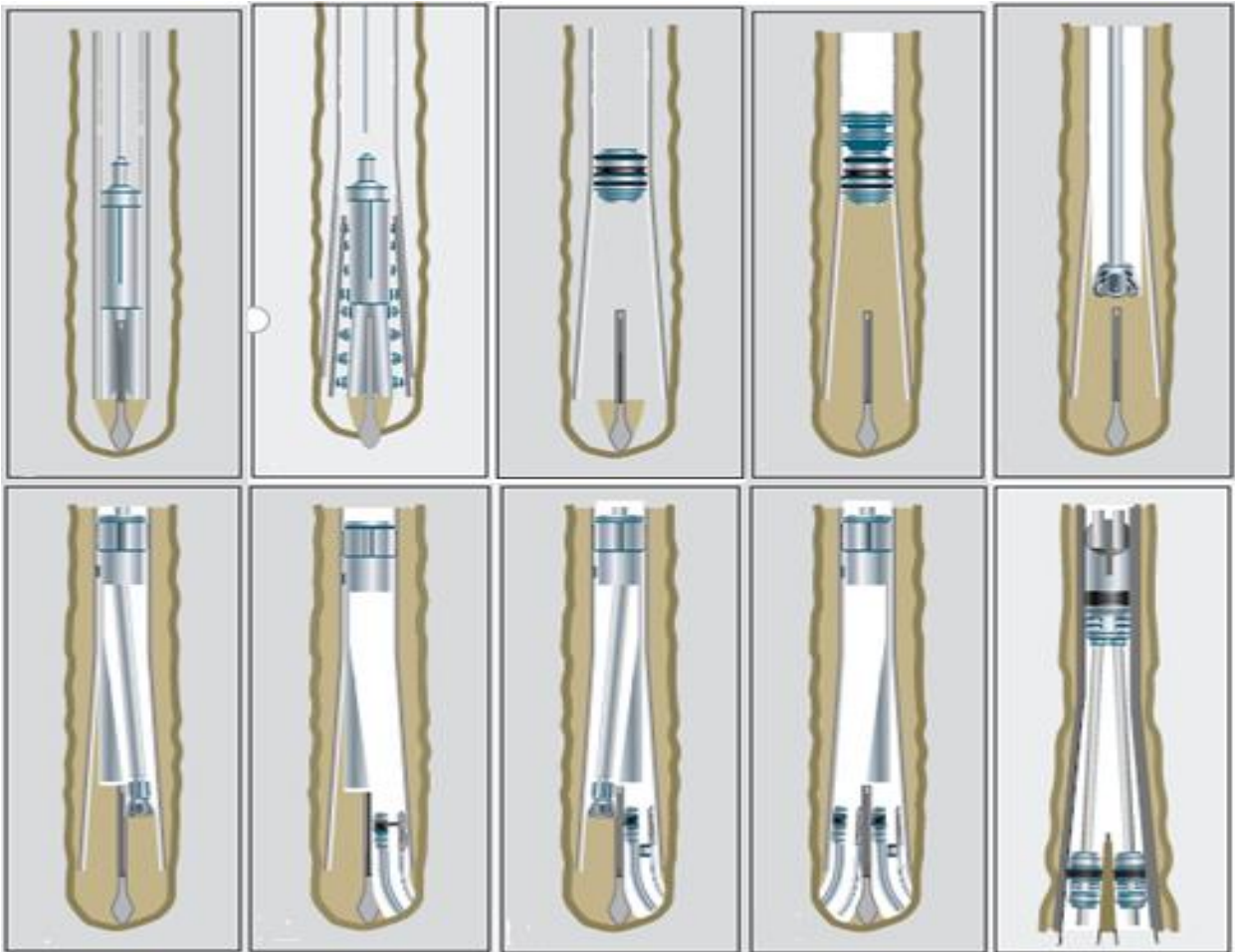
- Integridad hidráulica
- Costos altos
- Se utiliza en formaciones consolidadas o no consolidadas



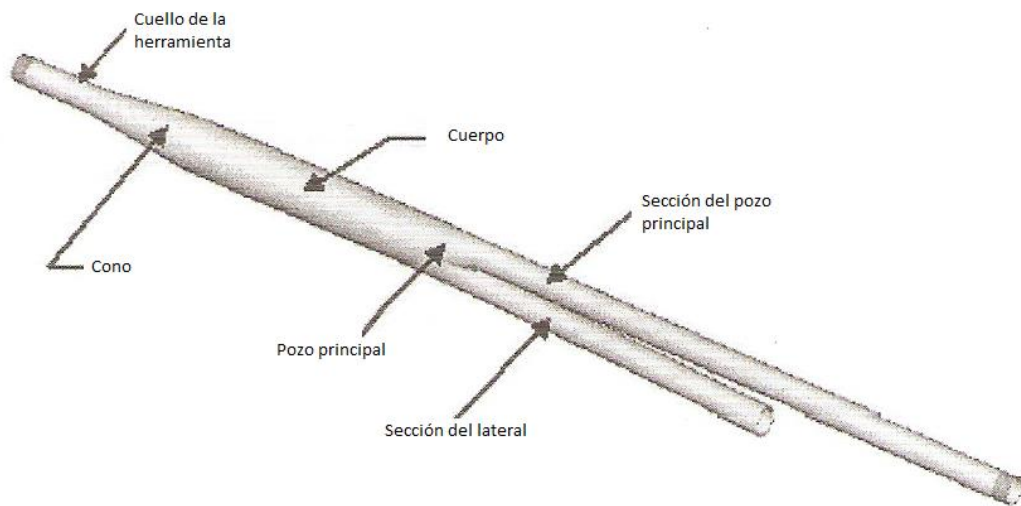
**Figura 3.6** Diagrama de un pozo con una conexión “Nivel 5”

### 3.2.6 Nivel 6

El nivel 6 es la terminación más avanzada en la terminación multilateral. La integridad de la presión y el aislamiento hidráulico en la junta se consiguen con la tubería de revestimiento. Existen dos formas de terminación, la que utiliza una herramienta expandible (**Fig. 3.7**) que tiene la limitación a la fuerza de colapso y la no expandible (**Fig. 3.8**) está limitada al diámetro interno de la tubería de revestimiento del pozo principal.



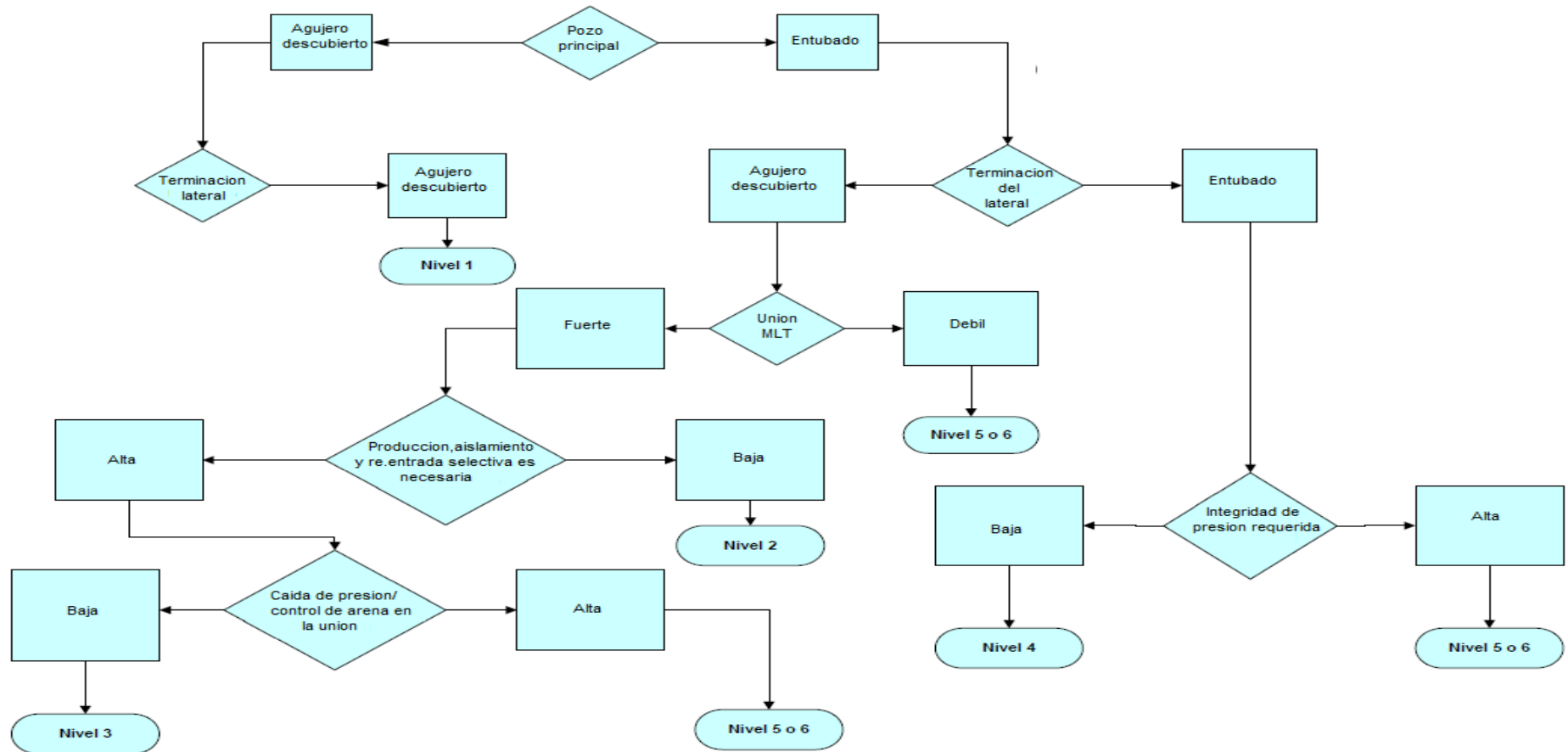
**Figura 3.7** Procedimiento para la terminación del nivel 6 con herramienta expandible



**Figura 3.8** Herramienta no expandible para la construcción del nivel 6

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

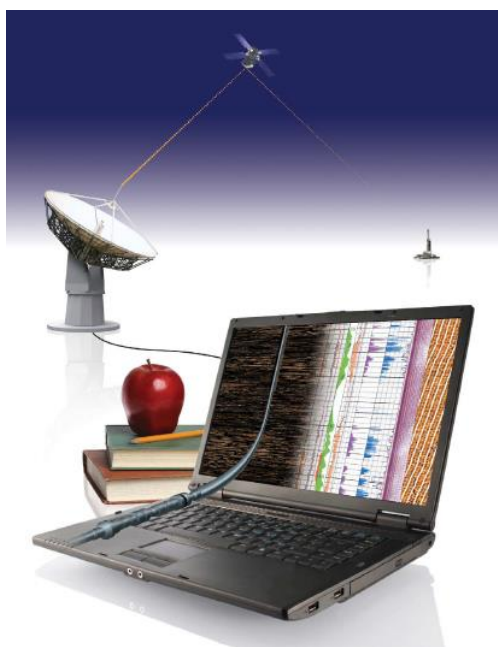
En la **Figura 3.9** se muestra un diagrama de flujo con el cual podemos seleccionar el nivel de la conexión necesaria.



**Figura 3.9** Diagrama para la selección del nivel de junta

### 3.3 Terminaciones Inteligentes

En los últimos años, la confiabilidad de la tecnología de monitoreo y control de pozos en forma remota ha mejorado de manera sorprendente (**Fig. 3.10**). Considerada en algún momento por los operadores como una alternativa a las difíciles operaciones de intervención con equipos de terminación o reparación de pozos, la tecnología de pozos inteligentes ha madurado para convertirse en una herramienta poderosa de manejo de yacimientos.



**Figura 3.10** Esquema de monitoreo de un pozo inteligente

Pozos Inteligentes.- Son aquellos pozos cuyas zonas de producción pueden ser monitoreadas y controladas en el fondo del pozo sin intervención física alguna.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

El objetivo principal de las terminaciones inteligentes es optimizar el rendimiento con una interrupción mínima en la producción por intervenciones, ya sea cuando se presentan problemas de producción o en operaciones de inyección. Los pozos inteligentes pueden utilizarse para incrementar la recuperación de forma menos costosa, comprobar el potencial de los nuevos descubrimientos y reducir significativamente la producción de agua. En los pozos inteligentes, el dispositivo de control de flujo puede manipular el rendimiento de los laterales individuales y optimizar el rendimiento general.

Cuando alguno de los laterales experimenta problemas, tal como la irrupción temprana de agua o exceso de producción de gas, el lateral específico puede ser cerrado por la operación del dispositivo de control de flujo desde la superficie sin alterar los otros laterales. El monitoreo y control del fondo del pozo puede también identificar y prevenir flujo cruzado mediante la regularización de la presión de la junta.

La información obtenida de las terminaciones inteligentes puede ser usada para administrar, verificar y actualizar las propiedades del yacimiento en los modelos de simulación.

A través del monitoreo y el control de los yacimientos en tiempo real, los pozos inteligentes aprovechan el máximo contacto con los yacimientos y la ubicación precisa de los pozos, provistos por las innovaciones recientes en materia de perforación y terminación de pozos, para generar tasas de recuperación significativamente más altas y una producción acelerada.

Este tipo de tecnologías que permite la explotación de más de una zona a la vez ha constituido una alternativa viable sólo cuando las zonas son compatibles en términos de presión y composición de fluidos. También es posible explotar simultáneamente dos, tres y a veces cuatro intervalos disparados a través de terminaciones en las que cada

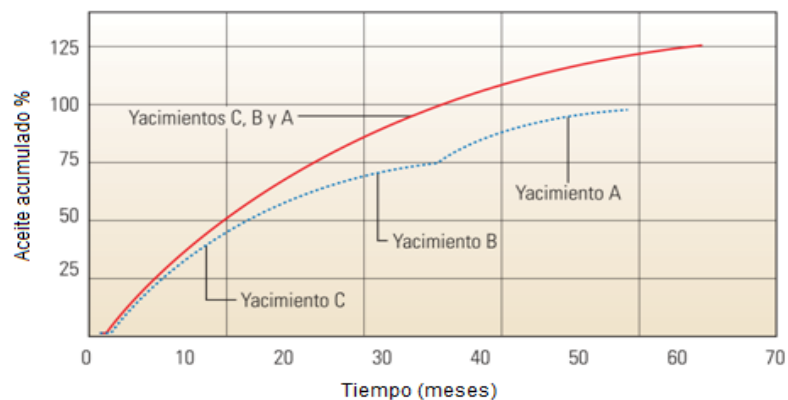
## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

zona se aísla mecánicamente de las otras y se hace fluir a la superficie mediante tuberías de producción independientes.

La producción secuencial consiste en explotar una zona del yacimiento hasta llegar a su límite económico, antes de taponarla y abandonarla para terminar la zona siguiente. Este ciclo se repite hasta que todas las zonas se han agotado. En casi todos los casos, esta estrategia deja atrás volúmenes considerables de reservas y se traduce en perfiles de producción pobres debido a la extensión de los períodos de agotamiento de cada zona.

Por el contrario, la utilización de terminaciones inteligentes en un esquema de producción secuencial, que implica abrir y cerrar cada zona en forma remota desde la superficie, mejora la producción mediante la eliminación tanto de los costos de intervención como de los perfiles de producción pobres.

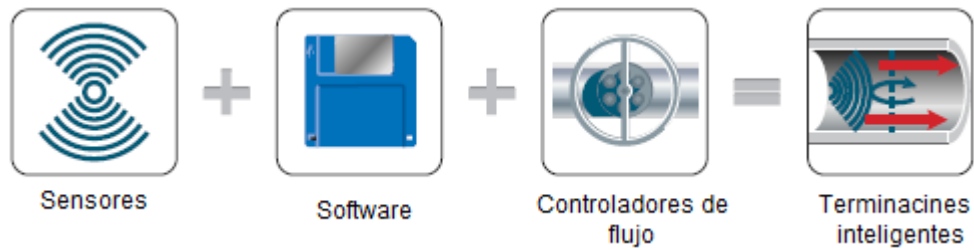
En la **Figura 3.11** se muestra un ejemplo de producción mezclada contra producción secuencial. Los beneficios de una estrategia de producción mezclada (rojo) con respecto a una estrategia de producción secuencial (azul), quedan demostrados en estas curvas de producción de un operador en el Golfo de México.



**Figura 3.11** Producción mezclada contra producción secuencial

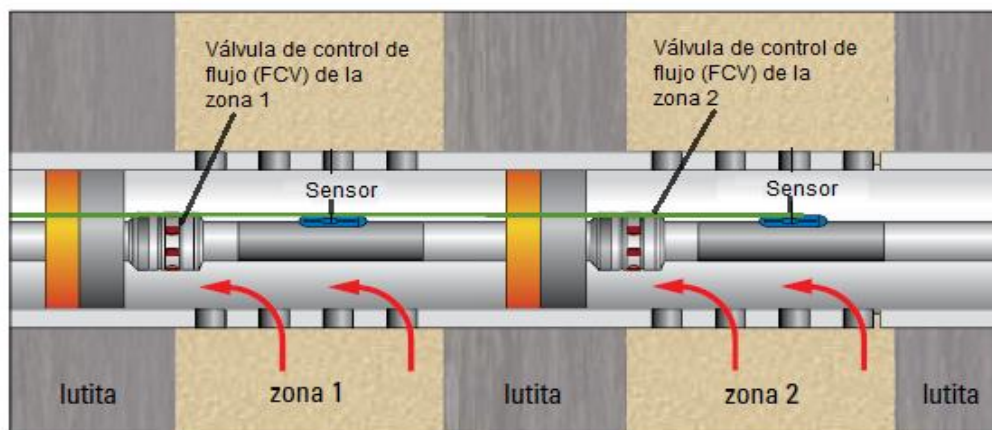
## 3.3.1 Equipo de las terminaciones inteligentes

El equipo de las terminaciones inteligentes puede ser categorizado dentro de dos grupos importantes: sensores para monitoreo de las condiciones de fondo (presión, temperatura, velocidad de flujo y otras propiedades del yacimiento/fluido) y estranguladores de fondo ó dispositivos de control de flujo (**Fig. 3.12**).



**Figura 3.12** Elementos de una terminación inteligente

Como se mencionó anteriormente la tecnología de terminación despliega sensores de fondo permanentes para medir las condiciones de flujo y dispositivos de fondo para regular el flujo. En la **Figura 3.13** se muestra un esquema de un yacimiento con dos intervalos productivos con terminación inteligente que consta de válvula de control de flujo "FCV" (por sus siglas en ingles) y sensores de fondo. En una terminación inteligente de múltiples zonas, cada zona se encuentra aislada, monitoreada y controlada.

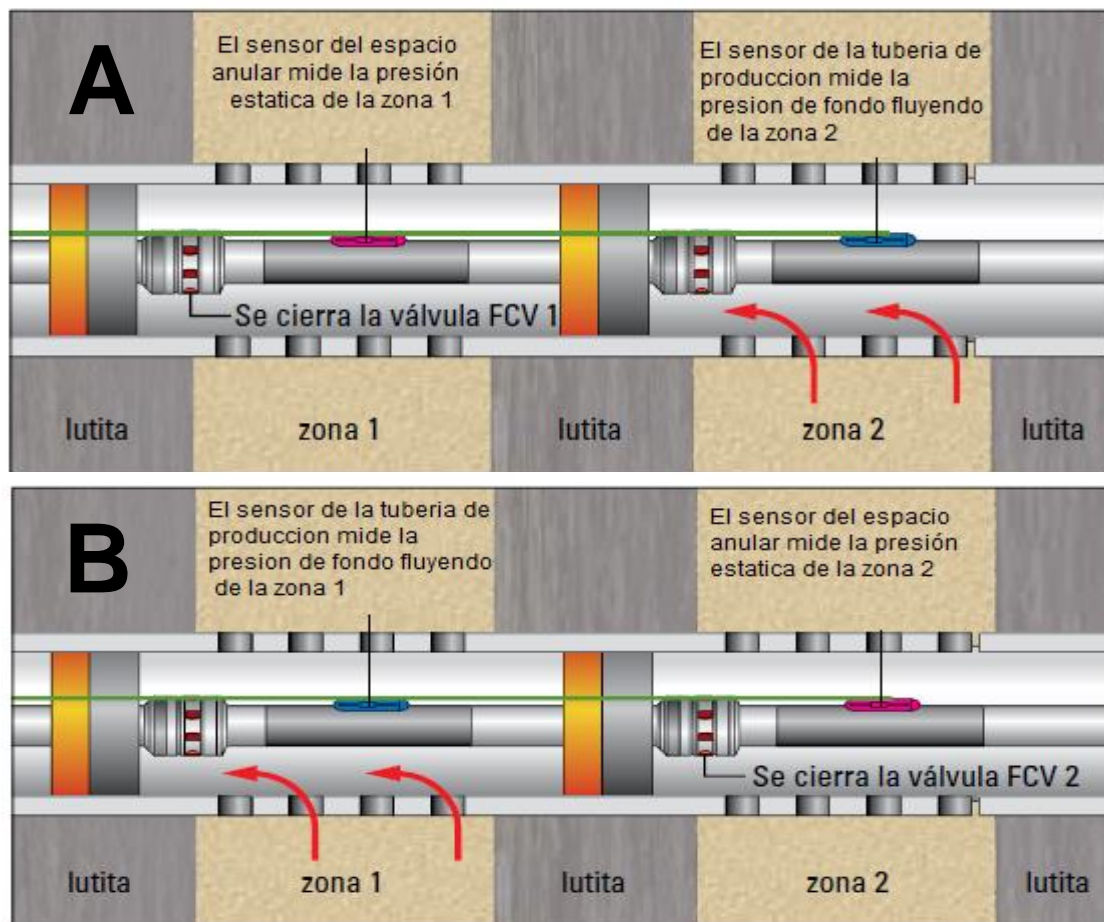


**Figura 3.13** Ejemplo de una terminación inteligente



## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

Este tipo de terminación permite medir la presión de fondo fluyendo o la presión estática de cada intervalo o “zona” a partir del monitoreo y control de forma remota. Esto se puede lograr de la siguiente manera: La presión de fondo fluyendo de la zona 2 se puede medir cerrando la válvula de control de flujo (FCV) de la zona 1 y a su vez se registra el incremento de presión en la zona 1 hasta llegar a su presión estática como se muestra en el inciso **A)** de la **Figura 3.14**. Cerrando la FCV en la zona 2 y abriendo la de la zona 1 se puede medir la presión de fondo fluyendo de la zona 1 y se puede determinar la presión estática de la zona 2 inciso **B)** de la **Figura 3.14**.



**Figura 3.14** Procedimiento para la medición de presión de fondo fluyendo y estática en un pozo inteligente

## Capítulo 4. Productividad de los Pozos Multilaterales

El comportamiento de un pozo multilateral, donde se mezcla la producción de varios laterales es un problema similar al de predecir la producción de varios pozos independientes conectados a un sistema de recolección común. El problema de estos sistemas es conocer las características de flujo para cada lateral, determinar las caídas de presión de los laterales al pozo principal, y conocer el flujo y caídas de presión en todo el pozo principal desde la junta a superficie.

Todas estas partes del sistema de un pozo multilateral están conectadas e influyen una sobre la otra, ya sea que requieran una solución simultánea de las ecuaciones que describen las diferentes partes del sistema, o una solución interactiva de algún tipo.

El primer paso en la predicción del comportamiento multilateral es determinar el comportamiento del flujo dentro del yacimiento. Para aplicar estos modelos de flujo a los distintos laterales, deben ser separados en diferentes estructuras de yacimiento. El mejor enfoque para predecir el comportamiento de un pozo multilateral puede ser a través de la aplicación de un simulador de yacimientos que pueda manejar las trayectorias complejas de flujo de un pozo multilateral.

El flujo en todos los segmentos del pozo debe ser modelado para predecir el comportamiento de un pozo multilateral. En gastos altos, la caída de presión en los laterales entubados puede ser alta o una variación significativa de la presión desde la punta hasta el final del lateral, en este caso se aplica modelos de flujo en tuberías para determinar las caídas de presión. Las caídas de presión en tuberías con flujo multifásico y cambios de inclinación se aplican para encontrar los perfiles de presión en los laterales.

### **4.1 Comportamiento de flujo**

El punto de partida de cualquier modelo de comportamiento de pozos multilaterales es la predicción del flujo del yacimiento al pozo o lateral. Los modelos del comportamiento de flujo para laterales horizontales que predicen el flujo dentro del pozo como una función de la reducción del yacimiento son usados para este propósito.

Para esto existen tres técnicas a usar: métodos analíticos/semianalíticos, el método de línea fuente y la simulación de yacimientos.

#### **4.1.1 Modelos Analíticos de Flujo para Laterales Horizontales**

Para derivar un modelo analítico de flujo hacia un lateral se requiere de suposiciones acerca de las condiciones de frontera del pozo, el régimen de flujo del pozo y las propiedades de los fluidos. En general, estos modelos asumen una presión constante a través del pozo, entonces la caída de presión a lo largo del lateral debería ser más pequeña comparada con la supuesta. También se asume flujo estacionario y pseudoestacionario de una sola fase, además incompresible o de compresibilidad despreciable. (Estos modelos pueden ser extendidos para otros sistemas de fluidos).

#### 4.1.1.1 Modelos de estado estacionario

- Modelos de Joshi

El modelo de flujo de estado estacionario desarrollado por Joshi (1988) basado en la solución analítica de Borisov fue una de los primeros modelos analíticos de afluencia en laterales horizontales y es aun utilizada. Joshi derivó una ecuación de gasto para un pozo horizontal de longitud **L** agregando una solución para la resistencia al flujo en el plano horizontal y plano vertical, tomando en cuenta la anisotropía vertical y horizontal. Considerando un pozo horizontal extendido en la dirección al eje **x** en un yacimiento de espesor **h**, donde **y** es la dirección horizontal perpendicular al eje del pozo, y **z** es la dirección vertical. Joshi trató separadamente el flujo horizontal en el plano **xy** y el flujo vertical en el plano **yz**. El flujo de dos dimensiones en el plano **xy** para una tubería de longitud **L** tendrá isobaras elípticas en estado estacionario, para suponer un drené elíptico con un eje mayor a **2a** (**Fig. 4.1**) y una presión constante en las fronteras del radio de drené nos da la siguiente ecuación.

$$q_h = \frac{2\pi k_0 \Delta p}{\mu B_0 \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right)} \dots \dots \dots (4.1)$$

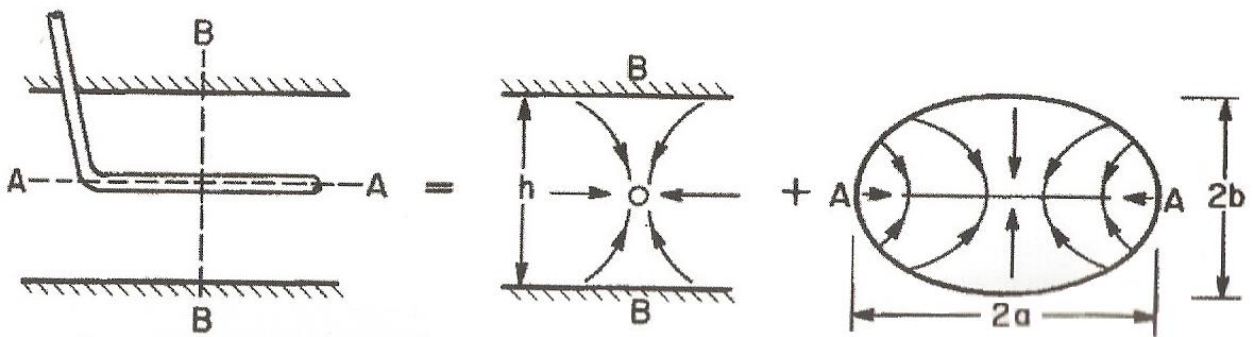
La cual fue multiplicada por el espesor del yacimiento para aproximar la producción de un plano de drené. El flujo del plano vertical **yz** (**Fig. 4.1**) fue aproximado para ser flujo radial de la frontera vertical, localizada a una distancia **h/2** del pozo, donde la presión es asumida como la misma de la frontera elíptica vertical. Estos rendimientos originan;

$$q_v = \frac{2\pi k_0 \Delta p}{\mu B_0 \ln \left( \frac{h}{2r_w} \right)} \dots \dots \dots (4.2)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

El cual fue multiplicado por el total de la longitud del pozo  $L$ , en resumen las contribuciones de flujo en el plano  $yz$  en todo el pozo. Las resistencias al flujo  $\Delta P/q$  para los planos  $xy$  &  $yz$  fueron entonces agregadas e igualadas para un  $\Delta P/q$  para obtener la IP para un yacimiento isotrópico como:

$$q = \frac{2\pi k_0 h \Delta p}{\mu B_0 \left( \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \left( \frac{h}{2r_w} \right) \right)} \dots \dots \dots (4.3)$$



**Figura 4. 1** Geometría de flujo del modelo de Joshi

Para un yacimiento anisótropo, la ecuación (4.3) anterior fue modificada por Joshi y después corregida por Economides (1991) para redefinirla como:

$$q = \frac{k_H h (P_e - P_{wf})}{141.2 \mu B_0 \left( \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{I_{ani} h}{L} \ln \left( \frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) \right)} \dots \dots \dots (4.4)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Donde la relación de anisotropía es definida como:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \dots \dots \dots (4.5)$$

La ecuación (4.4) se le conoce como ecuación de Joshi que esta expresada en unidades de campo (bl/día) para el gasto de aceite, (md) para la permeabilidad, (pies) para el espesor (psi) para la presión y (cp) para la viscosidad. La clave para dimensionar el yacimiento en la ecuación de Joshi es **a**, la longitud media de la elipse de drene en el plano horizontal. El eje menor de la elipse **2b** en la **Figura 4.1** está compuesta por la especificación de la longitud del pozo y la longitud del eje mayor, **2a**, desde el final del pozo hasta el foco de la elipse. Joshi relacionó la dimensión **a** para un radio equivalente cilíndrico igualando el área de la elipse a la de un cilindro de radio **r<sub>e</sub>** obteniendo:

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[ 0.25 + \left( \frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\}^{0.5} \dots \dots \dots (4.6)$$

Joshi presento una modificación al modelo para considerar la excentricidad en el plano vertical. Seleccionar el valor apropiado del parámetro **a**, es una parte importante para la aplicación de esta ecuación. La cual sería seleccionada en base a la mejor información disponible del yacimiento medida en la dirección del pozo (dirección de x) o en la dirección perpendicular al pozo (dirección de y).

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

**Ejemplo 4.1** Un lateral de 2000 ft de longitud está produciendo en un yacimiento de 50 ft de espesor, y tiene una permeabilidad horizontal de 10 md y una permeabilidad vertical de 1 md. El lateral es de 6 pulgadas de diámetro y el área de drene es de 4000 ft de longitud en la dirección del pozo y considerando un radio de drene 0.25 ft. La presión en la frontera es de 4000 psia, la viscosidad del aceite es de 5 cp, y el factor de volumen de la formación es 1.1.

Calcular una IP para este pozo lateral. ¿Cuál es el gasto en el fondo del pozo para una presión de 2000 psia?

*Solución:* una IP es la presión de fondo fluyendo como una función del gasto **n**.

Para el modelo de Joshi, de la ecuación 4.4 tenemos:

$$P_{wf} = P_e - \frac{141.2qB_0\mu}{k_H h} \left( \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{I_{ani}h}{L} \ln \left( \frac{I_{ani}h}{r_w(I_{ani} + 1)} \right) \right) \dots \dots \dots (4.7)$$

De la ecuación 4.5 tenemos:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{10}{1}} = 3.162 \dots \dots \dots (4.8)$$

Y **a** es 2000 pies, la mitad de la extensión del yacimiento en la dirección del pozo. Sustituyendo en la ecuación 4.7

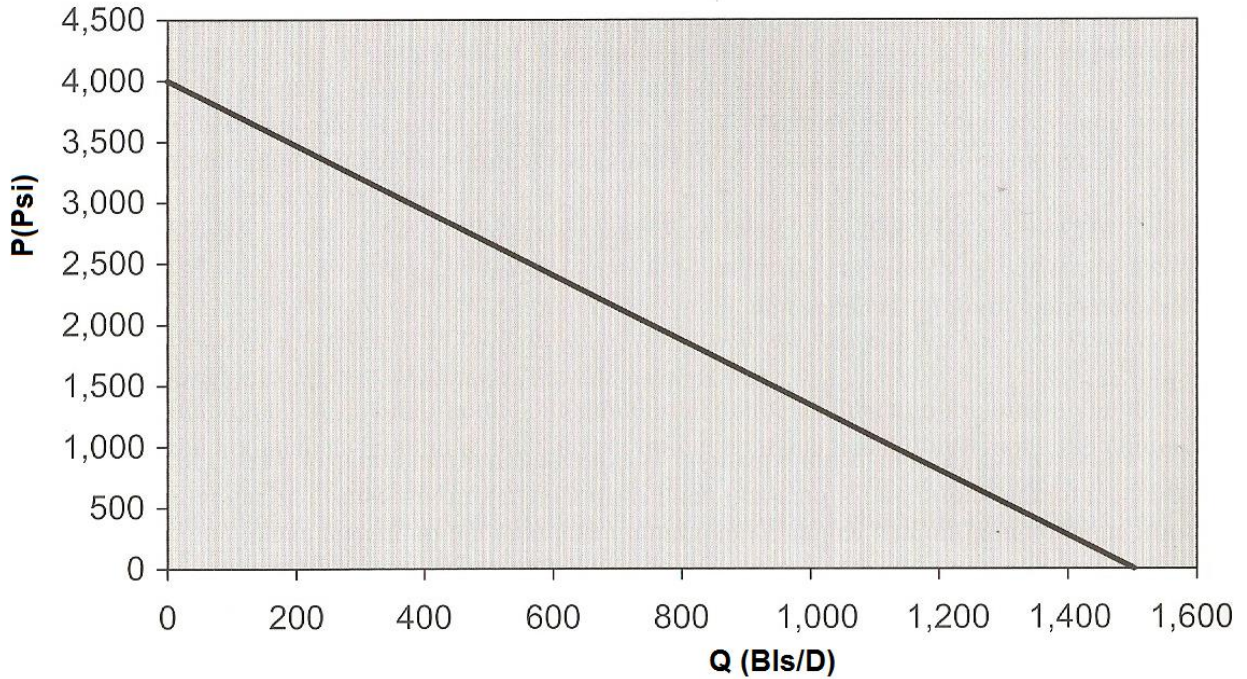
$$P_{wf} = 4,000 - 1.55q(1.32 + 0.079(5.02)) \dots \dots \dots (4.9)$$

$$P_{wf} = 4,000 - 2.66q \dots \dots \dots (4.10)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

La IP para estado estacionario para un pozo horizontal es lineal (**Fig. 4.2**). El gasto máximo es obtenido con una  $P_{wf} = 0$ , en este caso el gasto es de 1503 bls/D. para una  $P_{wf} = 2000$  psi, el gasto es la mitad del máximo posible 752 bls/día.



**Figura 4.2** Curva IP con el modelo de Joshi

Un factor de daño puede ser agregado a la ecuación de Joshi para considerar el efecto de daño a la formación o los efectos de daño por la terminación. Este factor de daño es incluido en parte del flujo en el plano **yz** y, así, es incluido en el segundo término de la ecuación de Joshi.

$$q = \frac{k_H h (P_e - P_{wf})}{141.2 \mu B_0 \left( \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{I_{ani} h}{L} \left( \ln \left( \frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) + S \right) \right)} \dots \dots \dots (4.11)$$

El factor de daño puede ser usado para considerar una terminación y/o efecto de daño, pero no debería ser usado para efectos de penetración parcial, porque el modelo



## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

de Joshi aún no ha asumido que el pozo esta drenando el yacimiento más allá de los extremos del pozo.

### - Modelo Furui

Desarrolló un modelo analítico simple para un lateral horizontal en estado estacionario. El factor de daño es incorporado en este modelo, supone que el pozo horizontal penetra completamente un yacimiento de forma rectangular con las fronteras de la cima y base impermeables como se muestra en la **Figura 4.3** y presión constante en las fronteras del yacimiento en la dirección de **y**. El modelo supone que el flujo cerca del pozo es radial y llega a ser lineal más allá de pozo. Así, la caída de presión total puede ser calculada de la manera siguiente:

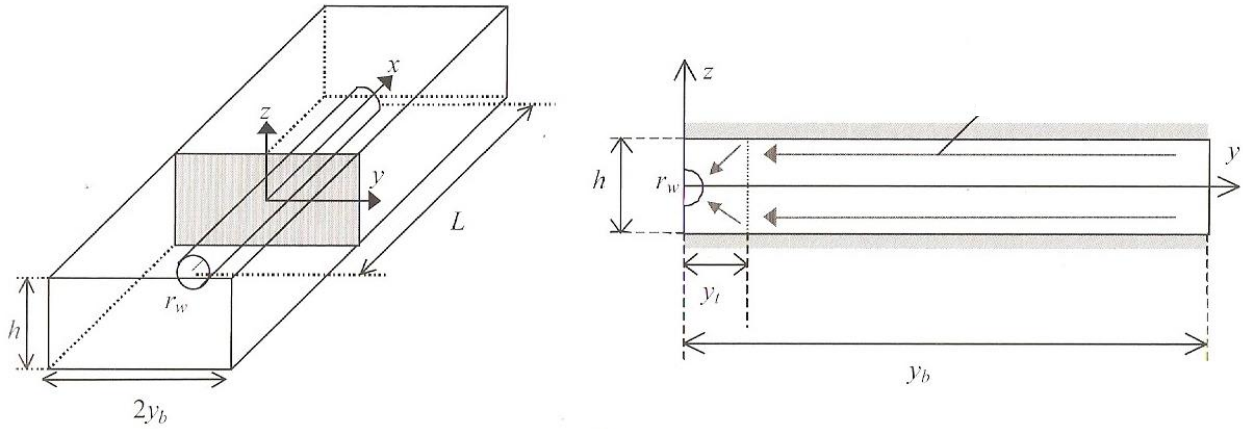
$$\Delta p = \Delta p_r + \Delta p_l \dots \dots \dots (4.12)$$

Donde  $\Delta p_r$  y  $\Delta p_l$  son las caídas de presión para las regiones de flujo radial y lineal. De la ley de Darcy en coordenadas radiales, la caída de presión causada por el flujo radial es:

$$\Delta p_r = \frac{q\mu}{2\pi kL} \ln\left(\frac{r_t}{r_w}\right) \dots \dots \dots (4.13)$$

Donde  $r_t$  es el radio exterior del la zona de flujo radial. Similarmente la caída de presión en la zona de flujo lineal es:

$$\Delta p_l = \frac{(q/2)\mu(y_b - y_t)}{khL} \dots \dots \dots (4.14)$$



**Figura 4.3** Geometría del flujo del modelo de Furui

Donde  $y_t$  es la localización donde comienza la región de flujo lineal, y  $y_b$  es la distancia de las fronteras del radio de drene en la dirección del eje  $y$ . Basado en la simulación de elemento finito, funciones para  $r_t$  y  $y_t$  que coincide con el comportamiento de la producción del pozo donde:

$$r_t = y_t \sqrt{2} = \frac{\sqrt{2}}{2} h \dots \dots \dots (4.15)$$

Y

$$y_t = h/2 \dots \dots \dots (4.16)$$

Sustituyendo en las ecuaciones 4.13 y 4.14 tenemos:

$$\Delta p_r = \frac{q\mu}{2\pi kL} \ln \left( \frac{h\sqrt{2}}{2r_w} \right) \dots \dots \dots (4.17)$$

Y

$$\Delta p_l = \frac{q\mu(y_b - h/2)}{2khL} \dots \dots \dots (4.18)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Por lo tanto, una caída de presión total para el flujo en el plano **yz** es:

$$\Delta p = \frac{q\mu}{2\pi kL} \left[ \ln \left( \frac{h\sqrt{2}}{2r_w} \right) + \pi(y_b/h - 1/2) \right] \dots \dots \dots (4.19)$$

Definiendo el factor de daño en la región de flujo radial como:

$$\Delta p_{skin} = \frac{q\mu}{2\pi kL} s \dots \dots \dots (4.20)$$

La caída de presión total está dada por:

$$\Delta p = \frac{q\mu}{2\pi kL} \left[ \ln \left( \frac{h\sqrt{2}}{2r_w} \right) + \pi(y_b/h - 1/2) + s \right] \dots \dots \dots (4.21)$$

O

$$\Delta p = \frac{q\mu}{2\pi kL} [\ln(h/r_w) + \pi y_b/h - 1.917 + s] \dots \dots \dots (4.22)$$

Resolviendo para **q**, e incorporando las conversiones para unidades de campo la ecuación nos queda:

$$q = \frac{kL(P_e - P_{wf})}{141.2\mu B_0 \left( \ln \left( \frac{h}{r_w} \right) + \frac{\pi y_b}{h} - 1.917 + s \right)} \dots \dots \dots (4.23)$$

Para un yacimiento anisótropo se escribe:

$$q = \frac{kL(P_e - P_{wf})}{141.2\mu B_0 \left( \ln \left[ \frac{hI_{ani}}{r_w(I_{ani} + 1)} \right] + \frac{\pi y_b}{hI_{ani}} - 1.224 + s \right)} \dots \dots \dots (4.24)$$

Donde **k** está definido como:

$$k = \sqrt{k_y k_z} \dots \dots \dots (4.25)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

**Ejemplo 4.2** Considerar el yacimiento del ejemplo 4.1 usando el modelo de Furui, calcular la producción para una presión de fondo fluyendo de 2000 psi si:

(1) el pozo es de 2000 pies y el yacimiento es de 2000 pies de longitud en la dirección del pozo;  $2a=2000$  ft,  $L=2000$  ft.

(2) el yacimiento es 4000 pies de longitud y el pozo tiene 4000 pies de longitud;  $2a=4000$  ft,  $L=4000$  ft.

Suponer la distancia de las fronteras del yacimiento perpendiculares al pozo ( $y_b$ ) es igual a la mitad de la longitud del eje menor de la geometría elíptica de Joshi.

*Solución:* Ambos problemas son casos con penetración horizontal completa, ya que es la geometría para el modelo de Furui. Más tarde veremos cómo esta restricción puede ser minimizada por este modelo incorporando los efectos de la penetración parcial. Para las geometrías del yacimiento del ejemplo 4.1 con una longitud de 2000 pies de pozo en un yacimiento de 4000 pies, la longitud de  $b$  del eje menor de la elipse de drene supuesta por Joshi es  $\sqrt{2}$  (1000 pies), ó 1414 pies. Este será usado como la distancia a la frontera del yacimiento.  $y_b$ . La permeabilidad media utilizada en la ecuación de Furui es  $k = \sqrt{10}$  ó 3.16. Para el caso 1, aplicando la ecuación 4.24 tenemos:

$$q = \frac{kL(P_e - P_{wf})}{141.2\mu B_0 \left( \ln \left[ \frac{hI_{ani}}{r_w(I_{ani} + 1)} \right] + \frac{\pi y_b}{hI_{ani}} - 1.224 + s \right)} \dots \dots \dots (4.26)$$

$$q = \frac{(3.16md)(2,000ft)(2000psi)}{141.2(5cp)(1.1) \left( \ln \left[ \frac{(50)(3.162)}{(0.25)(3.162 + 1)} \right] + \frac{\pi(1,414ft)}{(50)(3.162)} - 1.224 + 0 \right)} \dots \dots \dots (4.27)$$

$$q = \frac{12640000}{776.6(32)} = 509 B/D \dots \dots \dots (4.28)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Para el caso 2 la única diferencia es que la longitud del pozo es el doble, y así, la predicción del gasto es el doble para el caso 2, es decir,  $q=1,022$  Bls/D. El resultado de la ecuación de Joshi para una longitud de pozo de 2000 pies y 4000 pies de longitud del yacimiento es aproximadamente la mitad de los dos casos de penetración total para 2000 pies y 4000 pies de longitud de yacimiento.

### - Modelo de Butler

Butler presento la ecuación para IP en estado estacionario para un pozo con penetración total localizado en medio de las fronteras superior e inferior, basado en la imagen de la solución de superposición de pozos presentado por Muskat. Reordenado para la forma análoga del modelo de Furui, la ecuación de Butler para un yacimiento de permeabilidad isotrópica es:

$$\Delta p = \frac{q\mu}{2\pi kL} [\ln(h/r_w) + \pi y_b/h - 1.84 + s] \dots \dots \dots (4.29)$$

Ó resolviendo para  $q$  e incorporando las unidades de campo,

$$q = \frac{kL(P_e - P_{wf})}{141.2\mu B_0 \left( \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + \frac{\pi y_b}{h} - 1.84 + s \right)} \dots \dots \dots (4.30)$$

Comparando estas ecuaciones con el modelo de Furui, vemos que solo la diferencia está en la constante en el denominador de 1.84 en el modelo de Butler y 1.917 en el modelo de Furui. Para un yacimiento anisótropico, Butler derivó

$$\Delta p = \frac{q\mu}{2\pi kL} \left[ I_{ani} \left\{ \ln \left[ \frac{hI_{ani}}{r_w(I_{ani} + 1)} \right] + \frac{\pi y_b}{hI_{ani}} - 1.14 + s \right\} \right] \dots \dots \dots (4.31)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

$$q = \frac{k_H L (P_e - P_{wf})}{141.2 \mu B_0 \left( I_{ani} \ln \left[ \frac{h I_{ani}}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] + \frac{\pi y_b}{h} - 1.14 + s \right)} \dots \dots \dots (4.32)$$

Butler también presentó una solución para un pozo vertical fuera del centro. Para este caso en un yacimiento isotrópico, para un pozo localizado a una distancia **b** de las fronteras superior e inferior del yacimiento.

$$\Delta p = \frac{q \mu}{2 \pi k L} \left[ \ln \left( \frac{h}{r_w \sin(\pi b/h)} \right) + \pi y_b/h - 1.84 + s \right] \dots \dots \dots (4.33)$$

En unidades de campo,

$$q = \frac{k_H L (P_e - P_{wf})}{141.2 \mu B_0 \left( \ln \left[ \frac{h}{r_w \sin(\pi b/h)} \right] + \frac{\pi y_b}{h} - 1.84 + s \right)} \dots \dots \dots (4.34)$$

Cada una se convierte para un caso anisótropico

$$q = \frac{k_H L (P_e - P_{wf})}{141.2 \mu B_0 \left( I_{ani} \ln \left[ \frac{h I_{ani}}{r_w (I_{ani} + 1) \sin(\pi b/h)} \right] + \frac{\pi y_b}{h} - 1.14 + s \right)} \dots \dots \dots (4.35)$$

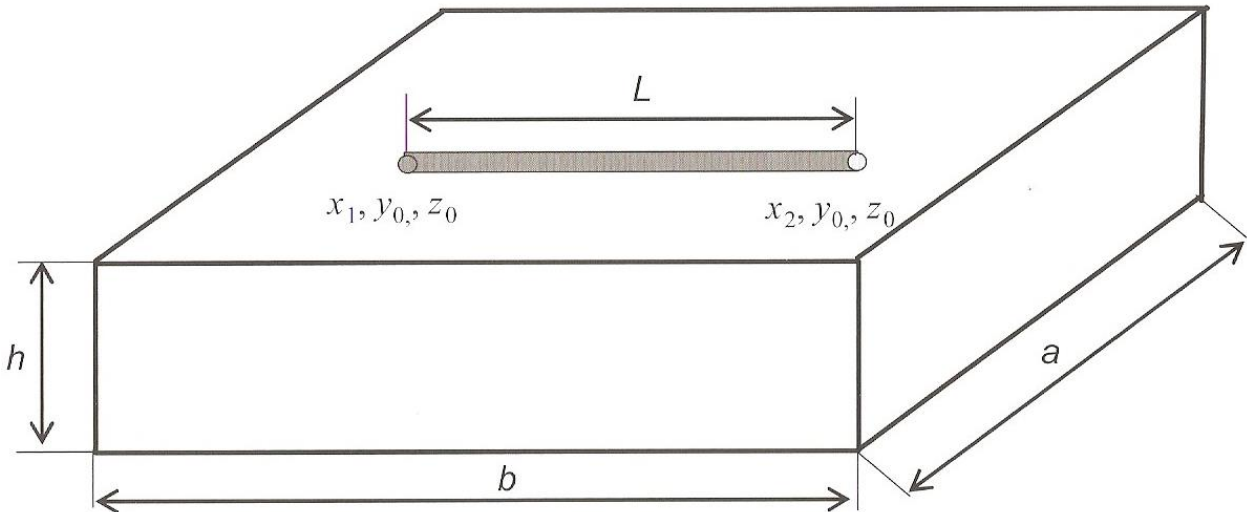
Note que esta ecuación usa la permeabilidad horizontal en el numerador, en vez de la permeabilidad promedio definida por la ecuación 4.25. Si **k<sub>H</sub>** es remplazada por k usando la ecuación 4.25, los dos modelos son idénticos excepto por la constante de 1.14 en el modelo de Butler, el cual es 1.224 en el modelo de Furui.

Ambos modelos son originalmente derivados para una penetración completa de un pozo horizontal. Sin embargo, estos modelos también pueden ser usados para una penetración parcial en un lateral horizontal agregando el factor de daño de penetración desarrollado por Babu y Odeh.

## 4.1.1.2 Modelos para estado pseudoestacionario

### - Modelo de Babu y Odeh

En el modelo de Babu y Odeh, el sistema físico es un área de drenaje en forma de caja con un pozo horizontal de radio  $r_w$  y longitud de  $L(x_2-x_1)$ , paralelo a la dirección de  $x$ , como se muestra en la **Figura. 4.4**. El yacimiento tiene una longitud en la dirección de  $x$  igual a  $b$ , un ancho en la dirección perpendicular al pozo (dirección  $y$ ) de  $a$ , y un espesor de  $h$ .



**Figura 4.4** Modelo de Babu y Odeh

El pozo puede estar localizado arbitrariamente en este yacimiento, excepto que el pozo debe estar en la dirección de  $x$ , y el pozo no puede estar demasiado cerca de cualquier frontera. La localización del pozo está definida por la ubicación específica del inicio del lateral  $X_0$ ,  $Y_0$  y  $Z_0$  relativamente al origen localizado en una esquina del yacimiento.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

La correlación de Babu y Odeh es relacionada comúnmente con la ecuación de Dietz, así, la ecuación IP para Babu y Odeh es:

$$q = \frac{\sqrt{k_y k_z} b (\bar{p} - p_{wf})}{141.2 \mu B_0 \left[ \ln \left( \frac{A^{0.5}}{r_w} \right) + \ln C_H - 0.75 + s_R + \left( \frac{b}{L} \right) s \right]} \dots \dots \dots (4.36)$$

En la ecuación 4.36, **A** es el área de drene, **C<sub>H</sub>** es el factor de forma, **s<sub>R</sub>** es el daño por penetración parcial y **s** es cualquier otro factor de daño, tal como los efectos por la terminación del pozo. El factor de forma, **C<sub>h</sub>**, considera el tipo de desviación del área de drene cilíndrica y la desviación de la localización del pozo del centro del sistema. El daño de penetración parcial, **s<sub>R</sub>**, cuenta para el flujo del yacimiento más allá de los extremos del pozo en la dirección de **x**, y esta es igual a cero para una penetración completa del lateral.

La parte importante son los procedimientos para calcular el factor de forma y el factor de daño por penetración parcial. Estos parámetros fueron obtenidos por la simplificación de la solución de la ecuación de difusión para un yacimiento con geometría en forma de paralelepípedo y comparándolo con la ecuación IP supuesta de la ecuación 4.36. Babu y Odeh resolvieron la ecuación de difusividad en 3D con un pozo como condición frontera y flujo constante a través del pozo y sin flujo a través de las fronteras del yacimiento usando la aproximación de Green. De esta manera, las correlaciones de flujo para el factor de forma y el factor de daño por penetración parcial fueron obtenidas.

$$\ln C_H = 6.28 \frac{a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left[ \frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \left( \frac{y_0}{a} \right)^2 \right] - \ln \left( \sin \frac{\pi z_0}{h} \right) - 0.51 \ln \left[ \left( \frac{a}{h} \right) \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \right] - 1.088 \dots \dots \dots (4.37)$$



## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

En términos de la anisotropía,  $I_{ani}$  tenemos:

$$\ln C_H = 6.28 \frac{a}{I_{ani} h} \left[ \frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \left( \frac{y_0}{a} \right)^2 \right] - \ln \left( \sin \frac{\pi z_0}{h} \right) - 0.5 \ln \left[ \left( \frac{a}{I_{ani} h} \right) \right] - 1.088 \dots \dots \dots (4.38)$$

$S_R$  es evaluado para dos diferentes casos, dependiendo de las dimensiones horizontales del yacimiento. El primer caso es un yacimiento relativamente ancho ( $a > b$ ), el segundo caso es para un yacimiento largo ( $b > a$ ). Los criterios particulares para el caso 1 son:

$$\frac{a}{\sqrt{k_y}} \geq 0.75 \frac{b}{\sqrt{k_x}} > 0.75 \frac{h}{\sqrt{k_z}} \dots \dots \dots (4.39)$$

Entonces

$$s_R = P_{xyz} + P'_{xy} \dots \dots \dots (4.40)$$

Donde

$$P_{xyz} = \left( \frac{b}{L} - 1 \right) \left[ \ln \frac{h}{r_w} + 0.25 \ln \frac{k_x}{k_z} - \ln \left( \sin \frac{\pi z}{h} \right) - 1.84 \right] \dots \dots \dots (4.41)$$

Y

$$P'_{xy} = \frac{2b^2}{Lh} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left\{ F \left( \frac{L}{2b} \right) + 0.5 \left[ F \left( \frac{4x_{mid} + L}{2b} \right) - F \left( \frac{4x_{mid} - L}{2b} \right) \right] \right\} \dots \dots \dots (4.42)$$

Donde  $x_{mid}$  es la coordenada  $x$  del punto medio del pozo,

$$x_{mid} = \frac{x_1 + x_2}{2} \dots \dots \dots (4.43)$$

Y

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

$$F\left(\frac{L}{2b}\right) = -\left(\frac{L}{2b}\right) \left[ 0.145 + \ln\left(\frac{L}{2b}\right) - 0.137\left(\frac{L}{2b}\right)^2 \right] \dots \dots \dots (4.44)$$

$F(4x_{mid} + L/2b)$  y  $F(4x_{mid} - L/2b)$  en la ecuación son evaluados de la siguiente forma. Si los valores de  $(4x_{mid} - L/2b)$  y  $(4x_{mid} + L)$  son menores o iguales a 1, entonces  $F[(4x_{mid} + L)/2b]$  y  $F[(4x_{mid} - L)/2b]$  son calculados con la ecuación (4.43) con el argumento de  $L/2b$  remplazado por  $F[(4x_{mid} + L)/2b]$  y/o  $F[(4x_{mid} - L)/2b]$ . De otra manera si  $(4x_{mid} - L)/2b$  y  $(4x_{mid} + L)/2b$  son mayores que 1 entonces  $F[(4x_{mid} + L)/2b]$  y  $F[(4x_{mid} - L)/2b]$  son calculados por:

$$F(x) = (2 - x)[0.145 + \ln(2 - x) - 0.137(2 - x)^2] \dots \dots \dots (4.45)$$

Donde  $x$  es también  $(4x_{mid} - L)/2b$  ó  $(4x_{mid} + L)/2b$

Los criterios para el Caso 2 son

$$\frac{b}{\sqrt{k_x}} \geq 1.33 \frac{a}{\sqrt{k_y}} > \frac{h}{\sqrt{k_z}} \dots \dots \dots (4.46)$$

Para este caso

$$S_R = P_{xyz} + P_y + P_{xy} \dots \dots \dots (4.47)$$

Donde

$$P_y = \frac{6.28b^2}{ah} \frac{\sqrt{k_x k_z}}{k_y} \left[ \left( \frac{1}{3} - \frac{x_{mid}}{b} + \frac{x_{mid}^2}{b^2} \right) + \frac{L}{24b} \left( \frac{L}{b} - 3 \right) \right] \dots \dots \dots (4.48)$$

Y

$$P_{xy} = \left( \frac{b}{L} - 1 \right) \left( \frac{6.28a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \right) \left( \frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \frac{y_0^2}{a^2} \right) \dots \dots \dots (4.49)$$

Donde  $P_{xyz}$  en la ecuación 4.46 es la misma como se definió en la ecuación 4.40.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

**Ejemplo 4.3** Considerar el yacimiento de 4000 pies de longitud descrito en los ejemplos anteriores. Para un pozo horizontal de 2000 pies centrado en el yacimiento como en el ejemplo 4.1, **a** es de 2828 pies, ¿cuál es el gasto de producción por el modelo de Babu y Odeh si la presión de yacimiento promedio es de 4000 psia y la presión de fondo fluyendo es de 2000 psi? Suponer que todos los demás parámetros son los mismos que en los ejemplos anteriores.

Solución. Para el pozo centrado en el yacimiento de Babu y Odeh en forma rectangular la longitud del yacimiento **b**, es 4000 pies, el ancho del yacimiento **a** es 2828 pies, y la altura **h** es 50 pies, los extremos del pozo son  $x_1 = 1000$  pies y  $x_2 = 3000$  pies y  $x_{mid} = 2000$  pies, y  $z_0 = 25$  pies, y  $y_0 = 1414$  pies. Otro dato necesario de los ejemplos anteriores es la permeabilidad de 10 md ( $k_x = k_y$ ) y la permeabilidad vertical  $k_z$  es 1 md, el pozo lateral tiene 6 pg de diámetro, el aceite tiene una viscosidad de 5 cp, y el factor de volumen de formación es 1.1 y  $I_{ani} = 3.16$ .

Primero, calculamos el factor de forma,  $\ln C_H$ , usando la ecuación 4.37

$$\ln C_H = 6.28 \frac{2,828 \text{ ft}}{(3.16)(50 \text{ ft})} \left[ \frac{1}{3} - \frac{1,414 \text{ ft}}{2,828 \text{ ft}} + \left( \frac{1,414 \text{ ft}}{2,828 \text{ ft}} \right)^2 \right] - \ln \left( \sin \frac{\pi(25 \text{ ft})}{50 \text{ ft}} \right) - 0.50 \ln \left[ \left( \frac{2,828}{(3.16)(50 \text{ ft})} \right) \right] - 1.088 \dots \dots \dots (4.50)$$

La cual nos da

$$\ln C_H = 112.404(0.0833) + 0 - 1.442 - 1.088 = 6.84 \dots \dots \dots (4.51)$$

Checando la condición para cada caso para calcular el daño por penetración parcial.

Caso 1

$$\frac{2828 \text{ ft}}{\sqrt{10 \text{ md}}} \geq 0.75 \frac{4000 \text{ ft}}{\sqrt{10 \text{ md}}} > 0.75 \frac{50 \text{ ft}}{\sqrt{1 \text{ md}}} \dots \dots \dots (4.52)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Caso 2

$$\frac{4,000 \text{ ft}}{\sqrt{10 \text{ md}}} \geq 1.33 \frac{2828 \text{ ft}}{\sqrt{10 \text{ md}}} > \frac{50 \text{ ft}}{\sqrt{1 \text{ md}}} \dots \dots \dots (4.53)$$

Entonces el caso 2 es el que aplica (yacimiento alargado). Usando las 4.41, 4.48 y 4.49 tenemos:

$$P_{xyz} = \left( \frac{4,000 \text{ ft}}{2,000 \text{ ft}} - 1 \right) \left[ \ln \frac{50 \text{ ft}}{0.25 \text{ ft}} + 0.25 \ln 10 - \ln \left( \sin \frac{\pi 25 \text{ ft}}{50 \text{ ft}} \right) - 1.84 \right]$$

$$= 4.03 \dots \dots \dots (4.54)$$

$$P_y = \frac{6.28(4,000)^2}{(2,828 \text{ ft})(50 \text{ ft})} \frac{\sqrt{(10 \text{ md})(1 \text{ md})}}{(10 \text{ md})}$$

$$\times \left[ \left( \frac{1}{3} - \frac{2,000 \text{ ft}}{4,000 \text{ ft}} + \frac{(2,000 \text{ ft})^2}{(4,000 \text{ ft})^2} \right) + \frac{2,000 \text{ ft}}{24(4,000 \text{ ft})} \left( \frac{2,000 \text{ ft}}{4,000 \text{ ft}} - 3 \right) \right]$$

$$= 7.02 \dots \dots \dots (4.55)$$

Y

$$P_{xy} = \left( \frac{4,000 \text{ ft}}{2,000 \text{ ft}} - 1 \right) \left( \frac{6.28(2,828 \text{ ft})}{50 \text{ ft}} \sqrt{\frac{1 \text{ md}}{10 \text{ md}}} \right) \left( \frac{1}{3} - \frac{1,414 \text{ ft}}{2,828 \text{ ft}} + \frac{(1,414 \text{ ft})^2}{(2,828 \text{ ft})^2} \right)$$

$$= 9.36 \dots \dots \dots (4.56)$$

Entonces de la ecuación 4.47

$$s_R = 4.03 + 7.02 + 9.36 = 20.41 \dots \dots \dots (4.57)$$

El  $q$  para las condiciones dadas se calcula con la ecuación 4.36

$$q = \frac{\sqrt{(10 \text{ md})(1 \text{ md})}(4,000 \text{ ft})(4,000 \text{ psia} - 2,000 \text{ psia})}{141.2(1.1)(5 \text{ cp}) \left[ \ln \left( \frac{\{(2,828 \text{ ft})(50 \text{ ft})\}^{0.5}}{0.25 \text{ ft}} \right) + 6.83 - 0.75 + 20.41 + 0 \right]}$$

$$= \frac{25280000}{776.6(7.3159 + 26.49)} = 963 \text{ bls}/\text{dia} \dots \dots \dots (4.58)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

El gasto obtenido se aproximado al calculado para un pozo con penetración completa en un yacimiento de 4000 pies usando el modelo de Furui. Este resultado es en gran medida coincidente, sin embargo, como las condiciones son diferentes en dos formas importantes. Primero, el ejemplo del modelo de Furui asumió un pozo de penetración completa (4000 pies) mientras que aquí asumimos una longitud de pozo de 2000 pies. Segundo el modelo de Babu y Odeh es para condiciones de estado pseudoestacionario, entonces la presión media del yacimiento fue 4000 psi al igual que el modelo de Furui era de 4000 psi pero considerando un yacimiento es estado estacionario en las fronteras

### - Correlaciones de Pozos Horizontales para Dos Fases.

Parecido a los pozos verticales, la relación analítica para dos fases en pozos horizontales no están disponibles por la complejidad de las permeabilidades relativas y la variación de la distribución de fases en el yacimiento. Correlaciones dirigidas por Vogel han sido usadas para cálculos de IPR de dos fases para pozos verticales y los métodos han sido adoptados para aplicaciones a laterales horizontales.

En 1968, Vogel presento la ecuación empírica para estimar la IPR para dos fases en pozos verticales, la ecuación empírica es:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \dots \dots \dots (4.59)$$

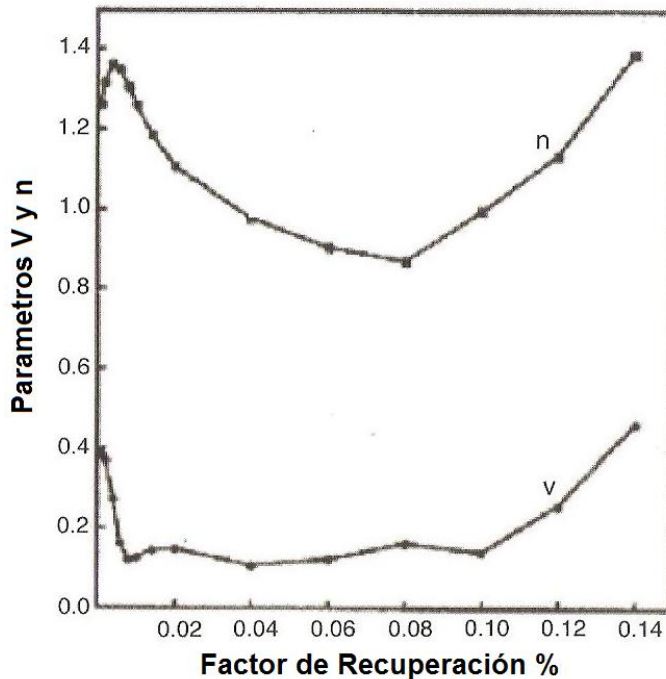
Donde  $p_{wf}$  y  $\bar{p}$  son la presión de fondo fluyendo y la presión promedio de yacimiento respectivamente,  $q_{o,max}$  es el gasto máximo ( $p_{wf} = 0$ ). La correlación ha sido usada ampliamente y exitosamente para estimar el IPR para dos fases en pozos horizontales. Los modelos IPR para laterales horizontal siguen la ecuación original de Vogel.

### - Correlación de Bendakhlia y Aziz.

Ellos desarrollaron un modelo en 1989 para laterales horizontales basados en la ecuación de Vogel. Ellos presentaron la ecuación empírica para calcular el flujo en pozos horizontales en dos fases como:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = \left( 1 - V \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) - (1 - V) \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \right)^n \dots \dots \dots (4.60)$$

Bendakhlia y Aziz modificaron la ecuación de Vogel reemplazando las constantes 0.2 y 0.8 con un parámetro **V** y agregando el exponente **n** a la ecuación original. Estos parámetros **V** y **n** como muestra en la **Figura 4.5** son funciones del factor de recuperación del yacimiento. Esta ecuación fue generada por el ajuste de la curva resultante por la simulación numérica. Las curvas de IPR fueron diferentes para cada factor de recuperación porque **V** y **n** son dependientes del factor de recuperación.



**Figura 4.5** Parámetros de la correlación Bendakhlia y Aziz

### - Correlación de Retnanto y Economides.

Ellos presentaron un modelo para estimar la IPR para dos fases en pozos horizontales. Mediante la aplicación de técnicas de regresión no lineal de curvas de IPR, la ecuación empírica que se ajustó a los resultados de la simulación fue dada por:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0.25 \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) - 0.75 \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^n \dots \dots \dots (4.61)$$

Donde

$$n = \left( -0.27 + 1.46 \left( \frac{\bar{p}}{p_b} \right) - 0.96 \left( \frac{\bar{p}}{p_b} \right)^2 \right) (4 + 1.66 \times 10^{-3} p_b) \dots \dots \dots (4.62)$$

En esta ecuación,  $p_b$  es la presión de burbuja. La correlación de Retnanto y Economides modificaron ambos exponentes en la ecuación original de Vogel para ajustar la cuestión de los efectos de las propiedades de los fluidos y las condiciones del yacimiento en un IPR de dos fases.

### 4.2 Comportamiento de flujo en el pozo

Probablemente la diferencia más importante entre predecir el comportamiento de un pozo multilateral comparado con predecir el comportamiento de un pozo convencional es que las condiciones del comportamiento de flujo del pozo se acoplan al comportamiento de flujo de todos los laterales en una producción mezclada.

Para la terminación de un pozo convencional, las curvas de comportamiento de afluencia o curvas (IPR) puede ser usado para describir la capacidad de producción del yacimiento; una evaluación independiente del flujo en las tuberías puede ser combinada con la IPR para predecir el gasto del pozo. En cambio con un pozo multilateral este enfoque no es posible, porque el flujo del pozo proveniente de uno de los laterales afecta las condiciones de presión en todos los laterales. Por esta razón, las condiciones de flujo del pozo son una parte crítica de un sistema de pozos multilaterales, y deben ser modeladas simultáneamente con el flujo del yacimiento como una forma de estudio más sencilla acerca del comportamiento de flujo de un pozo multilateral, es mejor dividir la terminación de un pozo multilateral en tres partes:

1. Los laterales: Definidos como la región del pozo que se encuentra abierta al yacimiento.
2. Las secciones entubadas: Las porciones del pozo que conectan los laterales al pozo principal o hacia otros laterales, pero no están abiertas al yacimiento.
3. El pozo principal: Es la parte del pozo a la cual los laterales están unidos, y va desde la junta superior hasta la cabeza del pozo.



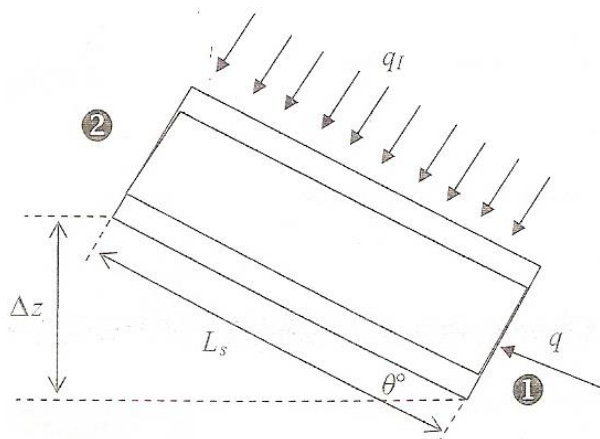
## 4.2.1 Caídas de presión en los laterales

En muchos casos, las caídas de presión en el lateral por sí mismas son insignificantes comparadas con las del yacimiento, para estos casos la caída de presión en el lateral puede ser ignorada y asumimos una presión constante a lo largo del lateral.

Si la producción es alta creando pérdida de energía potencial debido a caídas de presión en flujo multifásico, se deberá considerar dichas caídas de presión dentro de los cálculos.

### - Flujo monofásico

Si los rangos de flujo son bajos, pero la extensión del lateral es suficientemente larga para que la caída de presión sea considerada, la caída de presión se calcula con ecuaciones de flujo en tuberías, sin considerar el tipo de flujo en las caídas de presión. Para el caso donde se considera el tipo de flujo en las caídas de presión de un líquido incompresible, las caídas de presión sobre el segmento del lateral  $L_s$  con un ángulo  $\theta$  como se muestra en la **Figura 4.6**.



**Figura 4.6** Geometría de flujo en tubería

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \frac{g}{g_c} \rho L_s \sin \theta + \frac{2f_f \rho u^2 L_s}{g_c d} \dots \dots \dots (4.61)$$

Donde **g** es la aceleración de la gravedad, **g<sub>c</sub>** es la constante gravitacional, **ρ** es la densidad del líquido, **d** es el diámetro de la tubería y **f<sub>f</sub>** es el factor de fricción. El ángulo **θ** es positivo si el flujo es ascendente y negativo si es descendente y **L<sub>s</sub>** es la longitud del segmento. Sí el fluido es compresible (gas), para un segmento lateral.

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{32 \cdot 28.87 \gamma_g \bar{Z} T}{\pi^2 R g_c d^4} \left( \frac{p_{sc} q}{T_{sc}} \right) \left( \frac{2f_f L_s}{d} + \ln \frac{p_1}{p_2} \right) \dots \dots \dots (4.62)$$

En la ecuación, **γ<sub>g</sub>** es la gravedad del gas, **Z** es el factor de compresibilidad, **T** es la temperatura absoluta, **R** es la constante universal de los gases, y el subíndice **sc** denota las condiciones estándar.

### - Modelo Ouyang & yuan de una sola fase

Incorporan la fricción, aceleración y la caída de presión gravitacional a causa de la afluencia de las zonas ranuradas aplicando un factor de corrección de fricción. Para flujo uniforme por unidad de longitud **q<sub>l</sub>** (**Fig. 4.6**) la caída de presión es:

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \frac{g}{g_c} \rho L_s \sin \theta + \frac{2f_f^* \rho u^2 L_s}{g_c d} + \frac{8\rho u^2 q_l L_s}{\pi g_c d^2} \dots \dots \dots (4.63)$$

Para flujo laminar, el factor de fricción **f<sub>f</sub><sup>\*</sup>** esta definido:

$$f_f^* = \frac{16}{N_{Re}} [1 + 0.04304 N_{Re,w}^{0.6142}] \dots \dots \dots (4.64)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Y para flujo turbulento

$$f_f^* = f_f [1 + 0.0153 N_{Re,w}^{0.3978}] \dots \dots \dots (4.65)$$

$N_{Re,w}$  en ambas ecuaciones es el número de Reynolds por unidad de longitud

$$N_{Re,w} = \frac{q_l \rho}{\pi \mu} \dots \dots \dots (4.66)$$

$N_{Re,w}$  es usado para el flujo en tuberías

$$N_{Re} = \frac{du\rho}{\mu} \dots \dots \dots (4.67)$$

La velocidad axial utilizada en estas ecuaciones describe la velocidad en el segmento

$$u = \frac{4\bar{q}}{\pi d^2} \dots \dots \dots (4.68)$$

Donde el gasto promedio en el segmento está definido por:

$$\bar{q} = q + \frac{L_s}{2} q_l \dots \dots \dots (4.69)$$

### 4.2.2 Perfiles de presión en los laterales y el pozo principal

La diferencia entre el comportamiento de un pozo horizontal y un pozo multilateral es el hecho de que el flujo en el pozo proveniente de cada lateral se une al comportamiento de producción, mezclando la producción dentro del pozo principal.

Los perfiles de presión en las secciones laterales y en los pozos principales deben ser predichos con precisión a fin de evaluar el comportamiento de un pozo multilateral. Como en cualquier problema de flujo en tuberías, diversos grados de complejidad pueden ser considerados, dependiendo principalmente de las fases presentes en el pozo.

Tres aspectos que incrementan la complejidad son:

1. Se asume que los fluidos dentro del pozo tienen la misma densidad constante como los fluidos del yacimiento y los efectos de energía cinética o de fricción son despreciables. Esta suposición es hecha en algunos de los métodos de solución línea fuente (Ouyang y Aziz 2010) y resulta en la capacidad de reemplazar la presión del pozo con el potencial del yacimiento. Si el gradiente hidrostático en el pozo es el mismo que el gradiente de la formación, entonces todos los cálculos pueden ser hechos en términos de potencial. Esto es probablemente una suposición de que el flujo en el pozo no es de una sola fase.
2. Calcular los perfiles de presión a lo largo de la sección del lateral, asumiendo una sola fase de flujo de líquido o gas. Para un pozo de aceite, es válida si la presión a través de la sección del lateral está por encima del punto de burbuja y no hay producción de agua. En el caso de gas la presencia de agua o condensado no se considera, cuando dichas suposiciones son válidas utilizamos las ecuaciones 4.61 y 4.62 para calcular las caídas de presión.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

3. En general, existen en la sección dos o tres fases de flujo, es por esta razón que se aplican correlaciones de flujo multifásico para calcular los perfiles de presión. Hay muchas correlaciones de uso común para este propósito; sin embargo, la mayoría fueron desarrolladas ya sea para flujo vertical o para flujo horizontal. Y en una sección lateral, la inclinación de la tubería no es totalmente vertical ni horizontal, pero a menudo varía entre estos dos extremos. Algunos tipos de correlaciones que son apropiadas para este tipo de casos son correlaciones como la de Beggs y Brill (1973) y la correlación de Gómez y compañía (2000).

### - Sección lateral de una sola fase

Sí el fluido se asume como incomprensible, las caídas de presión pueden ser calculadas usando la longitud total entre dos puntos de interés (la diferencia en las profundidades en distancia) en las caídas de presión por fricción se calcula usando la diferencia de alturas (la diferencia de profundidad vertical verdadera) para calcular la caída de presión por energía potencial.

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \Delta p_f + \Delta p_{PE} \dots \dots \dots (4.70)$$

Donde

$$\Delta p_f = \frac{2f_f \rho u^2 L_m}{g_c d} \dots \dots \dots (4.71)$$

Y

$$\Delta p_{PE} = \frac{g}{g_c} \rho L_v \dots \dots \dots (4.72)$$

$\Delta p_f$  es la caída de presión por fricción,  $\Delta p_{PE}$  es la caída por energía potencial,  $L_m$  es la diferencia de profundidades de los dos puntos sobre la sección, y  $L_v$  es la profundidad vertical verdadera.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

En la producción de pozos con gas, el lateral debe estar dividido en incrementos porque la caída de presión depende de la densidad del gas. Para un segmento de inclinación constante la relación entre las presiones en la entrada y salida del lateral es:

$$p_2^2 = e^s p_1^2 + 2.685 \times 10^{-3} \frac{f_f (\bar{Z} \bar{T} q)^2}{\sin \theta d^5} (e^s - 1) \dots \dots \dots (4.73)$$

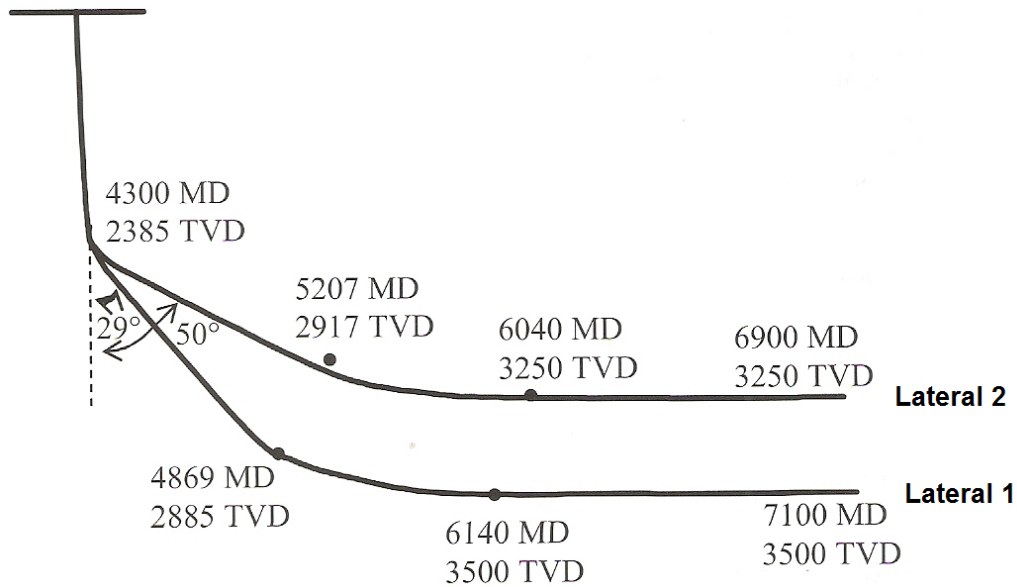
Donde

$$s = \frac{-0.0375 \gamma_g L \sin \theta}{\bar{Z} \bar{T}} \dots \dots \dots (4.74)$$

Donde  $f_f$  es el factor de fricción,  $\bar{Z}$  y  $\bar{T}$  son el promedio del factor de compresibilidad y de la temperatura absoluta,  $q$  es el gasto volumétrico,  $\theta$  el ángulo de inclinación,  $L$  la longitud del lateral,  $D$  diámetro interno y  $\gamma_g$  es la gravedad específica del gas.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

**Ejemplo 4.4** En la **Figura 4.7** se muestra un pozo multilateral que produce un aceite de 20° API con un RGA de 150 ft<sup>3</sup>/bl y un gasto de 2000 barriles por día de un lateral y 3000 barriles por día del segundo lateral ambos de 3 pulgadas de diámetro interno. La rugosidad relativa es 0.0006. La temperatura es de 120°F, el aceite tiene una densidad de 58.8 lb/ft<sup>3</sup>, una viscosidad de 5cp, la presión del punto de burbuja de 1241 psi y un  $f_f=0.00257$ . Si la presión del lateral 1 es de 1800 psi, encuentra la presión en el fondo del lateral 2.



**Figura 4.7** Pozo multilateral del ejemplo 4.4

Solución. Con la ecuación 4.70 para encontrar la caída de presión en un lateral y asumiendo que las propiedades del fluido son constantes en toda la sección lateral, la caída por energía potencial y las caídas por fricción pueden ser calculadas por las ecuaciones 4.71 y 4.72, comenzando con el lateral 1, la distancia medida del lateral es  $6140 - 4300 = 1840$  ft.

$$\Delta p = \Delta p_f + \Delta p_{PE} \dots \dots \dots (4.75)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Para la caída de presión por fricción se necesita encontrar la velocidad axial y el factor de fricción que este a su vez necesitara encontrar el tipo de flujo por medio del número de Reynolds y el número de Reynolds por unidad de longitud del modelo de Ouyang (ecuaciones 4.65 a 4.69).

Desarrollando la caída de presión por fricción.

$$\Delta p_f = \frac{2f_f \rho u^2 L_m}{g_c d} \dots \dots \dots (4.76)$$

$$q_i = \frac{q}{L} = \frac{2000}{1840} = 1.087 \frac{bl}{ft} \dots \dots \dots (4.77)$$

$$\bar{q} = q + \frac{L_s}{2} q_i = 0 + 1.087 \frac{1840}{2} = 1000 \text{ bls} \dots \dots \dots (4.78)$$

$$N_{Re} = 1.48 \frac{\bar{q} \rho}{D \mu} = \frac{1.48 \times 1000 \times 58.8}{3 \times 5} = 5801 \dots \dots \dots (4.79)$$

Por lo tanto obtenemos un flujo turbulento para el cálculo del factor de fricción.

$$N_{Re,w} = 0.096726 \frac{q_i \rho}{\pi \mu} = \frac{0.096726 \times 1.087 \times 58.8}{\pi \times 5} = 0.3935 \dots \dots \dots (4.80)$$

$f_f = 0.0077$  empezando a iterar de este número, hasta llegar al mismo valor.

$$f_f = f_f [1 - 0.0153 N_{Re,w}^{0.3978}] = 0.0077 [1 - 0.0153 (0.3935)^{0.3978}] = 0.0077 \dots \dots \dots (4.81)$$

$$u = \frac{4\bar{q}}{\pi D^2} = \frac{4 \times 5.615 \times 1000 \text{ bls}}{\pi \times 86400 \times (3/12)^2} = 1.324 \text{ ft}^2/\text{s} \dots \dots \dots (4.82)$$

$$\Delta p_f = \frac{2f_f \rho u^2 L_m}{g_c d} = \frac{2 \times 0.0077 \times 58.8 \times (1.324^2) \times 1840}{32.17 \times (3/12)^2 \times 144} = \frac{2920.73}{289.53} = 10.1 \dots \dots \dots (4.83)$$

El  $\Delta f_f$  es 10.1 psi.



## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

La elevación del lateral 1 es diferente, es decir la profundidad vertical verdadera es  $3500 - 2385 = 1115$  ft.

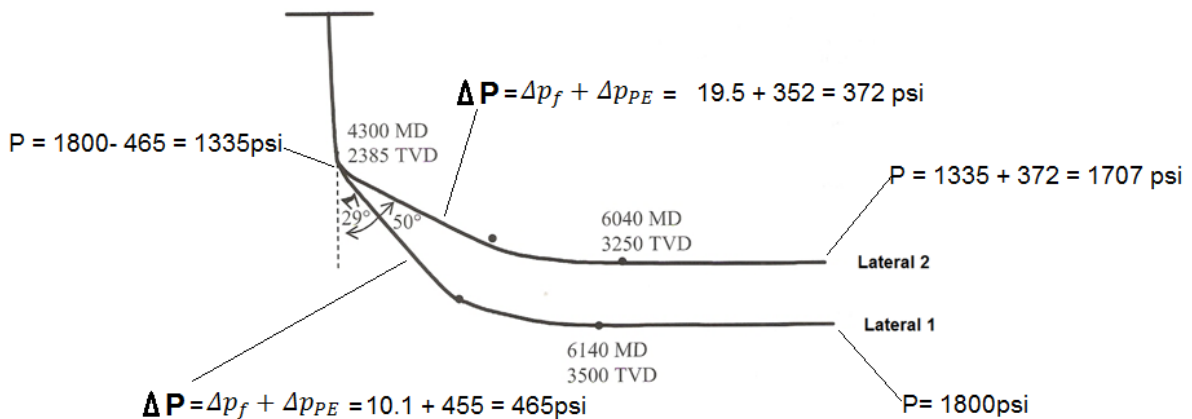
$$\Delta p_{PE} = \frac{g}{g_c} \rho L_v = \frac{32.17 \times 58.8 \times 1115}{32.17 \times 144} = 455 \text{ psi} \dots \dots \dots (4.84)$$

Por lo tanto la caída de presión total

$$\Delta p = 465 \text{ psi} \dots \dots \dots (4.85)$$

Aplicando la ecuación 4.72 la caída de presión por elevación es de 455 psi. Agregando estos resultados a la caída de presión total del yacimiento para saber la presión en la junta tenemos  $1800 - 465 = 1335$  psi.

De manera similar para el lateral 2 se calcula y se obtienen las caídas de presión por fricción de 19.5 psi y la caída de presión por energía potencial de 352 psi, respectivamente. Y se obtiene una presión en el fondo del lateral 2 de 1707 psi. Nota que para un pozo multilateral con producción mezclada, las presiones del lateral 1 y la del lateral dos se consideran iguales en la junta. Las condiciones de flujo en cada lateral dependen en los comportamientos de los demás.



## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Finalmente, la presión más baja encontrada en el sistema analizado es la presión de la junta de 1335 psi. Esta presión es más alta que la presión de burbuja y se supone un comportamiento de una sola fase.

### 4.2.3 Capacidad de aporte de un pozo multilateral

La capacidad de aporte de un pozo es la relación entre la presión y el gasto en superficie. Para un pozo multilateral, esta relación también incluye la distribución de gastos proveniente de cada lateral como una función de la presión de superficie (la distribución de flujo entre los laterales). Para predecir la capacidad de aporte de un pozo multilateral, es decir para obtener una IPR del yacimiento es necesario utilizar modelos de flujo de pozo.

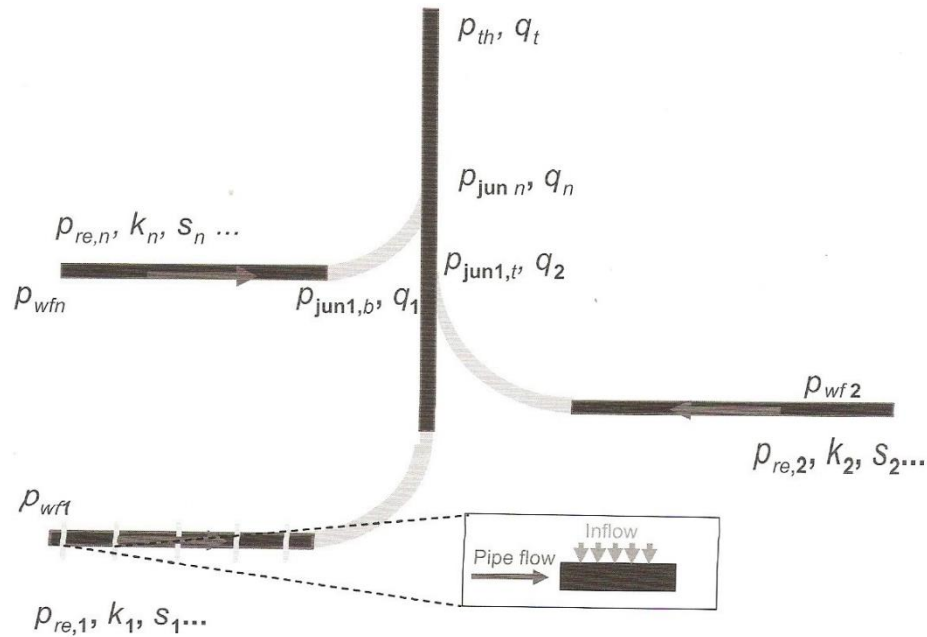
En los laterales horizontales la capacidad de aporte es proporcional a su extensión, dado a esto, las caídas de presión pueden ser significativas. Para calcular las caídas de presión dentro del lateral horizontal, es necesario conocer el gasto proveniente del yacimiento al pozo y viceversa, para conocer el gasto proveniente del yacimiento para los cálculos de presión del pozo, se necesita conocer la presión de fondo fluyendo, la cual viene de los cálculos de caídas de presión dentro del lateral.

#### - Modelo semianalítico

Una manera simple y rápida para predecir el aporte es usar un modelo analítico y correlaciones. Se tomaran los modelos de Babu & Odeh y Ouyang & Aziz para ilustrar el aporte de un pozo multilateral.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

La **Figura 4.8** muestra un pozo multilateral. Estos pozos pueden tener cualquier número de laterales y cada lateral tiene una sección entubada y no entubada (transporte y producción). Para un pozo multilateral con “n” laterales, nosotros comenzamos el cálculo desde el lateral que se encuentra más abajo.



**Figura 4.8** Ilustración del procedimiento del cálculo de la capacidad de flujo

Para predecir la presión y el gasto del lateral se divide en segmentos pequeños. Asumiendo un “drawdown” (es la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo) en cada segmento. El segmento 1 o el lateral 1 lo calculamos con Babu & Odeh.

$$q_{1,1} = \frac{7.08 \times 10^{-3} b \sqrt{k_x k_z} (\Delta p_{1,1})}{\pi B_o \left[ \ln \left( \frac{A^{0.5}}{r_w} \right) + \ln C_H - 0.75 + s_R \right]} \dots \dots \dots (4.86)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Donde  $C_H$  y  $s_R$  se calculan de las ecuaciones 4.36 a 4.48. Para el siguiente cálculo utilizamos Ouyang 4.63 a 4.69.

$$(\bar{p} - p_{wf})_{2,1} = (\bar{p} - p_{wf})_{1,1} - \Delta p_{1,1} \dots \dots \dots (4.87)$$

El cálculo se realiza para los demás segmentos y al final la sumatoria de estos será el resultado.

$$q_{i,j} = \sum_{k=1}^i q_{k,j} \dots \dots \dots (4.88)$$

La diferencia del cálculo de los segmentos entubados y no entubados del lateral es que en el agujero entubado no hay flujo, por lo tanto el factor de daño es cero y esta parte de la sección se calcula con las ecuaciones del **Tema 4.2.2**. Una vez que se obtiene la presión en la junta del lateral 1 se denota en la figura anterior como  $p_{jun1,b}$  donde el subíndice **1** es el número del lateral y **b** denota que la presión de la junta está calculada desde el fondo del lateral. De la misma manera se calcula la presión en la junta del lateral **2** ( $p_{jun1,t}$ ) donde el subíndice **t** es el lateral más alto de la misma junta.

En este punto, la presión de la junta de cada lateral tiene que coincidir en ambos resultados para producir a la condición definida. Si la presión en la junta del lateral 2 no es igual a la presión de la junta del lateral 1, tenemos que asumir otro “drawdown” para el lateral 2 y volver a calcular la presión de la junta. Este procedimiento se repite hasta que ambas presiones en la junta de los laterales sean iguales. A esta condición de producir a la misma presión en la junta de cada lateral se le conoce como condición de equilibrio “equilibrium condition”.

Es común que las presiones en las juntas no coincidan, si en dado caso no coinciden quiere decir que un lateral cuenta con alta presión y el otro con baja presión.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

A este fenómeno se le denomina **Flujo cruzado** (crossflow) que es el flujo que regresa de un lateral con alta presión a uno de baja presión.

La caída de presión entre la junta 1 y 2 puede ser calculada fácilmente por un modelo de caídas de presión en tubería, y nos dará la presión en la junta 2, esta presión se calculara con la presión de la junta 3 si es que existe y se analizara con la presión calculada para ese mismo lateral, se siguen estos pasos hasta completar todo el sistema de un pozo multilateral. El cálculo de la caída de presión de la última junta a la superficie se analizara con las ecuaciones básicas de caída de presión ya sea para una o dos fases.

El siguiente procedimiento describe como se obtiene el gasto y la distribución de presión en cada lateral, en cada junta, el gasto y presión total en superficie. Los pasos son los siguientes.

1. Comenzando desde el fondo del lateral 1, asumiendo una  $p_{wf}(1, 1)$  se realiza el “drawdown” en el segmento y calculamos el gasto y la caída de presión.
2. Se calcula el “drawdown” en el siguiente segmento. Se calcula el gasto y la caída de presión a partir de las ecuaciones de flujo. Repetir este procedimiento hasta que la sección del lateral que produce es cubierta.
3. Usando las ecuaciones de flujo en tuberías calculamos la sección que no produce (sección entubada) hasta la junta del lateral  $p_{jun\ 1,b}$ .
4. Asumiendo una  $p_{wf}(1, 2)$  para el lateral 2, se supone un “drawdown” para el fondo del lateral, repetir los pasos 1 al 3, para obtener la distribución del gasto, la distribución de la presión y la presión en la junta  $p_{jun,1,t}$

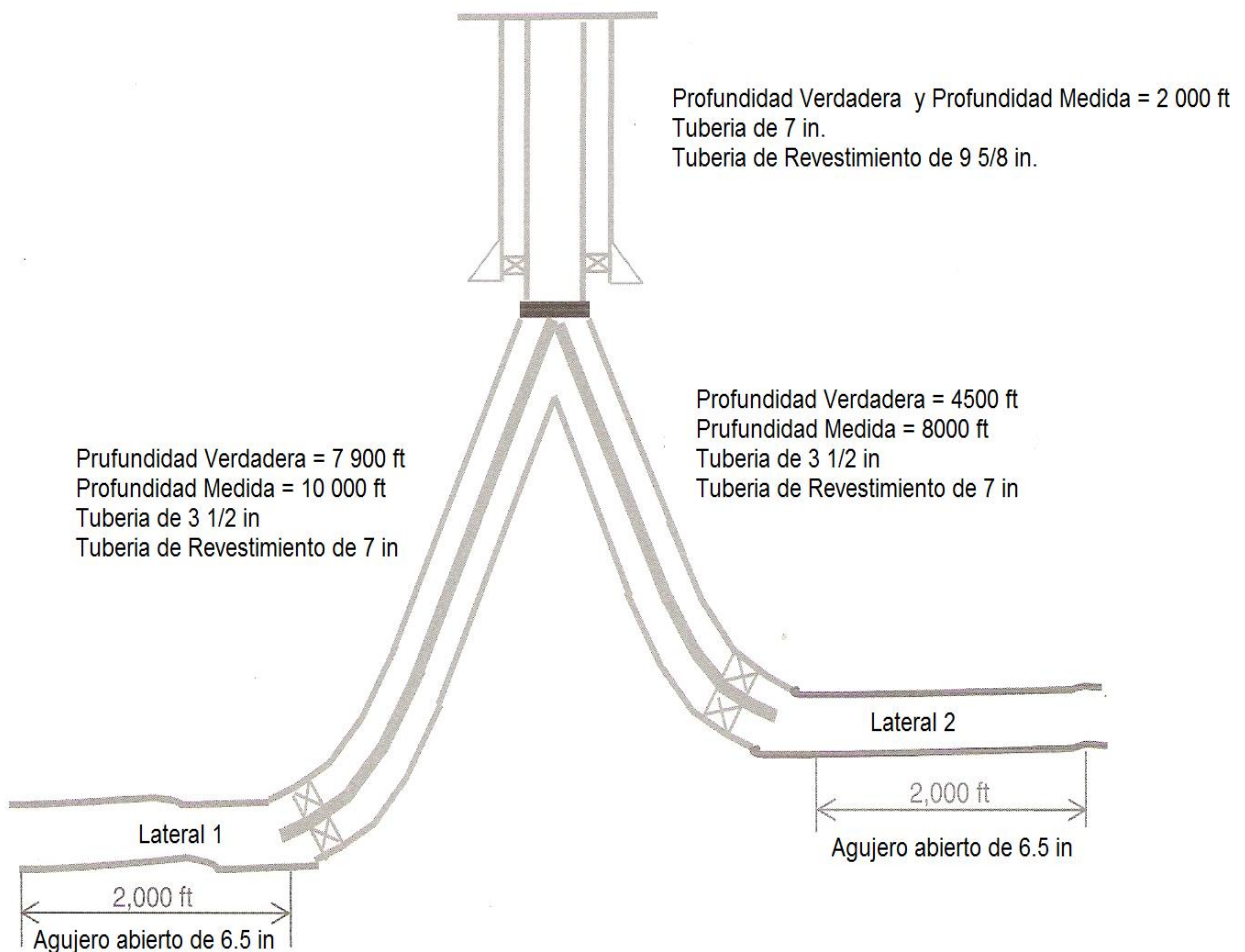
## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

5. Comparamos ambas presiones en la junta  $p_{jun1,t} = p_{jun1,b}$  para identificar si son iguales, si son diferentes se asumen otra  $p_{wf}(1, 2)$  para el lateral 2 y se repiten los pasos 1 al 3.
6. Repetir los pasos 2 y 3, para el cálculo del gasto de producción de los otros laterales, la suma de estos nos da el total de producción y la presión en la última junta.
7. De la última junta a la cabeza del pozo usamos un modelo de flujo en tuberías para calcular la caída de presión en la tubería principal a la cabeza del pozo.
8. Repetir el procedimiento entero si el valor del gasto total y la presión encontrada no corresponden.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

**Ejemplo 4.5** Realiza un análisis nodal de un pozo multilateral (**Fig. 4.9**). El yacimiento tiene dos capas, las propiedades de cada capa se muestran en la tabla. La porosidad es de 0.2, un radio de drene 0.27 ft, la compresibilidad total es de  $1 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$ , la temperatura en superficie es de  $80^\circ\text{F}$  con un gradiente de temperatura de  $0.02^\circ\text{F}/\text{ft}$ . En cada capa tenemos  $k_H/k_V = 10$  y el área de drene es de 3000 por 1500 ft., la densidad del fluido del yacimiento es de  $58 \text{ lb}/\text{ft}^3$  con viscosidad de 5 cp y un factor de volumen del aceite de 1.1.

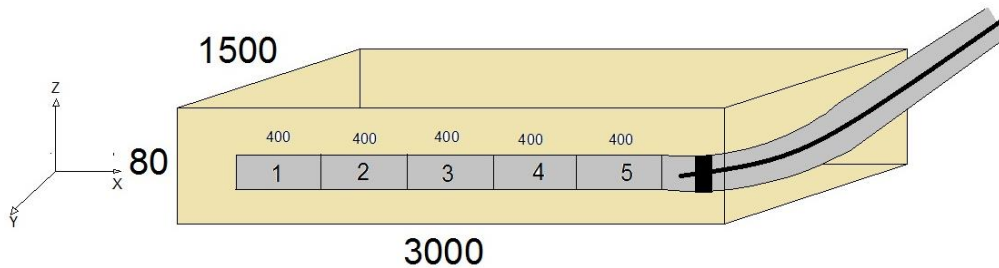


**Figura 4.9** Pozo multilateral del ejemplo 4.6

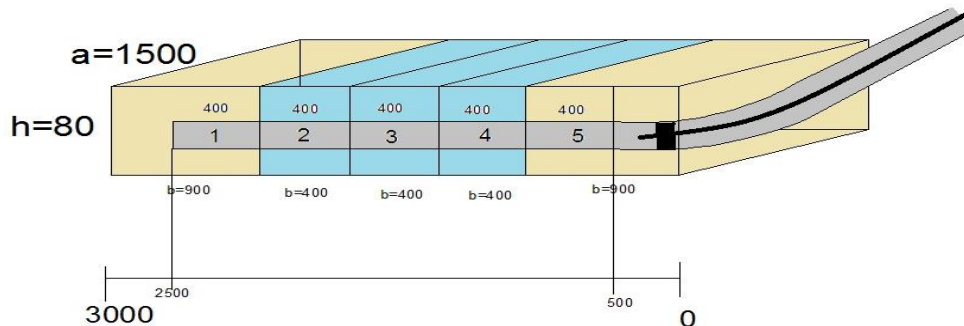
## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

Propiedades Lateral/Yacimiento						
Gravedad específica del gas=0.71;		Gravedad específica del aceite=32° API;			RGA =600scf/bl	
Lateral	Espesor (ft)	$K_H$ (md)	$K_V$ (md)	Daño	$P_{re}$ (psi)	Longitud lateral (ft)
1	80	250	25	10	3,400	2,000
2	60	900	90	10	1,900	2,000

Comenzamos con el lateral 1, el primer paso es dividir el lateral en pequeños segmentos como se muestra en la siguiente figura. Usaremos 5 segmentos para este ejemplo; cada uno de estos segmentos es de 400 ft de longitud.



Después basándonos en la geometría del modelo de Babu & Odeh se calcula  $a$ ,  $b$ ,  $h$ ,  $Y_0$ ,  $X_0$  y  $Z_0$ . Recordemos que el pozo se encuentra centrado en el yacimiento como se ilustra en la siguiente figura.





## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Los resultados de los segmentos se calculan con Babu & Odeh y se encuentran en la siguiente tabla.

Resultados del ejemplo 4.6							
Babu & Odeh							
segmento	a	b	h	L	Y <sub>0</sub>	Z <sub>0</sub>	X <sub>mid</sub>
1 (fondo)	1500	900	80	400	750	40	700
2,3,4 (medio)	1500	400	80	400	750	40	200
5 (arriba)	1500	900	80	400	750	40	200

En el lateral 1 en el fondo tenemos el segmento 1, nosotros asumimos un drawdown de 500 psi (es la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo) para el segmento 1,1, la cual nos da una presión de fondo fluyendo de 2900 psi, de la ecuación 4.37, con  $I_{ani} = 3.16$ , el factor de forma es

$$\ln C_H = 6.28 \frac{1,500 ft}{(3.16)(80 ft)} \left[ \frac{1}{3} - \frac{750 ft}{1,500 ft} + \left( \frac{750 ft}{1,500 ft} \right)^2 \right] - \left( \sin \frac{\pi(40 ft)}{80 ft} \right) - 0.5 \ln \left[ \left( \frac{1,500}{(3.16)(80 ft)} \right) \right] - 1.088 = 1.13 \dots \dots \dots (4.89)$$

El factor de forma es independiente de la localización del segmento en la dirección x, por lo tanto todos estos segmentos tienen el mismo factor de forma, pero el factor de daño por penetración es diferente. En el segmento del fondo del lateral, el factor de daño por penetración es usado para el flujo que está más allá del final del pozo, es decir, el que se encuentra invadiendo al yacimiento. Analizamos la condición inicial de factor de daño por penetración parcial.

Caso 1

$$\frac{1500 ft}{\sqrt{250 md}} \geq 0.75 \frac{900 ft}{\sqrt{250 md}} > 0.75 \frac{80 ft}{\sqrt{25 md}} \equiv 94.86 \geq 42.69 > 12 \dots \dots \dots (4.90)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Caso 2

$$\frac{900 \text{ ft}}{\sqrt{250 \text{ md}}} \geq 1.33 \frac{1500 \text{ ft}}{\sqrt{250 \text{ md}}} > \frac{80 \text{ ft}}{\sqrt{25 \text{ md}}} \equiv 57 \geq 126.17 > 16 \dots \dots \dots (4.91)$$

Por lo tanto satisface el caso 1 para este yacimiento.

Entonces utilizamos las ecuaciones 4.39 a la 4.44

$$S_R = P_{xyz} + P'_{xy} \dots \dots \dots (4.92)$$

Donde

$$P_{xyz} = \left(\frac{b}{L} - 1\right) \left[ \ln \frac{h}{r_w} + 0.25 \ln \frac{k_x}{k_z} - \ln \left( \sin \frac{\pi z}{h} \right) - 1.84 \right] \dots \dots \dots (4.93)$$

$$P_{xyz} = \left(\frac{900}{400} - 1\right) \left[ \ln \frac{80}{0.27} + 0.25 \ln \frac{250}{25} - \ln \left( \sin \frac{\pi 40}{80} \right) - 1.84 \right] = 5.53 \dots \dots \dots (4.94)$$

Y

$$P'_{xy} = \frac{2b^2}{Lh} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left\{ F\left(\frac{L}{2b}\right) + 0.5 \left[ F\left(\frac{4x_{mid} + L}{2b}\right) - F\left(\frac{4x_{mid} - L}{2b}\right) \right] \right\} \dots \dots \dots (4.95)$$

Donde  $F\left(\frac{L}{2b}\right)$

$$F\left(\frac{L}{2b}\right) = -\left(\frac{L}{2b}\right) \left[ 0.145 + \ln\left(\frac{L}{2b}\right) - 0.137 \left(\frac{L}{2b}\right)^2 \right] \dots \dots \dots (4.96)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

$$F\left(\frac{L}{2b}\right) = -\left(\frac{400ft}{2 \times 900ft}\right) \left[0.145 + \ln\left(\frac{400ft}{2 \times 900ft}\right) - 0.137\left(\frac{400ft}{2 \times 900ft}\right)^2\right] = 0.304 \dots \dots \dots (4.97)$$

Las funciones  $F\left(\frac{4x_{mid}+L}{2b}\right)$  ó  $F\left(\frac{4x_{mid}-L}{2b}\right)$  puede tomar dos formas de cálculo dependiendo del valor de  $F(4x_{mid} + L/2b)$

Se evalúa  $F(4x_{mid} + L/2b)$

$$\frac{4x_{mid} + L}{2b} = \frac{4 \times 700 + 400}{2 \times 900} = 1.78 \geq 1 \dots \dots \dots (4.98)$$

Ya que se analizó la condición de  $F(4x_{mid} + L/2b)$  sea mayor o menor que 1, en este caso es mayor que 1 es por eso que se utiliza la ecuación siguiente:

$$F\left(\frac{L}{2b}\right) = (2 - x)[0.145 + \ln(2 - x) - 0.137(2 - x)^2] \dots \dots \dots (4.99)$$

Donde x es  $(4x_{mid} + L)/2b$  ó  $(4x_{mid} - L)/2b$

Calculando (2-x) con  $x = (4x_{mid} + L)/2b$

$$2 - \frac{4x_{mid} + L}{2b} = 2 - \frac{4 \times 700 + 400}{2 \times 900} = 0.22 \dots \dots \dots (4.100)$$

Calculando (2-x) con  $x = (4x_{mid} - L)/2b$

$$2 - \frac{4x_{mid} - L}{2b} = 2 - \frac{4 \times 700 - 400}{2 \times 900} = 0.67 \dots \dots \dots (4.101)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Por lo tanto usando el cálculo con  $(2-x)=0.22$

$$F\left(\frac{L}{2b}\right) = (2-x)[0.145 + \ln(2-x) - 0.137(2-x)^2]$$

$$= (0.22)[0.145 + \ln(0.22) - 0.137(0.22)^2] = -0.303 \dots \dots \dots (4.102)$$

Por lo tanto usando el cálculo con  $(2-x)=0.67$

$$F\left(\frac{L}{2b}\right) = (2-x)[0.145 + \ln(2-x) - 0.137(2-x)^2]$$

$$= (0.67)[0.145 + \ln(0.67) - 0.137(0.67)^2] = -0.212 \dots \dots \dots (4.103)$$

Entonces con  $F\left(\frac{4x_{mid}+L}{2b}\right) = -0.303$  y  $F\left(\frac{4x_{mid}-L}{2b}\right) = -0.212$

$$P'_{xy} = \frac{2x900^2}{400x80} \sqrt{1}\{(0.304) + 0.5[(-0.303) - (-0.212)]\} \dots \dots \dots (4.104)$$

$$P'_{xy} = 4.14 \dots \dots \dots (4.105)$$

Por lo tanto

$$S_R = 5.53 + 4.14 = 9.67 \dots \dots \dots (4.106)$$

Para calcular el gasto con las condiciones dadas utilizamos la ecuación 4.35, considerando un  $s = 4.44$

$$q = \frac{\sqrt{k_y k_z} b (\bar{p} - p_{wf})}{141.2 \mu B_0 \left[ \ln\left(\frac{A^{0.5}}{r_w}\right) + \ln C_H - 0.75 + s_R + \left(\frac{b}{L}\right) s \right]} \dots \dots \dots (4.107)$$

$$q = \frac{\sqrt{250x25}(900)(3400 - 2900)}{141.2(1.1)(5) \left[ \ln\left(\frac{[(80)(1500)]^{0.5}}{0.27}\right) + 1.13 - 0.75 + 9.67 + 10 \right]} \dots \dots \dots (4.108)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

$$q = 1683 \frac{Bl_s}{Dia} \dots \dots \dots (4.109)$$

Con este gasto, calculamos la caída de presión en el segmento con el modelo Ouyang

$$q_i = \frac{q}{L} = \frac{1683}{400} = 4.21 \frac{Bl_s}{ft} \dots \dots \dots (4.110)$$

La caída de presión está dada por:

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \frac{g}{g_c} \rho L_s \sin \theta + \frac{2f_f^* \rho u^2 L_s}{g_c d} + \frac{8\rho u q}{\pi g_c d^2} \dots \dots \dots (4.111)$$

Se necesita conocer antes las variables  $f_f^*$  y  $u$ , para  $f_f^*$  necesitamos conocer el tipo de flujo para ello sacamos el número de Reynolds.

Obtenemos el gasto promedio para el número de Reynolds.

$$\bar{q} = q + \frac{L}{2} q_i \dots \dots \dots (4.112)$$

$$\bar{q} = 0 + 4.21 \frac{400}{2} = 842 \frac{bls}{D} \dots \dots \dots (4.113)$$

$$N_{Re} = \frac{q\rho}{D\mu} = \frac{1.48 \times 842 \times 58}{6.5 \times 5} = 2224 \dots \dots \dots (4.114)$$

Por lo tanto nuestro flujo es turbulento. Utilizamos  $f_f^*$  para ese tipo de flujo.

$$f_f^* = f_f [1 - 0.0153 N_{Re,w}^{0.3978}] \dots \dots \dots (4.115)$$

Donde  $N_{Re,w}$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

$$N_{Re,w} = 0.096723 \frac{4.21 \times 58}{\pi \times 5} = 1.5 \dots \dots \dots (4.116)$$

Considerando un  $f_f^* = 0.012$

$$f_f^* = f_f [1 - 0.0153 N_{Re,w}^{0.3978}] = 0.012 [1 - 0.0153 (1.5)^{0.3978}] = 0.012 \dots \dots \dots (4.117)$$

Para la velocidad axial tenemos:

$$u = \frac{4\bar{q}}{\pi d^2} = \frac{4 \times 5.615 \times 842}{\pi \times 86,400 \times (6.5/12)^2} = 0.238 \text{ ft}^2/\text{s} \dots \dots \dots (4.118)$$

Las constantes (5.615, 86400, 12) son unidades de conversiones para cambiar barriles a pies cúbicos, días a segundos y pulgadas a pies respectivamente.

Ahora integrando los resultados a la caída de presión tenemos:

$$\Delta p = 0 + \frac{2 \times 0.012 \times 58 \times 0.238^2 \times 400}{32.17 \times (6.5/12) \times 144} + \frac{8 \times 58 \times 0.238 \times 1683 \times 5.615}{\pi \times 32.17 \times (6.5/12)^2 \times 86400 \times 144} \dots \dots \dots (4.119)$$

$$\Delta p = 0.0125 + 0.0028 = 0.0153 \text{ psi} \dots \dots \dots (4.120)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

La caída de presión del lateral 1 es 0.0153 psi, esta caída es despreciable, las presiones están mostradas en la tabla.

Presiones y Gasto para el lateral 1					
Segmento	1	2	3	4	5
Pwf (psi)	2,900	2,900	2,900	2,900	2,899
Gasto (B/D)	1,683	1,161	1,161	1,161	1,685

Si nosotros sumamos los gastos de cada segmento, el total del gasto del lateral es de 6,851 B/D, una presión de entrada de 2899 psi y una tubería de 3.5 pulgadas. Nosotros usamos la correlación de dos fases de Beggs & Brill para calcular la caída de presión en la sección entubada del lateral 1. Esta caída de presión nos da de 2252 psi. Dándonos una presión de  $2899 - 2252 = 647$  psi en la junta. Las presiones de la junta del lateral 1 y la junta del lateral 2 deben ser igualadas. Comenzamos a realizar el mismo procedimiento del lateral 2 pero ahora con los datos de este. Los gastos y la distribución de las presiones para el lateral 2 se muestran en la siguiente tabla. Con un drawdown de 100 psi.

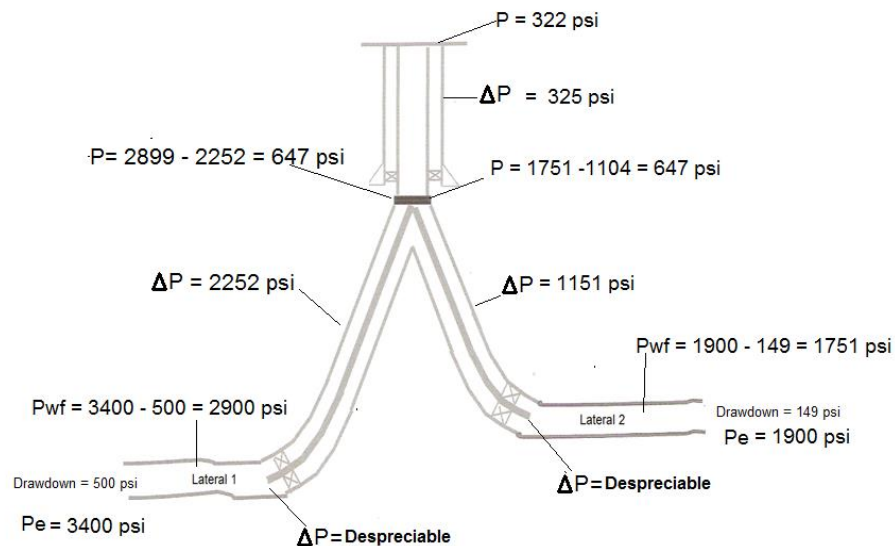
Presión y Distribución del Gasto del Lateral 2 (100 psi Drawdown)					
Segmento	1	2	3	4	5
Pwf (psi)	1,800	1,799.99	1,799.95	1,799.88	1,799.75
Gasto B/D	1,138	802	802	803	1,141

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

El gasto total es de 4,685 B/D del lateral 2, usamos Beggs & Brill y obtenemos una caída de 647 psi dándonos una presión en la junta de 1,153 psi. Para incrementar la caída de presión en la zona entubada del lateral 2 incrementamos el drawdown, usando 149 psi se repite el cálculo. Los resultados están en la siguiente tabla. Calculando la caída de presión en la zona entubada obtenemos la igualdad en ambas juntas.

Presión y Distribución del Gasto del Lateral 2 (149 psi Drawdown)					
Segmento	1	2	3	4	5
Pwf (psi)	1,751	1,750.98	1,750.91	1,750.76	1,750.50
Gasto B/D	1,695	1,195	1,195	1,197	1,701

El último paso es el cálculo de la caída de presión de la junta a la superficie, con un gasto de 13,834 B/D, una presión de 647 psi y una tubería de 7 pg. Calculamos con Hagedorn & Brown modificada y nos da una presión de 322 psi en superficie.





### 4.3 Flujo Cruzado

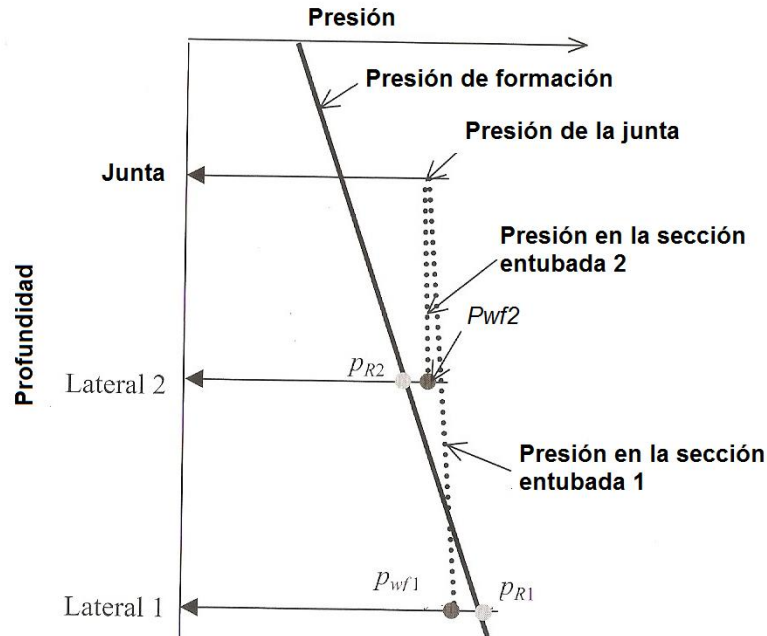
La hidráulica del pozo afecta el comportamiento en los pozos multilaterales de dos maneras; la caída de presión en laterales horizontales puede cambiar la distribución del gasto a lo largo del lateral, y también, la presión en la junta puede actuar como una contrapresión afectando la distribución del flujo en los laterales. La presión puede ser crítica para el comportamiento de los pozos multilaterales, ya que afecta todos los cálculos.

#### 4.3.1 Flujo cruzado de un lateral inferior a un lateral superior

El flujo cruzado en un pozo multilateral se define como el flujo de un lateral que fluye de regreso dentro de otro lateral. Es un fenómeno común en producción de pozos multilaterales.

Como las condiciones que causan el flujo cruzado son complicadas, y la reducción en la producción puede ser severa, en algunas áreas, por regulación la producción en agujero franco no es permitida, a menos que se establezca un control en el fondo del pozo. Estos límites benefician a los pozos multilaterales de manera significativa.

El flujo cruzado de un lateral inferior a uno superior puede ocurrir, si un pozo se opera con una presión demasiado alta en superficie debido al gradiente de formación estático y el gradiente de fondo fluyendo. En una presión normal de formación, el gradiente de presión en la formación es del orden de 0.4-0.45 psi/ft, y para flujo de dos fases en la tubería el gradiente es del orden de 0.25 psi/ft. Esta diferencia puede causar flujo cruzado de un lateral inferior a uno superior (**Fig. 4.10**).



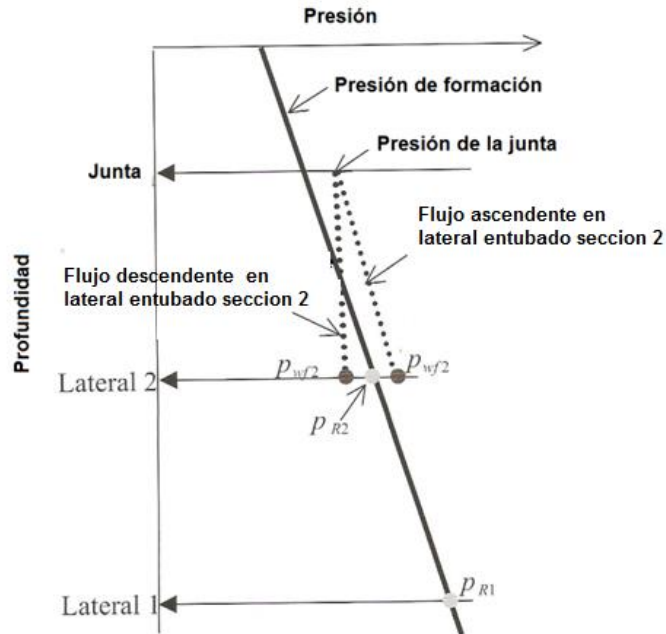
**Figura 4.10** Perfiles de presión en caso de flujo cruzado

En esta grafica la línea solida es el perfil de la presión de formación asumiendo un gradiente de formación normal. Las líneas punteadas son los perfiles de presión de los laterales. La  $p_{wf}$  del lateral 1 es menor que la presión del yacimiento a esa profundidad,  $p_{R1}$ , la cual permite la producción del lateral. La presión de la junta es relativamente alta para la presión del yacimiento a la profundidad del lateral 2. Con la presión de fondo en el lateral 2,  $p_{wf2}$ , siendo mayor que la presión del yacimiento en el lateral 2,  $p_{R2}$ , el fluido producido del lateral 1 se introduce en el lateral 2, a esto se le llama flujo cruzado.

Hay dos formas de superar este tipo de flujo cruzado en un pozo multilateral. La primera es reducir la presión de fondo del lateral 1 para reducir la presión en la junta y así produzca el lateral 2. La segunda forma es eliminar el flujo cruzado cerrando el lateral superior y dejar producir solo el lateral 1 hasta que la presión de este decline lo suficiente para igualar la presión con el lateral 2 y pueda producir. Esto requiere equipo inteligente de medición en el fondo del pozo.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

Una condición aún más compleja puede ocurrir en un pozo multilateral por el comportamiento de flujo de dos fases en tuberías (**Fig. 4.11**).



**Figura 4.11** Perfiles de presión para un estrangulamiento natural para el caso de pozos multilaterales

Una presión relativamente alta existe en la junta por la baja producción del lateral inferior. Cuando las condiciones de flujo en el lateral 2 son calculadas asumiendo un estado de flujo ascendente. Los cálculos muestran que  $p_{wf2}$  es más grande que  $p_{R2}$ , sugerencia de flujo cruzado. Repitiendo el cálculo, pero ahora asumiendo una caída de presión de dos fases como debería ocurrir flujo cruzado, los cálculos de la presión de fondo son menores que la presión del yacimiento, y por lo tanto no puede ocurrir el flujo cruzado. En esta situación, el lateral 2 debería simplemente estrangularse por la producción del lateral 1. El lateral 2 debería llenarse con suficiente líquido para balancear la presión del yacimiento mientras que experimentan la presión de la junta del lateral 1.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Las condiciones de flujo cruzado pueden ser identificadas por modelos de comportamiento de flujo, en cada uno de los laterales que no es el del fondo, una muy pequeña diferencial de presión se asume en el final del lateral para calcular el perfil de presión con la presión obtenida de la junta de los cálculos del lateral,  $p_j$ . Si  $p_j$  es menor que  $p'_j$ , el pozo debería tener flujo cruzado del lateral inferior a uno superior o el lateral más alto debería ser estrangulado. Similarmente, el flujo cruzado puede producirse entre laterales completos esencialmente a la misma profundidad, como un lateral doble opuesto.

### 4.3.2 Flujo cruzado de un lateral superior a uno inferior

Algunas veces, el flujo cruzado puede también ocurrir de un lateral superior a uno inferior cuando el lateral más alto tiene alta presión. Esta forma ocurre cuando el lateral más bajo está completamente depresionado o el lateral más alto está sobrepresionado. Otro caso ocurre cuando la producción del lateral inferior hará que la presión decline más rápido que la presión del lateral superior, esto permitirá que el lateral superior con el tiempo tenga una mayor presión que el lateral inferior, por esta razón tendremos ahora un flujo cruzado de un lateral superior a uno inferior.

### 4.4 Estimulaciones

La estimulación de pozos es aplicada para mejorar la productividad de estos. Los pozos multilaterales son comúnmente perforados y terminados sin ninguna intención de aplicar tratamientos de estimulación; la necesidad de que surja una estimulación puede ser al inicio de la terminación o durante la vida del pozo. La estimulación de un lateral no es diferente a la estimulación de un pozo convencional, excepto por las necesidades de los esfuerzos especiales para colocar los fluidos de tratamiento en el lateral, y particularmente en el caso de fracturamiento hidráulico, la consideración de la interacción de uno de los laterales con otros.

#### 4.4.1 Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico de los laterales de un pozo multilateral es posible y se ha hecho en numerosas ocasiones. Particularmente en pozos de doble lateral. Los laterales son tratados simultáneamente, creando fracturas en más de un lateral durante el tratamiento o tratados separadamente por inyección selectiva uno a la vez. La mayoría de los laterales son horizontales, y a menudo bastante largos, en estos es común colocar múltiples fracturas a lo largo de ellos.

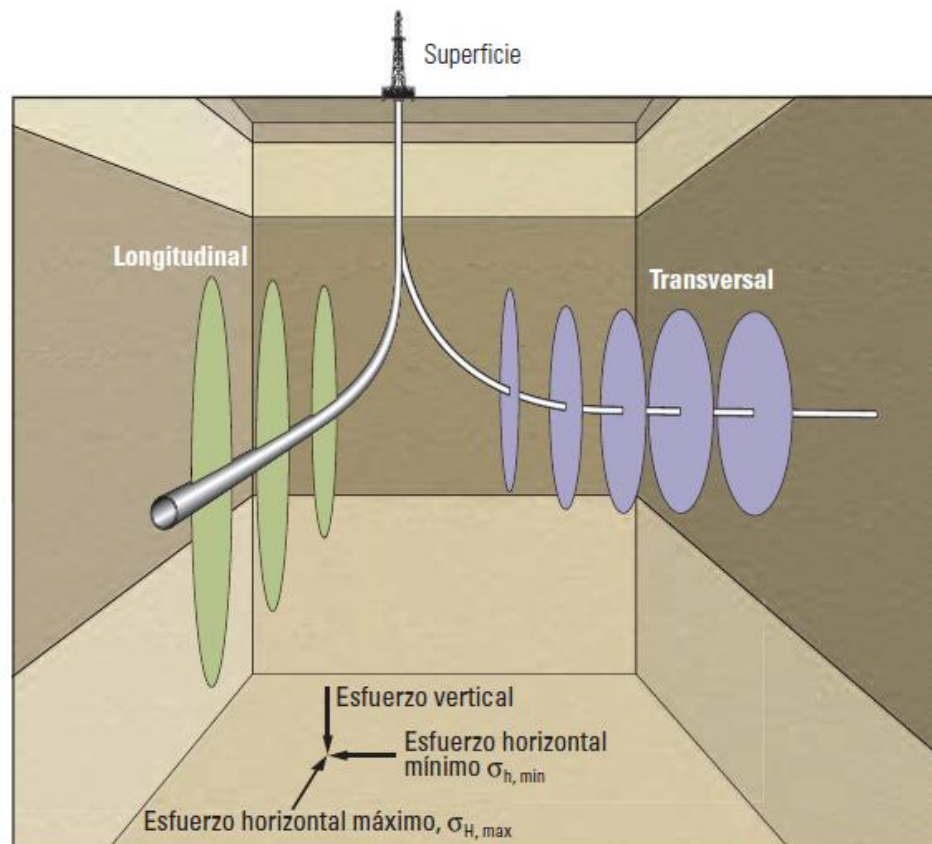
Para casi todas las aplicaciones de ingeniería petrolera, en las profundidades donde la formación se encuentra produciendo, el campo de esfuerzos conduce a un fracturamiento hidráulico que es vertical y normal al esfuerzo mínimo horizontal. Así, cuando un lateral horizontal es fracturado, una o más fracturas verticales son creadas.

La intersección de estas fracturas con el lateral depende del azimut del yacimiento, relativo a los esfuerzos. Hay dos casos limitantes para el fracturamiento de un lateral horizontal.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

- El pozo se perfora en la trayectoria de la fractura esperada (perpendicular al mínimo esfuerzo horizontal); a esto se le llama configuración longitudinal.
- El pozo se perfora normal a la trayectoria de la fractura esperada (paralelamente al mínimo esfuerzo horizontal). En este caso, generan fracturas hidráulicas transversales.

Para este caso, es posible generar múltiples fracturas a lo largo del lateral (Fig. 4.12)



**Figura 4.12** Fracturas longitudinales y transversales

### 4.4.1.1 Fracturamiento de laterales horizontales

Cuando fracturamos un lateral horizontal, se desea crear múltiples fracturas, entonces el número de fracturas es la primera consideración en el diseño del tratamiento y el principal factor que afecta el resultado de la productividad del pozo. La segunda consideración primordial es conocer si las fracturas creadas son longitudinales o transversales. Sí se crean múltiples fracturas longitudinales, el resultado de la geometría de la fractura es análoga a la de un pozo vertical, teniendo una fractura hidráulica con longitud igual a la suma de las longitudes de todas las fracturas longitudinales. Al crear múltiples fracturas longitudinales, se puede crear una fractura efectiva más grande de la que puede obtenerse en un pozo vertical. Las múltiples fracturas transversales, se comportan como una serie de fracturas radiales independientes. La productividad de las fracturas transversales del lateral horizontal es prevista en base del contacto de la fractura en el yacimiento.

#### - Fracturas longitudinales

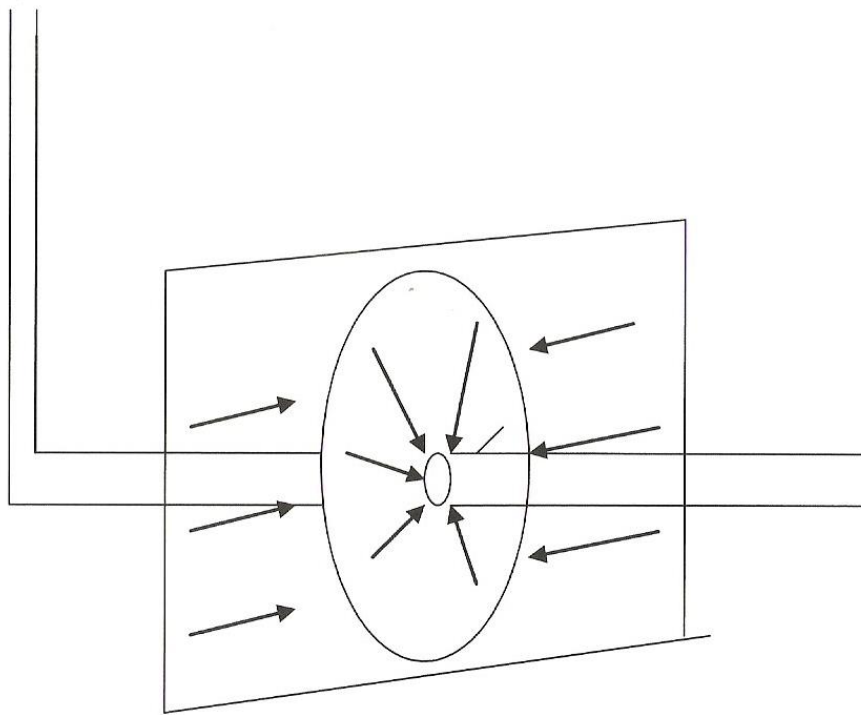
Para crear este tipo de fracturas, el lateral es perforado en la dirección del máximo esfuerzo horizontal, y por lo tanto perpendicular al mínimo esfuerzo horizontal. Sí la trayectoria del lateral está entre 10 a 20° de la preferencia del azimut de la fractura, la fractura será longitudinal. Con un ángulo grande, las fracturas serán propensas a ser fracturas transversales, a pesar de que pueden iniciar alineadas con el pozo.

Las fracturas longitudinales son usadas para crear una mayor área de comunicación con el pozo y requiere menor presión de fracturamiento que las fracturas transversales.

### - Fracturas transversales

Mientras que las fracturas longitudinales proporcionan mayores ventajas en laterales horizontales, existen incertidumbres en los esfuerzos principales y en la orientación del pozo para crear las fracturas longitudinales lo que significa, que en la práctica, las fracturas hidráulicas de un lateral son fracturas transversales. En algunas situaciones, especialmente en el fracturamiento natural del yacimiento, es deseable una configuración transversal.

La configuración de flujo en una fractura transversal, la intersección con el lateral genera una mayor caída de presión que puede ser substancial (**Fig. 4.13**).



**Figura 4.13** Intersección de una fractura transversal con un lateral horizontal



## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Fuera de la fractura, el flujo del yacimiento a la fractura es lineal, y dentro de la fractura el flujo converge a radial. Esta combinación de flujos resulta en una caída de presión adicional comparada con la fractura vertical en un mismo yacimiento de mismo espesor. Esta  $\Delta p$  causada por el cambio de flujo lineal a radial puede ser representado por un factor de daño  $S_{ch}$ .

$$S_{ch} = \frac{kh}{k_f w} \left[ \ln \left( \frac{h}{2r_w} \right) - \frac{\pi}{2} \right] \dots \dots \dots (4.121)$$

Donde  $k$  es la permeabilidad de la formación,  $h$  es el espesor,  $k_f$  es la permeabilidad del apuntalante,  $r_w$  es el radio del pozo y  $w$  es el ancho de la fractura.

Con  $S_{ch}$  calculamos las dimensiones del índice de productividad de una fractura transversal que se conecta a un lateral horizontal.

$$J_{DTH} = \frac{1}{\left( \frac{1}{J_{DV}} \right) + S_{ch}} \dots \dots \dots (4.122)$$

Donde  $J_{DV}$  son las dimensiones del índice de productividad de la fractura vertical del pozo.

Una común aplicación de las fracturas transversales en pozos multilaterales es un fracturamiento natural del yacimiento. Donde las fracturas transversales creadas intersecan las fracturas naturales existentes para crear una red natural de fracturas. El proceso de fracturamiento es muy complejo en cada formación, se indican por un mapa de microsísmica de las propagaciones de la fractura. Fisher describe tres formas de fracturamiento (**Fig. 4.14**).

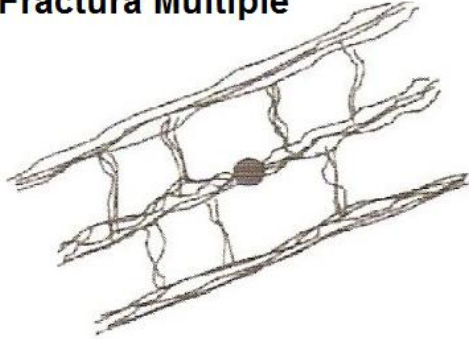
**Fractura simple**



**Fractura compleja**



**Fractura Múltiple**



**Figura 4.14** Patrones de fracturas en formaciones de lutitas

Las múltiples fracturas hidráulicas pueden ser creadas en laterales horizontales en secciones aisladas y conduciendo una serie de tratamientos de fractura individual, o bombear un tratamiento simple apoyándose de la mecánica de las fracturas, hidráulica del pozo y la configuración de la terminación para conducir las múltiples fracturas.

Obviamente, el aislamiento selectivo y el tratamiento individual de cada intervalo es lo esencial para crear las fracturas, pero con alto costo comparado con un tratamiento simple.

### 4.4.1.2 Colocación de la fractura en pozos multilaterales

Las fracturas hidráulicas pueden ser creadas en laterales aislados y tratamientos separados de bombeo en cada lateral (hasta tratamientos múltiples para cada lateral) o bullheading (Forzamiento) en el pozo principal con un gasto muy alto. Un aislamiento selectivo proporciona mayor control de la colocación de la fractura, pero requiere de mayor nivel de junta y equipo sofisticado para trabajos de reparación.

En pozos de doble lateral y formaciones fracturadas se aplican tratamientos de fractura con gastos de 200 bls/min (gastos altos) creando múltiples fracturas en los límites del pozo a lo largo del lateral. Lo esencial para el tratamiento selectivo es usar equipo de terminación especializado para guiar a través del lateral y proveer la presión aislada al lateral.

La junta del lateral superior es equipada con una cuchara desviadora para guiar la sarta para el tratamiento dentro del pozo (**Fig 4.15**). Un empacador recuperable se coloca por debajo del lateral para aislar el pozo y el tratamiento solo afecte al lateral aislado. La **Figura 4.16** muestra el procedimiento de fracturamiento que se hace en un pozo de doble lateral.

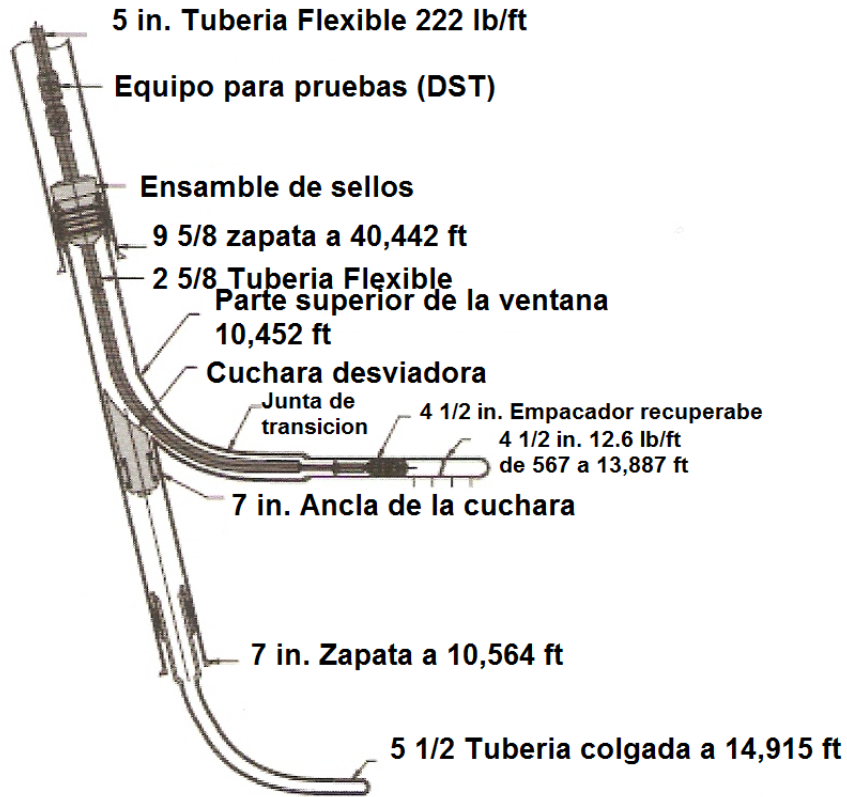


Figura 4.15 Equipo de fracturamiento hidráulico.

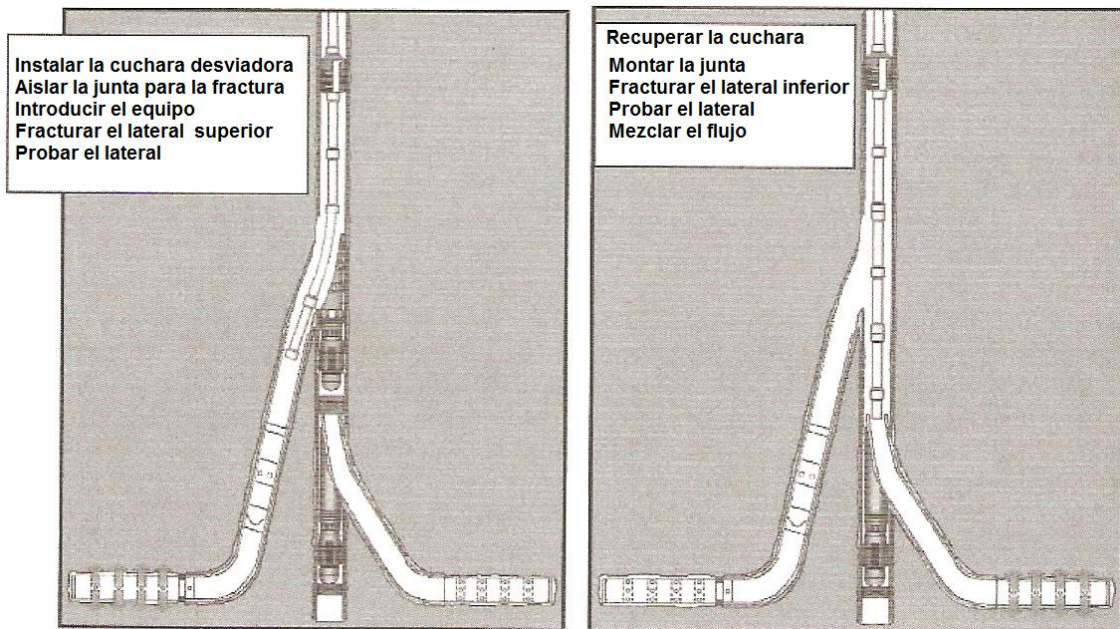
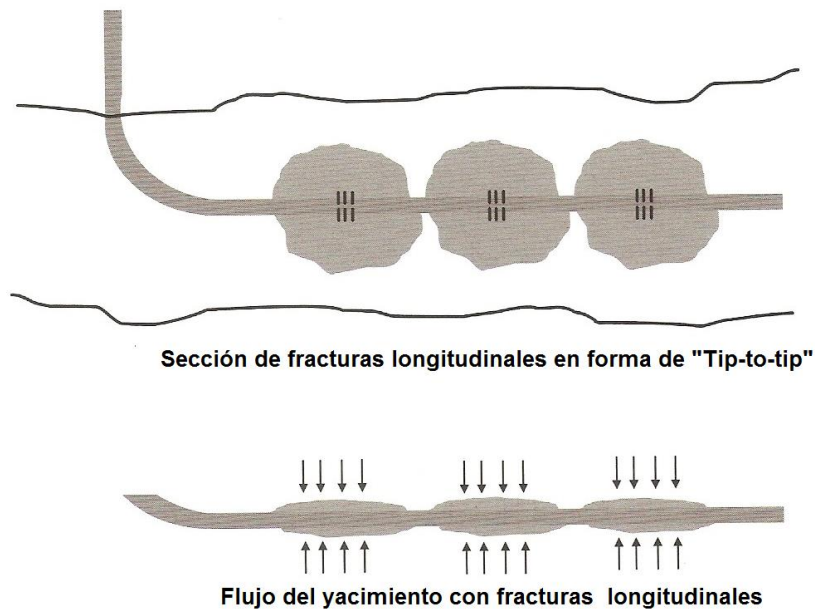


Figura 4. 16 Proceso de fracturamiento en un pozo de lateral doble

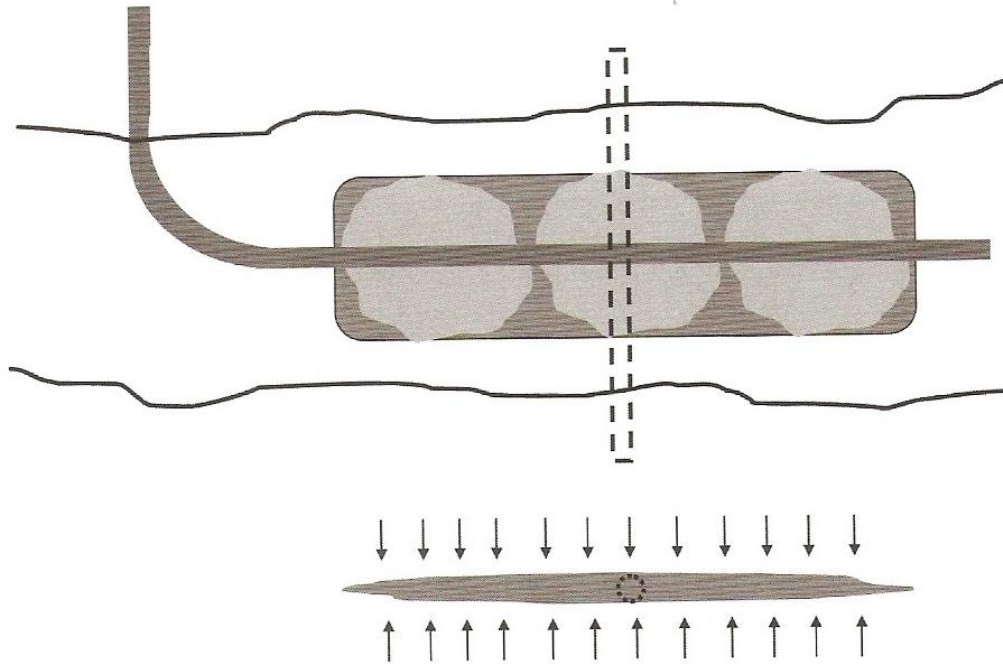
### 4.4.1.3 Productividad de las fracturas de los pozos multilaterales.

La productividad de un lateral con múltiples fracturas se calcula con los métodos presentados anteriormente. El lateral se divide en segmentos y cada segmento puede ser formulado en base al flujo de cada fractura. De otra manera el comportamiento del pozo puede ser efectuado por un simulador tomando en cuenta una red de cada fractura para representar los efectos que provocan.

Considerando un lateral horizontal con fracturas de forma “tip-to-tip” (**Fig. 4.17**). Sí hay espacios pequeños entre las fracturas, el flujo del yacimiento es de comportamiento lineal y perpendicular al pozo. Sí, la conductividad es alta, entonces la caída de presión en las fracturas es relativamente pequeña a la caída de presión en la formación, estas fracturas se representan como una sola fractura con la longitud de la suma de todas (**Fig. 7.18**).



**Figura 4.17** Fracturas de la forma “Tip-to-tip”



**Figura 4.18** Representación de una sola fractura de una fractura longitudinal “tip-to-tip”

Los modelos son basados en flujo radial en estado estacionario o pseudoestacionario.

Para producción de aceite.

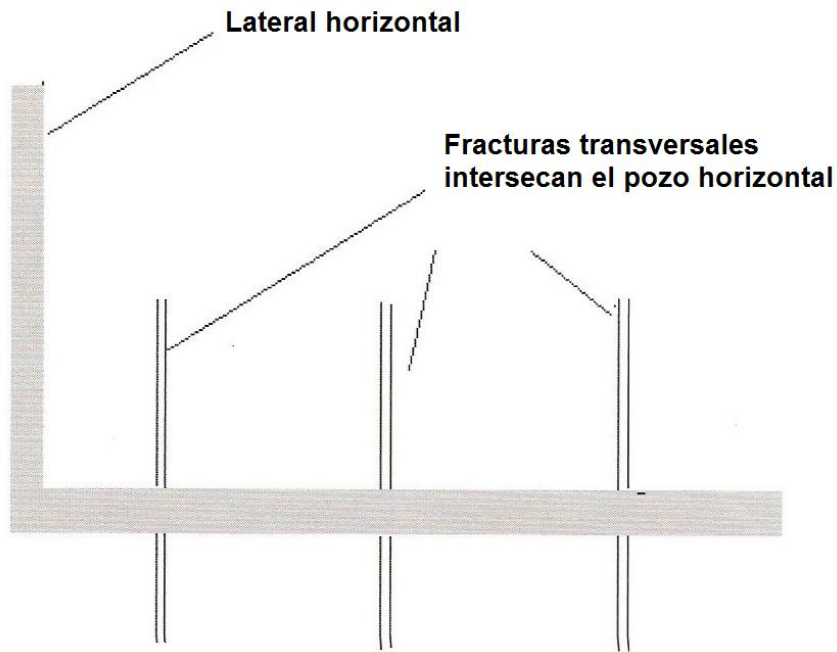
$$q = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.2B_o\mu \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s_f \right)} \dots \dots \dots (4.123)$$

Toda influencia de la fractura está establecida en el factor de daño de fractura,  $s_f$ , el orden es de -4 a -6.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

La productividad de un lateral que contiene una serie de fracturas transversales (Fig. 4.19) se estima dividiendo en segmentos el lateral y modelando el flujo de cada uno, solo para un lateral longitudinal fracturado.

$$q = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.2B_o\mu \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s_f + s_{ch} \right)} \dots \dots \dots (4.124)$$



**Figura 4.19** Múltiples fracturas longitudinales intersectando un lateral horizontal

### 4.4.2 Estimulación matricial

La productividad del pozo es mejorada con inyección de solventes, usualmente ácidos, para disolver la roca en las cercanías del pozo, así se incrementa la permeabilidad. Estos tratamientos benefician mucho cuando se ha reducido la permeabilidad por la perforación, por fluidos de terminación y migración de finos. Los pozos multilaterales son muy susceptibles al daño de formación a comparación de los convencionales, es por ello que la estimulación matricial es más conveniente para la productividad de los laterales.

#### 4.4.2.1 Acidificación en laterales horizontales

Un tratamiento efectivo de acidificación requiere que en un lugar específico del pozo el ácido penetre profundamente en el yacimiento para restaurar la permeabilidad en la región dañada y que el tratamiento sea distribuido a todas las zonas dañadas alrededor del pozo.

Los tratamientos típicamente consisten en la inyección de etapas de diferentes fluidos incluyendo ácidos de diferentes tipos, solventes orgánicos y fluidos espaciadores. En laterales horizontales, el ácido a menudo es inyectado a través de tubería flexible. Estos laterales no son completamente horizontales tiene inclinaciones positivas y negativas a lo largo del lateral.

Los efectos de gravedad como la resistencia del fluido en las inclinaciones podrían permitir a los ácidos densos tratar preferentemente los puntos bajos en un pozo horizontal (**Fig. 4.20**). De manera contraria para los puntos altos o superiores en la inclinación se tratarían con ácidos ligeros (**Fig. 4.21**).





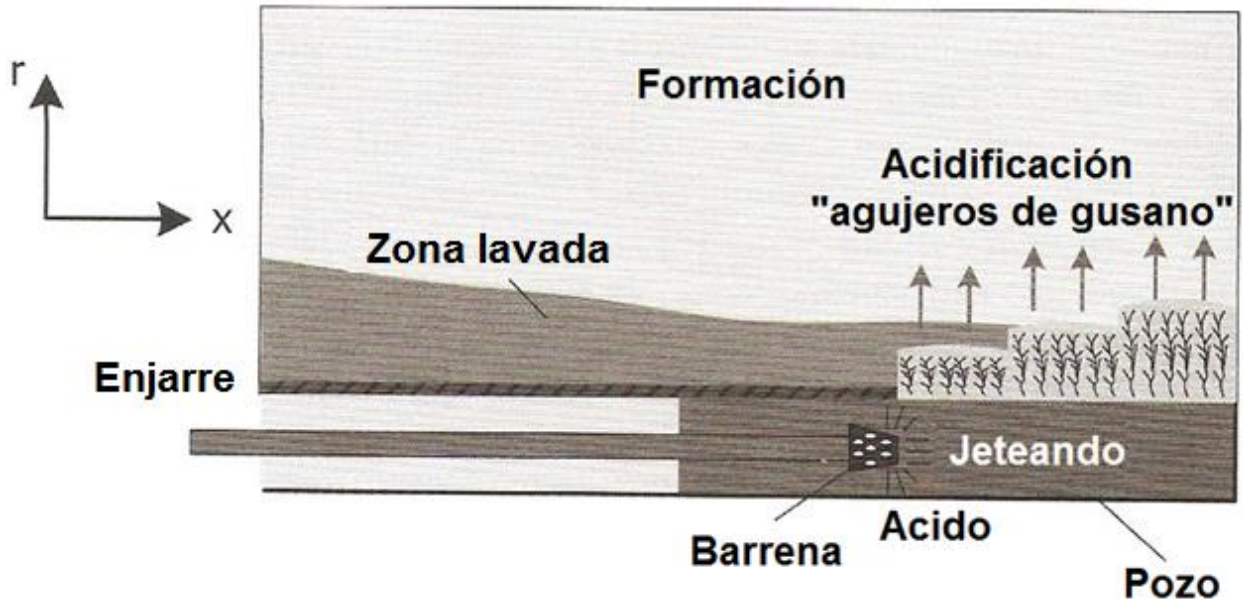
**Figura 4.20** Acumulaciones de ácidos densos en las partes bajas del lateral



**Figura 4.21** Derrame del ácido en las partes superiores de las pendientes de un lateral

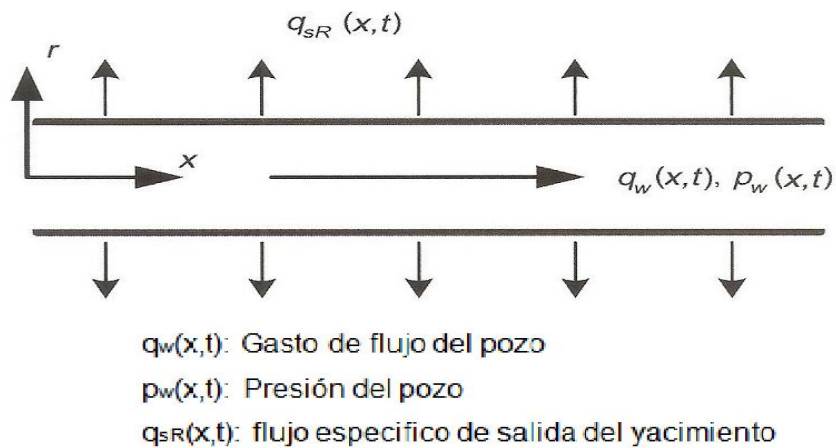
La cobertura del ácido durante un tratamiento de acidificación de matriz se modela rastreando el movimiento de la interface entre el ácido y el fluido de terminación desplazado, de este modo se determina el tiempo en que el ácido alcanza todos los puntos a lo largo del pozo. Combinando lo anterior con la predicción de inyectividad en cada punto a lo largo del pozo, se determina el volumen de ácido inyectado para todo el lateral. La inyectividad cambia en cada punto dependiendo del ácido de inyección.

Un problema típico en la estimulación de un lateral horizontal en yacimientos carbonatados es el rápido cambio de inyectividad a lo largo del pozo, debido al desarrollo de “agujeros de gusano” en la región dañada (**Fig. 4.22**).



**Figura 4.22** Tratamiento de acidificación en yacimientos carbonatados

Un modelo de acidificación comienza con un balance de materia en el pozo (**Fig. 4.23**).



**Figura 4.23** Balance de materia en el pozo

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Se describe el flujo de yacimiento con ayuda de una **PI**,  $J_s$  específica. Esta aproximación implica que todo el flujo es perpendicular al pozo. La **PI** está en función de la posición y el tiempo de inyección,  $t$ , el flujo específico de salida,  $q_{sR}$ , debe ser igual a la caída de presión del pozo.

$$\frac{\partial q_w(x, t)}{\partial x} = -q_{sR}(x, t) \dots \dots \dots (4.124)$$

El flujo del pozo al yacimiento esta descrito con una presión específica **PI**,  $J_x(x, t)$

$$q_{sR}(x, t) = -J_x(x, t)\Delta p(x, t) = -J_x(x, t)[p_w(x, t) - p_i] \dots \dots \dots (4.125)$$

Donde  $p_i$  es la presión inicial del yacimiento. La **PI** específica depende de la permeabilidad del yacimiento, viscosidad del fluido, factor de daño y la historia de inyección. De la ecuación 4.124 y 4.125 se obtiene:

$$\frac{\partial q_w(x, t)}{\partial x} = J_x(x, t)[p_i - p_w(x, t)] \dots \dots \dots (4.126)$$

En la ecuación de balance de materia, la relación entre la presión a lo largo del lateral es necesaria si hay caídas de presión por fricción o si hay cambios por la elevación a lo largo del lateral. La sección de caídas de presión en laterales antes vista 4.2.1 puede aplicarse para encontrar el perfil de presión a lo largo del lateral durante una acidificación.

$$\frac{\partial p_w(x, t)}{\partial x} = -\frac{g}{g_c} \rho \sin \theta - \frac{2f_f \rho v^2}{d_{ci}} \operatorname{sgn}(v) \dots \dots \dots (4.127)$$

---

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Donde  $f_f$  es el factor de fricción de Fanning, la abreviación **sgn(x)** representa el signo de la variable  $x$ ,  $\rho$  es la densidad del fluido y  $\theta$  es el ángulo de desviación sobre la lateral.

Para flujo anular:

$$\frac{\partial p_w(x, t)}{\partial x} = -\frac{g}{g_c} \rho \sin \theta - \frac{2f_f \rho v^2}{d_{ci} - d_{to}} \text{sgn}(v) \dots \dots \dots (4.128)$$

### 4.4.2.2 Distribución del ácido en laterales múltiples

Si el ácido es forzado “bullheading” dentro del pozo multilateral, la distribución del ácido entre los laterales es probable que sea el aspecto principal o esencial de todo el tratamiento. Algunos factores que afectan la distribución del tratamiento son las diferentes elevaciones en el lateral, las diferentes presiones de cada lateral, las caídas de presión a lo largo de los laterales y el regreso del flujo o contrapresión del yacimiento.

Para estimar la cantidad de ácido que se inyectara en cada lateral, se usa la ecuación:

$$J = \frac{kL}{B\mu(F_g + s)} \dots \dots \dots (4.129)$$

El gasto inicial

$$q_i = J_i(p_{wi} - p_{Ri}) \dots \dots \dots (4.130)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Donde  $p_{wi}$  es la presión de inyección en el lateral  $i$  y  $p_{Ri}$  es la presión del compartimiento del yacimiento  $i$ . La presión del lateral está relacionada a la presión en la junta por:

$$p_{wi} = p_j + \frac{g}{g_c} \rho_a \Delta h_i - \Delta p_f \dots \dots \dots (4.131)$$

Sí la caída de presión por fricción es despreciable, para el caso de un lateral doble las ecuaciones 4.129 y 4.130 se combinan y se aplican para ambos laterales.

$$q_1 = J_1 \left( p_j + \frac{g}{g_c} \rho_a \Delta h_1 - p_{R1} \right) \dots \dots \dots (4.132)$$

$$q_2 = J_2 \left( p_j + \frac{g}{g_c} \rho_a \Delta h_2 - p_{R2} \right) \dots \dots \dots (4.133)$$

Eliminando la presión en la junta,  $p_j$ , de estas ecuaciones y reconociendo que el gasto total es la suma de todos los gastos.

$$q_1 = \frac{J_1 J_2}{J_1 + J_2} \left( \frac{q_r}{J_2} + \frac{g}{g_c} \rho_a (\Delta h_1 - \Delta h_2) + p_{R2} - p_{R1} \right) \dots \dots \dots (4.134)$$

Y

$$q_2 = q_T - q_1 \dots \dots \dots (4.135)$$

La fracción del lateral uno se obtiene de la ecuación 4.133 como:

$$\frac{q_1}{q_T} = \frac{J_1}{J_1 + J_2} + \frac{J_1 J_2}{(J_1 + J_2) q_T} \left( \frac{g}{g_c} \rho_a (\Delta h_1 - \Delta h_2) + p_{R2} - p_{R1} \right) \dots \dots \dots (4.136)$$

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

El primer término del lado derecho es la diferencia de inyectividades de los dos laterales mientras que el resto de la ecuación es la diferencia entre el gradiente de presión hidrostática y la del yacimiento. Estas ecuaciones se pueden utilizar para más laterales como para el proceso de estimulación matricial.

**Ejemplo 4.7** En un lateral doble apilado verticalmente con un espacio entre ellos de 500 ft. Al comenzar la estimulación por acidificación, al lateral 1 se le inyectaba  $10 \text{ B/D/psi}$  y al lateral 2 se le inyectaba  $5 \text{ B/D/psi}$ . El lateral 1 cuentan con un gradiente de presión hidrostática de 0.35 psi/ft. El ácido tiene una gravedad específica de 1.07, el ácido es bombeado con un gasto de 5 bl/min. Calcula la fracción de inyección y compárala con la distribución que debería ocurrir si se encontraran a la misma altura.

Solución. Aplicamos la ecuación 4.135, porque el gradiente hidrostático es mayor que en el yacimiento, las presiones son relativamente más altas en el fondo del pozo, entonces el lateral inferior recibe una mayor inyección de ácido de la esperada.

La diferencia de presiones del intervalo de cada lateral.

$$p_{R2} = (0.35 \text{ psi/ft})(500 \text{ ft}) = 175 \text{ psi}$$

Similarmente  $p_{R1}$

$$\frac{g}{g_c} \rho_a (\Delta h_1 - \Delta h_2) = (1.07)(0.433 \text{ psi/ft})(500 \text{ ft} - 1000 \text{ ft}) = -232 \text{ psi}$$

De la ecuación 4.136, obtenemos

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

$$\frac{q_1}{q_T} = \frac{10^{B/D}/psi}{10^{B/D}/psi + 5^{B/D}/psi} + \frac{\left(10^{B/D}/psi\right)\left(5^{B/D}/psi\right)}{\left(10^{B/D}/psi + 5^{B/D}/psi\right)\left(5^{bbbl}/min\right)\left(1440^{min}/D\right) + 175 psi} (-232 psi)$$

$$\frac{q_1}{q_T} = 0.667 - 0.026 = 0.64$$

El lateral 1 recibe 64% del gasto total de inyección, o 3.2 bl/min de inyección de ácido. Si el lateral está a la misma elevación y la presión del yacimiento igual, el segundo término de la derecha de la ecuación es cero y entonces el lateral de arriba recibe 2/3 del total del gasto de la inyección, 3.33 bl/min.

## Capítulo 5. Simulación de Yacimientos de Pozos Multilaterales

En la historia de la simulación (**Fig. 5.1**) los primeros simuladores de yacimientos datan de la década de 1930 y eran modelos físicos; la interacción de la arena, el aceite y el agua podían verse directamente en maquetas de paredes transparentes. Además de los simuladores físicos, los científicos utilizaban simuladores eléctricos que se basaban en la analogía entre el flujo de la corriente eléctrica y el flujo de fluidos en el yacimiento.



**Figura 5.1** Evolución de la simulación de yacimientos

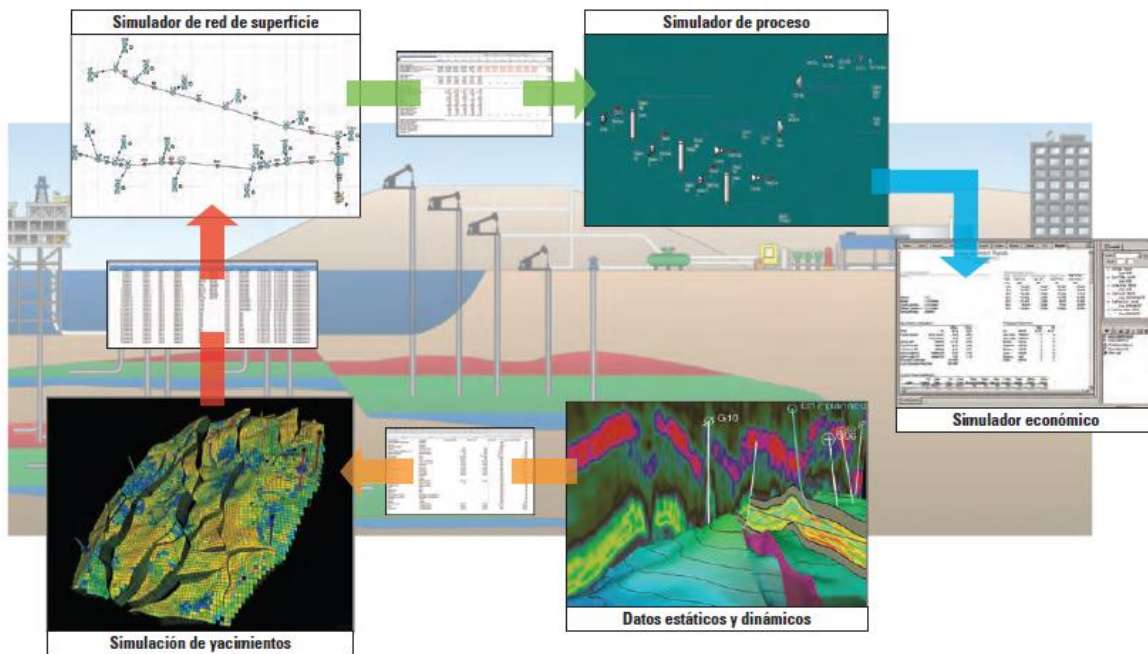
La simulación de yacimientos con ayuda de un modelo matemático intenta describir el comportamiento de procesos físicos que ocurren en los yacimientos como lo es el flujo a través de medios porosos, podemos calcular diferentes perfiles de producción una y otra vez bajo distintos rangos de producción como una función del tiempo para generar diferentes escenarios virtuales y con base en los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación.



## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

Los simuladores también son usados para desarrollar el plan de administración del yacimiento, así como monitorear y evaluar su comportamiento. Un simulador necesita de mucho trabajo multidisciplinario pues para poder simular un yacimiento se debe contar previamente con un modelo estático, el cual se apoya de un modelo geológico, petrofísico, geoestadístico y un proceso de escalamiento. En conjunto estos modelos nos ayudan a detectar y avaluar los elementos que constituyen el yacimiento. Cuando se tiene el modelo estático se procede a elaborar un modelo dinámico este se construye en base a datos de producción, curvas de permeabilidad, pruebas de presión, análisis PVT, entre otros. El objetivo de este modelo es identificar y evaluar elementos que afectan la explotación del yacimiento. Los datos obtenidos del modelo estático y dinámico se introducen al simulador de yacimientos, estos resultados a su vez pasan a un ingeniero para que realice un modelo de pozos y un simulador de red de superficie.

Un ingeniero de instalaciones utiliza después un simulador de procesos para construir un modelo de planta de proceso. Finalmente los datos obtenidos de todos los simuladores se transfieren a un simulador económico (**Fig.5.2**).



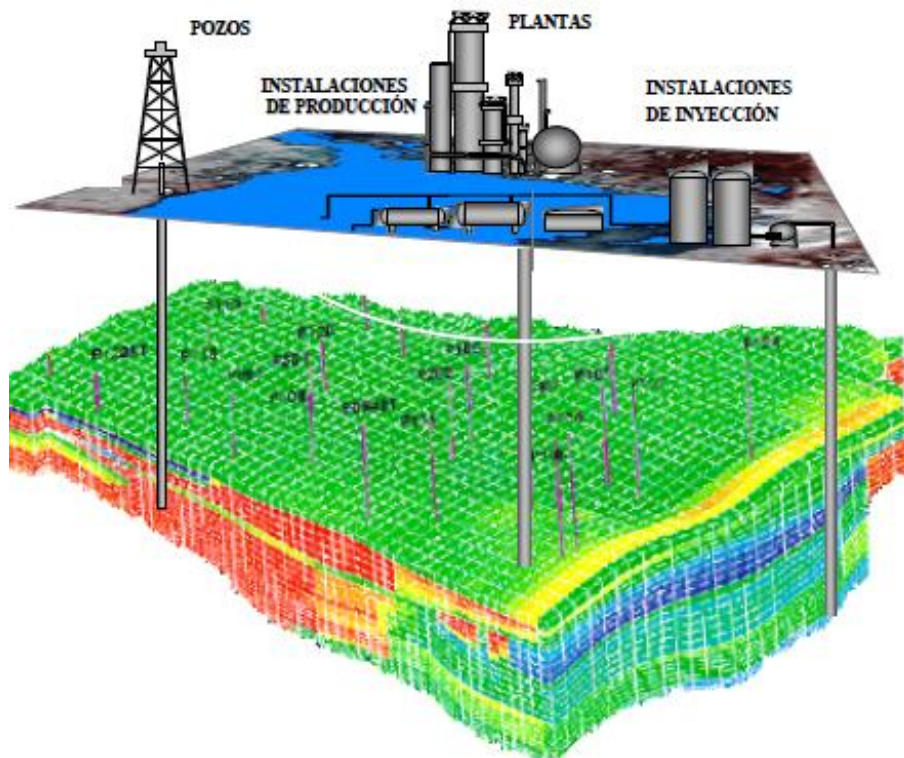
**Figura 5.2** Esquema de un proceso de simulación

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

La **Figura 5.3** muestra una representación esquemática del modelo de simulación resultante. Es la representación numérica del subsuelo, pozo e instalaciones de superficie, en cuya elaboración se escala el modelo geológico y se integran los elementos del movimiento y condiciones de los fluidos en el yacimiento, desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo y desde el pozo a las instalaciones de superficie.

Este modelo es utilizado para predecir el comportamiento futuro de la presión y producción de fluidos.

Las mejores prácticas internacionales indican que para proyectos integrales de explotación se debe disponer de modelos geológicos y de simulación, como los antes descritos, que aseguren la integración de los procesos de subsuelo y superficie.



**Figura 5.3** Modelo resultante de la simulación

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

El flujo de fluidos en un medio poroso es un fenómeno muy complejo y para representarlo se deben de considerar ecuaciones que describan dicho flujo a través de un medio poroso. Además para representar el sistema de flujo pueden considerarse una, dos o tres dimensiones, incluyendo heterogeneidad en las propiedades petrofísicas, efectos gravitacionales, efectos capilares y transferencia de masa entre las fases.

Con lo anterior es fácil suponer que la habilidad para predecir el comportamiento de un yacimiento estará en función, primero, de la habilidad que tenga el ingeniero para identificar el proceso físico que se presenta en el yacimiento, y después, para representar dicho proceso en forma matemática. Las ecuaciones que se emplean en la simulación de yacimientos son:

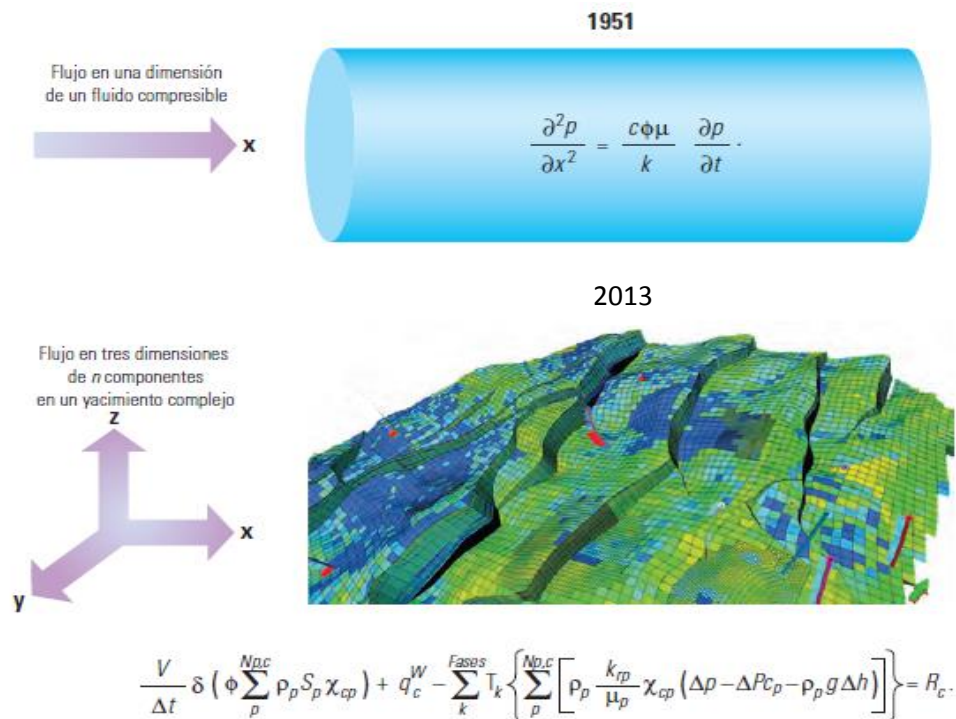
1. La ley de conservación de masa o balance de materia.
2. Ecuaciones de flujo. (La ley de Darcy)
3. Comportamiento *PVT* de los fluidos, como una ecuación de estado.
4. Ley de la conservación del momento.
5. Ley de la conservación de la energía (primera ley de la termodinámica).

Una vez que se ha establecido el modelo matemático capaz de describir el proceso físico que se presenta en el yacimiento, se hace necesario obtener su solución. Sin embargo, las ecuaciones que representan el flujo de fluidos en un medio poroso son en general, ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales que relacionan los cambios de presión y saturación a través del medio con respecto al tiempo y para las cuales es casi imposible obtener una solución analítica. De ahí que surja la necesidad de transformar el modelo matemático a un modelo numérico, siendo este el único camino por el cual se puede llegar a una solución que sea aplicable.

Aunque las fórmulas de las ecuaciones para el yacimiento siempre han sido directas, su solución no es exacta y debe resolverse por métodos de diferencias finitas.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

En la **Figura 5.4** se muestra una ecuación en derivadas parciales para describir el flujo unidimensional de un fluido compresible en un yacimiento. La cual se usaba ya desde el año 1961. Esta ecuación se deriva de la ley de Darcy para el flujo en medios porosos y de la ley de conservación de la masa y describe la presión como una función del tiempo y de la posición. Los modelos recientemente desarrollados para la simulación de yacimientos consideran el flujo de múltiples componentes en un yacimiento que está dividido en una gran cantidad de componentes tridimensionales conocidos como celdas. La ley de Darcy y la de conservación de la masa, además del equilibrio termodinámico de componentes entre fases, gobiernan las ecuaciones que describen el flujo entrante y saliente de estas celdas. Además de las tasas de flujo, los modelos describen otras variables que incluyen la presión, la temperatura y la saturación de fases.

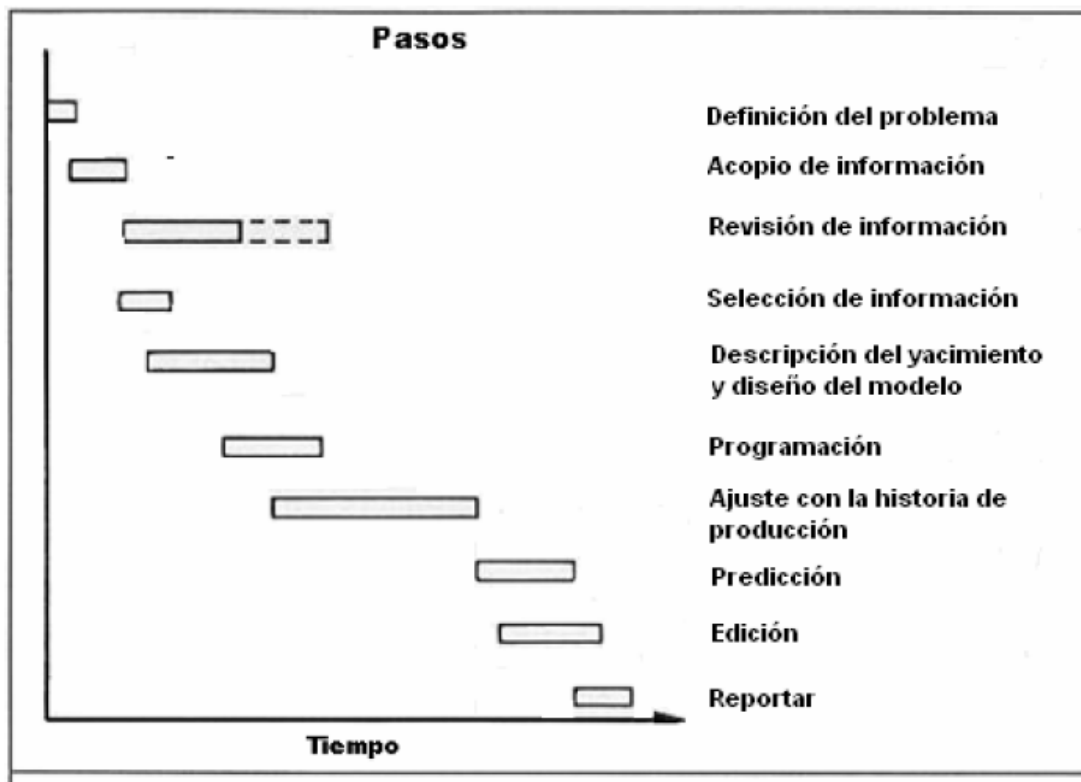


**Figura 5.4** Evolución de la ecuación que describe el comportamiento en medios porosos

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

A lo largo de los capítulos anteriores se han presentado conceptos que ayudan a conocer los fundamentos básicos de la Simulación Numérica de Yacimientos.

En general se debe tener presente que todo estudio de simulación de yacimientos debe seguir de manera estricta los planes elaborados, con el fin de asegurar que estos provean información correcta y detallada al equipo de trabajo que estudia el yacimiento (**Fig. 5.5**).



**Figura 5.5** Planes de elaboración de una simulación de yacimientos.

- Definición del problema

El primer paso en un estudio de simulación es definir el problema del comportamiento del yacimiento y los problemas operacionales asociados. Para hacerlo, se debe recopilar información suficiente de él, y de su ambiente operativo.

- Revisión de la información

Una vez que la información ha sido recopilada debe ser revisada y organizada ya que es demasiada y de diversos ámbitos, y por lo regular no está lista para ser utilizada de inmediato. Esta etapa suele ser larga y tediosa, por ello es que hay que enfocarse en realizarla de manera cuidadosa.

- Selección de la mejor forma de abordar el estudio

Una vez que se tienen definidas las características del yacimiento, se debe decidir cuáles modelos de simulación son los adecuados para resolverlos. No siempre es necesario o deseable intentar modelar el yacimiento entero.

### 5.1 Construcción del Modelo de Simulación base

- Diseño del modelo

El diseño del modelo de simulación estará influenciado por el tipo de proceso a modelar, la complejidad de los mecanismos de producción del yacimiento, los objetivos del estudio, la calidad de la información, de las restricciones de tiempo y presupuesto, y el nivel de aproximación requerido para asegurar que el estudio sea útil.

### 5.1.1 Modelo Estático

El modelo estático está compuesto por la integración de los modelos geológico, estructural, estratigráfico, sedimentológico, petrofísico, geoestadístico y escalamiento, conformando así las características del yacimiento, utilizando herramientas/técnicas especializadas de diferentes disciplinas, realizando interpretaciones, modelado, predicción y visualización de volúmenes en tres dimensiones. De modo que se pretende obtener datos cualitativos y cuantitativos de las propiedades y características de la geología del yacimiento, petrofísica del sistema roca-fluidos, características y propiedades químicas y termodinámicas de los fluidos y definir su distribución en el yacimiento.

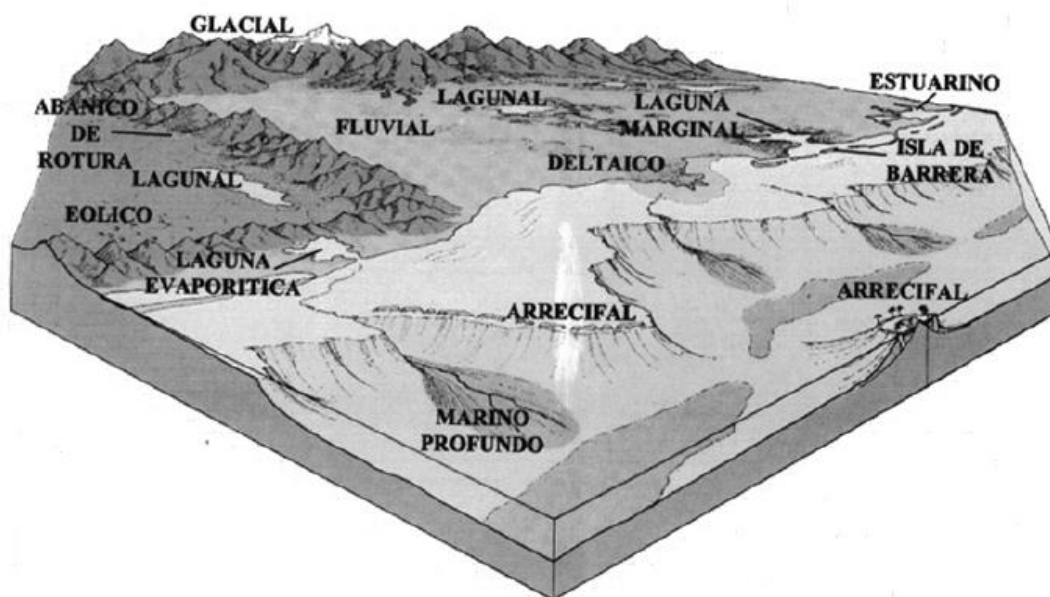
A la caracterización cualitativa le corresponde identificar y calificar estructuras geológicas, tales como fallas, estructuras permeables, litología, entre otros; mientras que la caracterización cuantitativa busca asignar a esas mismas estructuras datos, para cuantificar propiedades como porosidad, permeabilidad, saturaciones de fluidos, etc.

#### 5.1.1.1 Modelo Geológico

Consiste en definir la orientación y geometría de los elementos estructurales, la distribución areal y vertical de los cuerpos sedimentarios presentes y su incidencia en la caracterización del yacimiento. En esta información entra el establecer los límites del yacimiento, características de la formación productora, fallas, discontinuidades, características del acuífero (si existe), etc.

### 5.1.1.2 Modelo Sedimentológico.

Se encarga de la determinación del ambiente de sedimentación, las unidades de flujo, las facies sedimentarias presentes y la orientación de los cuerpos sedimentarios (barras y canales entre otros). El modelo sedimentológico (**Fig. 5.6**) complementa y calibra los modelos estructural y estratigráfico, además de las propiedades de la roca para la caracterización petrofísica final.



**Figura 5.6** Modelo Sedimentológico

### 5.1.1.3 Modelo Estratigráfico.

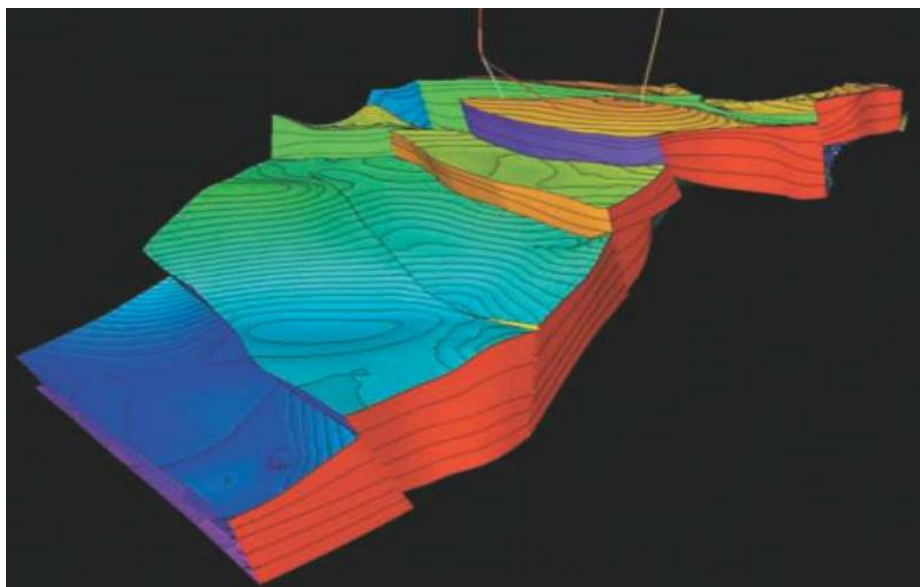
El modelo estratigráfico (**Fig. 5.7**) tiene la finalidad de generar una representación geométrica espacial de los yacimientos a manera de que puedan ser unidades mapeables para poder organizarlos, estableciendo su distribución y relaciones con el fin de desarrollar el yacimiento. Con información existente se genera un primer modelo estratigráfico y sedimentológico, se continúa con el establecimiento de una correlación estratigráfica, se define un modelo sedimentario genérico y



## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

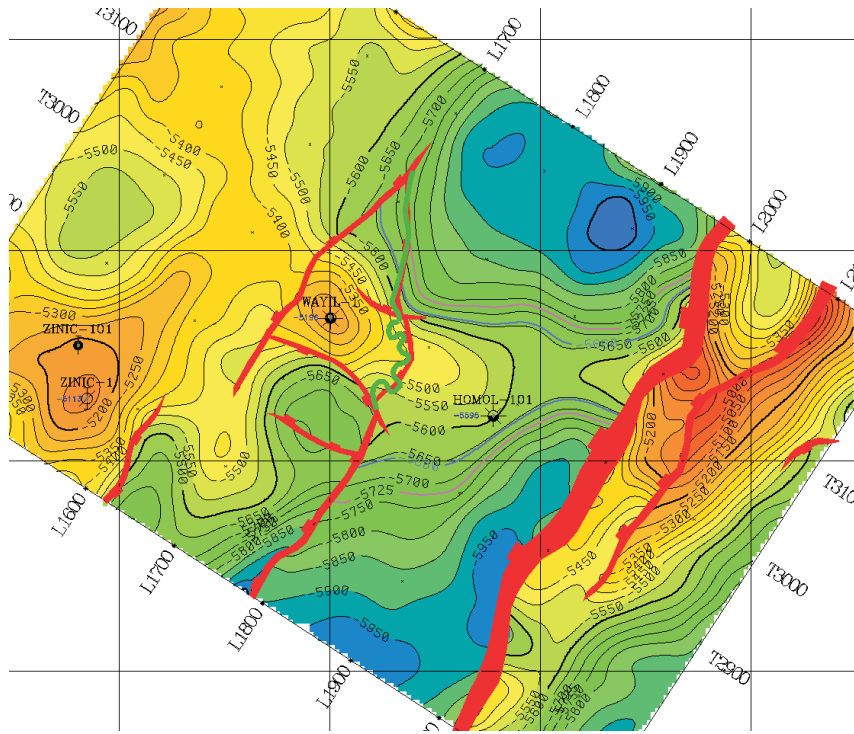
finalmente se determina la distribución espacial de los litosomas de interés. Define la arquitectura interna del yacimiento, marcadores de interés o unidades cronoestratigráficas: límites de secuencias, superficies de máxima inundación. Correlaciona y define unidades de flujo y mapas de distribución de arenas.



**Figura 5.7** Modelo Estratigrafico

### 5.1.1.4 Modelo Estructural.

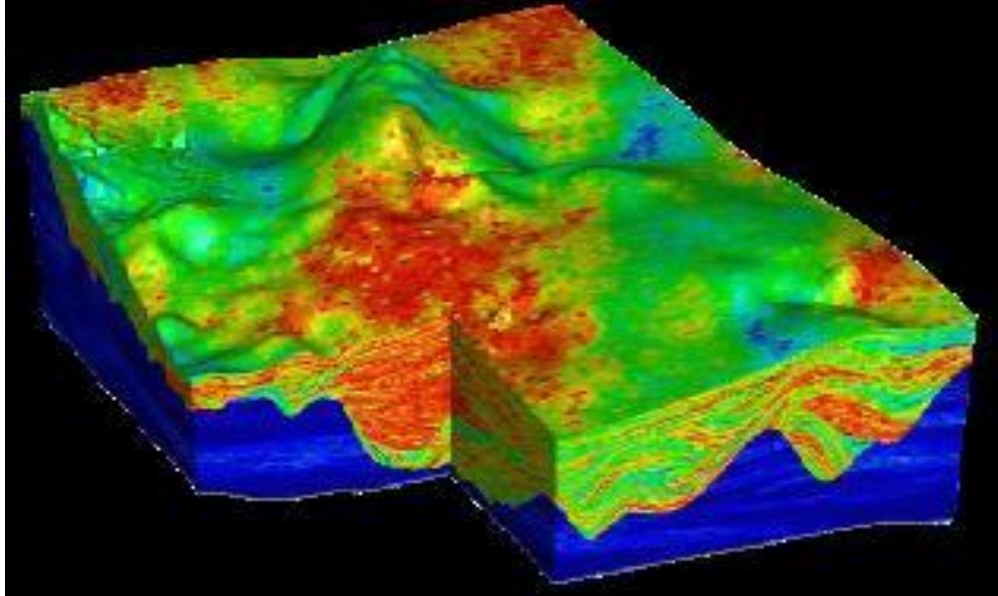
Modelo estructural (**Fig. 5.8**) consiste en la identificación y la caracterización de las estructuras mayores, fallas, pliegues, discordancias presente en el área en estudio; éstas se identifican a partir de la interpretación de la sísmica, apoyado en la petrofísica y caracterización del comportamiento histórico de producción y presiones.



**Figura 5.8** Modelo Estructural

## 5.1.1.5 Modelo Petrofísico.

Modelo petrofísico (**Fig. 5.9**) consiste en determinar la distribución de las saturaciones de los fluidos, localizaciones de los contactos (contacto gas-aceite / contacto agua-aceite) y define parámetros como la porosidad, permeabilidad, saturaciones, volúmenes y parámetros de corte, por lo tanto, este modelo responde a la determinación de la distribución de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento.



**Figura 5.9** Modelo Petrofísico

### 5.1.1.6 Modelo Geoestadístico

Debido a que no existe una correcta y completa descripción del yacimiento, Haldorsen & Damsleth explican las técnicas de descripción de los yacimientos como una combinación de observaciones, el componente determinístico, con un objetivo educativo, se apoya en las disciplinas geológicas como la sedimentología, la petrología, la mineralogía, etc.; y la parte probabilística, el cual corresponde al componente estocástico. Y por razones de que, el yacimiento es intrínsecamente determinístico, las técnicas estocásticas son aplicadas para describir el yacimiento porque:

1. Se tiene información incompleta de todas las escalas del yacimiento
2. Existe una compleja depositación espacial de las facies
3. Existe variabilidad de las propiedades de la roca

4. Se desconoce la relación entre todas las propiedades
5. Se tiene una relativa abundancia de información proveniente de los pozos
6. Es un método conveniente y le da velocidad a la integración del modelo

La geoestadística es fundamental en el modelado de las heterogeneidades del yacimiento debido a que éste genera propiedades geológicas sintéticas en una, dos y tres dimensiones; apoyado con las correlaciones y datos aleatorios provenientes de pozos vecinos, es posible hacer celdas que describan de una manera muy cercana a la realidad dichas heterogeneidades.

El objetivo principal de la geoestadística es construir modelos realistas de la distribución de propiedades del yacimiento, evitando el uso de promedios lineales. Esta técnica permite tomar en cuenta la heterogeneidad, continuidad y anisotropía.

### 5.1.1.7 Escalamiento

Los modelos geológicos generados por geoestadística son muy grandes, llegan a ser de cientos de miles de celdas, inclusive hay casos en que pueden llegar a tener millones de celdas. Estos modelos contienen los rasgos característicos del yacimiento, pero generalmente no pueden ser usados en su totalidad debido a los altos requerimientos computacionales que implica su gran tamaño. Como resultado de esto, el escalonamiento (**Fig. 5.10**) es un paso clave para reducir el número de bloques en un estudio de la simulación numérica de yacimientos.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

El número de celdas en un modelo de simulación es generalmente mucho más pequeño que el número de celdas en la malla del modelo geológico. Con regularidad, el modelo geológico es escalado para obtener así un modelo de simulación de tamaño razonable. Cualquier escalamiento causa una pérdida de detalles o introduce errores.

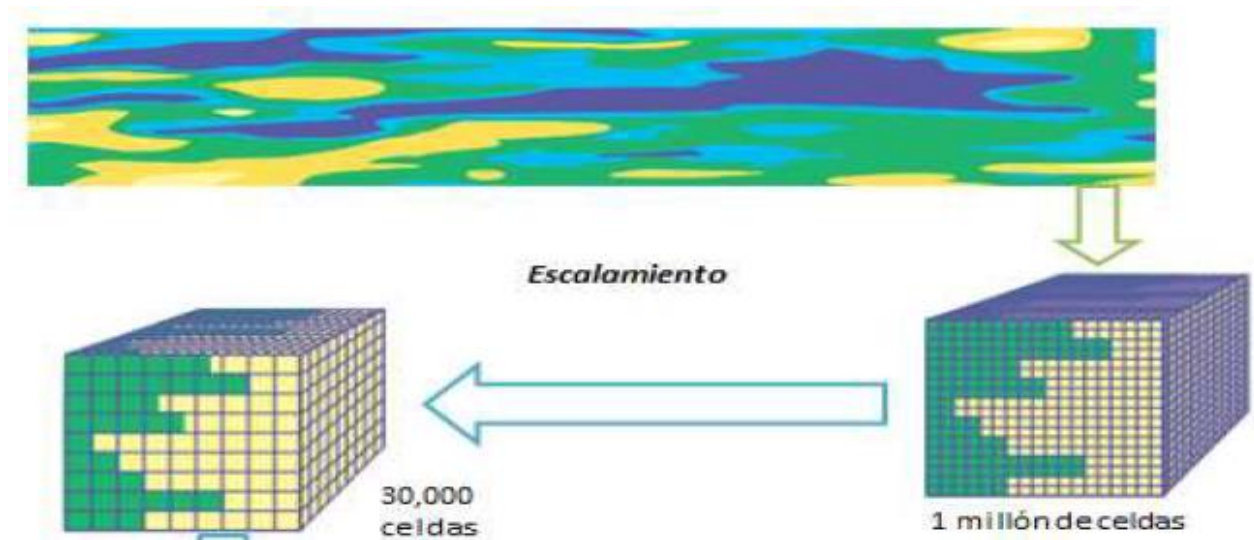


Figura 5.10 Escalamiento

### 5.1.2 Modelo Dinámico

El modelo dinámico del yacimiento permitirá simular el flujo de fluidos y la caída de presión a lo largo del yacimiento. Una vez completada la fase de construcción del modelo estático, se procede a la elaboración del modelo dinámico, el cual está constituido por: la integración de datos sísmicos, registros de pozos, y los resultados de las pruebas de presión y producción. La evaluación de diferentes escenarios de explotación se realiza mediante un simulador de yacimientos para definir un plan óptimo de operación del yacimiento.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

El propósito fundamental es describir un modelo para el flujo de fluidos en el medio poroso, que posteriormente servirá para alimentar los modelos de simulación numérica del yacimiento.

Debido a que el mecanismo de producción de un yacimiento afecta significativamente el factor de recuperación final del mismo, se hace necesario el estudio de los elementos que lo afectan y sus herramientas, principalmente las que se mencionan a continuación:

1. Pruebas de presión
2. Registros de presión de fondo fluyendo y cerrado
3. Datos de producción (agua, aceite y gas)
4. Registro de molinete hidráulico
5. Pruebas de trazadores
6. Datos de comportamiento del yacimiento
7. Balance de Materia
8. Historia de presiones de inyección y producción

### 5.2 Pozos Multisegmentados

Los modelos multisegmentados surgen como una necesidad para mejorar la simulación de yacimientos, al igual que otras herramientas como la computación en paralelo y la división de la malla de simulación en segmentos o sectores. Estas nuevas tecnologías las podemos aplicar a los nuevos yacimientos ya que estos son cada vez más complejos y las herramientas del “pasado” resultarían poco apropiadas para los retos actuales.

Uno de las características principales de los simuladores de yacimientos actuales es el uso de los sistemas de computación paralela. La computación paralela opera según el principio de que los problemas grandes, como la simulación de yacimientos, pueden descomponerse en otros más pequeños que se resuelven entonces de manera concurrente, o en paralelo.

Como los precios de los equipos de cómputo han disminuido, se ha convertido en una práctica común operar sistemas de computación paralela como grupos de máquinas individuales conectadas por una red. Estas máquinas múltiples, operando en paralelo, actúan como una entidad individual. El objetivo en la computación paralela siempre ha sido resolver grandes problemas más rápidamente yendo  $n$  veces más rápido con  $n$  procesadores. Debido a que cada una de las computadoras individuales trabaja en una porción del yacimiento, se intercambian información entre ellas y hacia la computadora de control (principal) y a otros sistemas a través de la red.

El modelo de pozos multisegmentados debe ser capaz de determinar las condiciones de flujo en la tubería a lo largo del pozo y a su vez considerar la pérdida de presión a lo largo de la tubería y a través de controladores de flujo.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

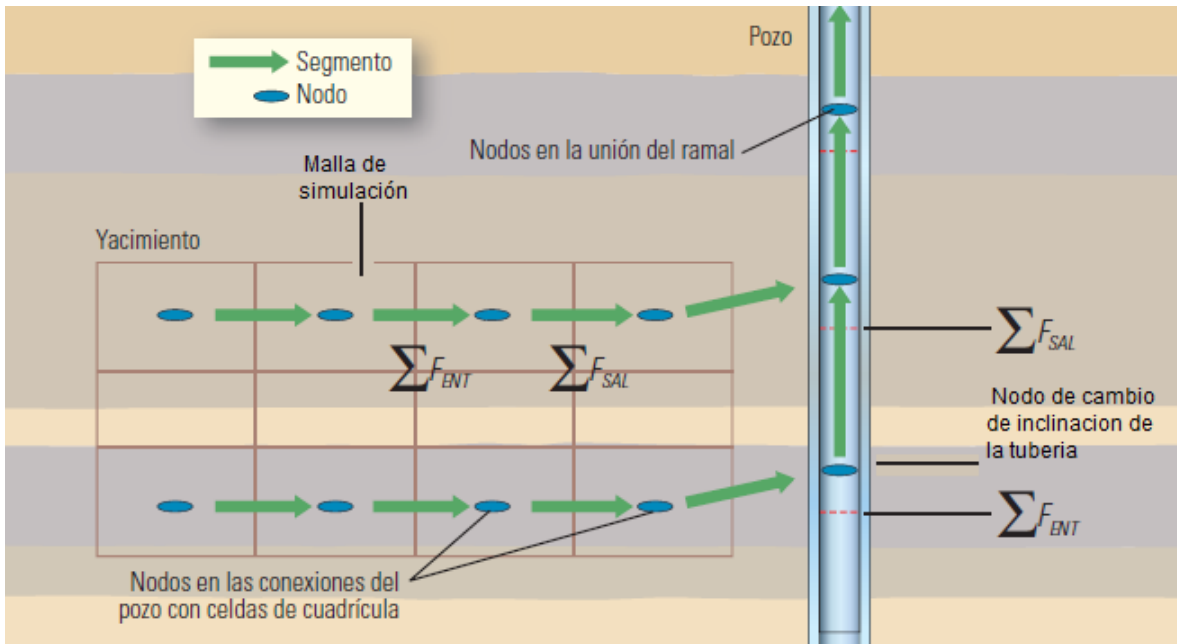
Un pozo multisegmentado puede contener desde dos hasta varias decenas de segmentos como en el caso de pozos multilaterales. Cada uno de los segmentos tiene un número de variables independientes para describir el flujo, generalmente son cuatro las que se manejan en ECLIPSE; las cuales son: presión (P), gasto total de flujo (GT) y fracciones de flujo de agua y gas ( $F_w$  y  $F_g$ ). GT es una medida del gasto de flujo de fluidos total a través del segmento y es la suma del gasto de agua, gas y aceite a condiciones de superficie.

Los pozos se han hecho más complejos a través de los años y los modelos que los describen deben reflejar su diseño actual y ser capaces de manejar una variedad de situaciones y dispositivos diferentes. Para facilitar el modelado y simulación, en el pozo principal como en los laterales, se establecen en segmentos, cada fragmento consta de un nodo y una tubería de segmento y puede tener  $n$  conexiones con las celdas de la malla del yacimiento. Cada fragmento tiene propiedades tales como longitud, diámetro, rugosidad, área y volumen. El volumen es empleado para calcular el almacenamiento, mientras que los otros atributos son propiedades de la trayectoria de flujo que se emplean para calcular las caídas de presión.

Un nodo del segmento está posicionado en el extremo más alejado del cabezal del pozo y su tubería representa la trayectoria del flujo desde éste nodo hasta el siguiente nodo en dirección del cabezal del pozo (**Fig. 5.11**). Para cada nodo se calcula el flujo total de entrada ( $\Sigma F_{ent}$ ) y el flujo total de salida ( $\Sigma F_{sal}$ ), lo que incluye cualquier flujo entre el pozo y la celda de la malla conectada en el yacimiento. Suponiendo una simulación de tres fases, hay tres ecuaciones de conservación de la masa y una ecuación de caída de presión asociada con cada segmento del pozo.

Durante la simulación, las ecuaciones del pozo se resuelven junto con las otras ecuaciones del yacimiento para determinar la presión, las tasas de flujo y la composición en cada segmento.

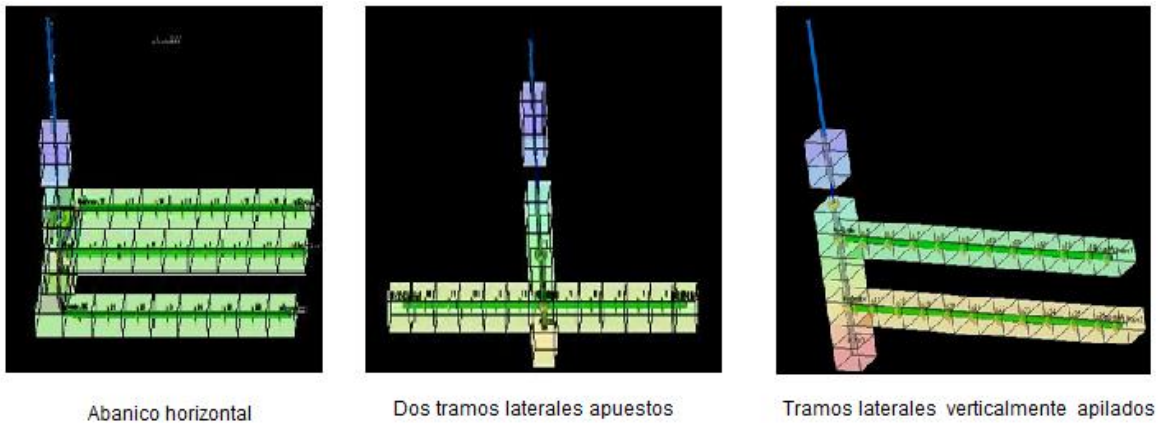




**Figura 5.11** Modelo de pozo multisegmentado

La cantidad de tuberías y nodos del segmento definidos para un pozo dado está limitada solamente por la complejidad del pozo del cual se está creando el modelo en particular. Es posible posicionar nodos de segmento en puntos intermedios a lo largo del pozo donde cambie la geometría de las tuberías o el ángulo de inclinación. Se pueden definir segmentos adicionales para representar válvulas o dispositivos de control de flujo.

La cantidad óptima de segmentos para un pozo dado depende de un punto medio entre la velocidad y la precisión de la simulación numérica. Una ventaja del modelo multisegmentado es su flexibilidad en la manipulación de una variedad de configuraciones de pozos (**Fig. 5.12**), que incluyen pozos laterales y de alcance extendido. El modelo también maneja diferentes tipos de dispositivos de control de flujo, empacadores y flujo anular.



**Figura 5.12** Diferentes configuraciones de pozos multilaterales

El cálculo del flujo dentro del yacimiento es la parte más difícil de la simulación, incluso para simuladores que utilicen equipos de computación paralela. La cantidad de celdas del yacimiento es mucho mayor que la cantidad de procesadores disponibles. Es por esto que podemos hacer el cálculo en paralelo dividiendo la malla del yacimiento en áreas llamadas dominios y asignando a cada una un procesador separado. Deben utilizarse mallas realistas para crear modelos de la naturaleza heterogénea de un yacimiento, también deben tener suficiente detalle para delinear irregularidades tales como frentes de agua, irrupción de gas, frentes térmicos y conificación cerca de los pozos. Estas irregularidades se capturan usualmente mediante el uso de refinamientos locales de las mallas.

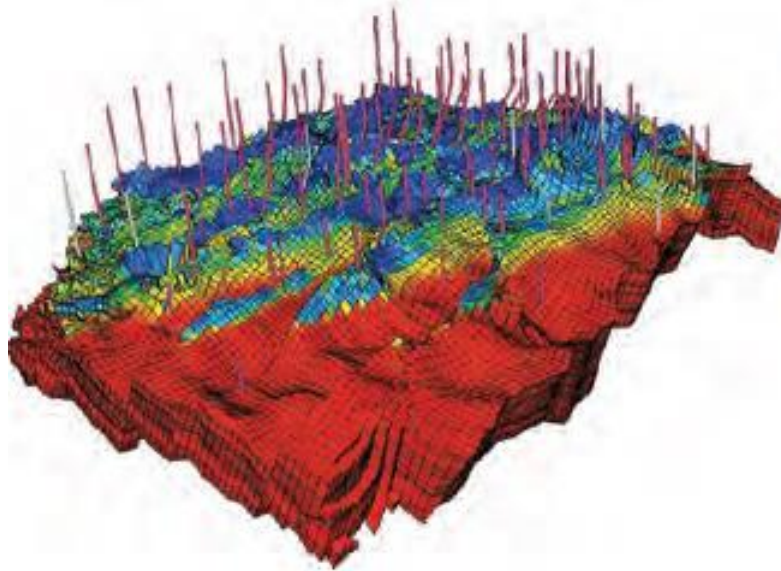
El objetivo de la partición de la malla es dividirla en una cantidad de segmentos, o dominios, que representen iguales cargas de computación en cada uno de los procesadores paralelos. En la **Figura. 5.13** se muestra el campo Gullfaks en el sector noruego del Mar del Norte como una malla compleja lista para la partición de dominios.

Las líneas negras finas definen las fronteras de las celdas individuales; las líneas verticales representan los pozos.

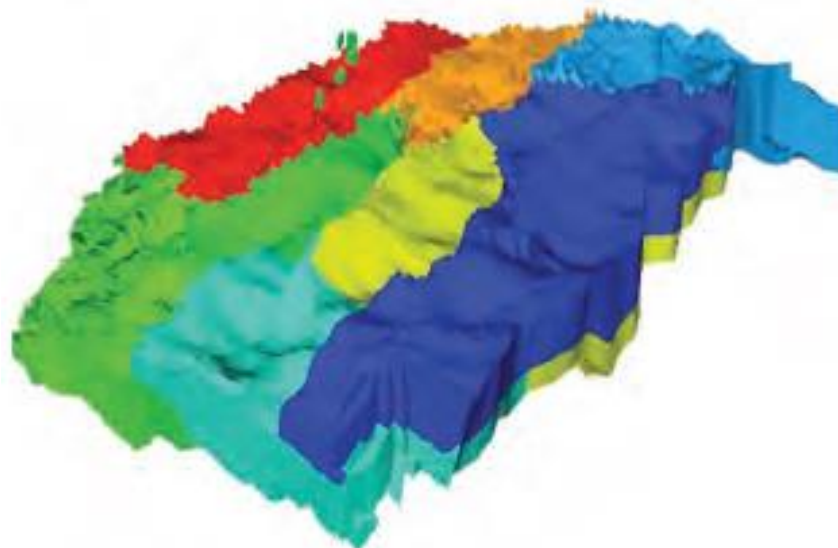
## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Los diferentes colores denotan niveles variables de saturación de aceite, desde alto (rojo) a bajo (azul). Esta malla está dividida en siete dominios usando un algoritmo de partición para una simulación con ocho procesadores (**Fig. 5.14**).



**Figura 5.13** Malla del campo Gullfaks



**Figura 5.14** Division en dominios del campo Gullfaks

## **5.3 Aspectos Prácticos a Considerar en la Simulación del Pozo Multilateral**

### **5.3.1 Planeación**

El procedimiento que sigue en una Simulación Numérica de Yacimientos depende de muchos factores. A continuación se muestra una serie de pasos que pueden aplicarse:

- 1.- Definición del Modelo Geológico.
  
- 2.- Especificación de las propiedades termodinámicas de los fluidos. Distribución de las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento como son: factores de volumen, relación de solubilidad, viscosidades, compresibilidades, presión de burbujeo, etc.
  
- 3.- Selección de la malla de simulación. Considerar la geometría del yacimiento para elegir la malla acorde a la forma del yacimiento.
  
- 4.- Inicialización. Asignar las propiedades estáticas y dinámicas necesarias a las celdas numéricas en las que se dividió el yacimiento. Así como también saturaciones y presiones iniciales.
  
- 5.- Ajuste de Historia. Reproducir la historia de presión-producción del yacimiento hasta el tiempo presente. Éste es un aspecto importante del modelo de simulación. El éxito del ajuste de la historia de producción repercutirá directamente en los escenarios de producción que se pronostiquen.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

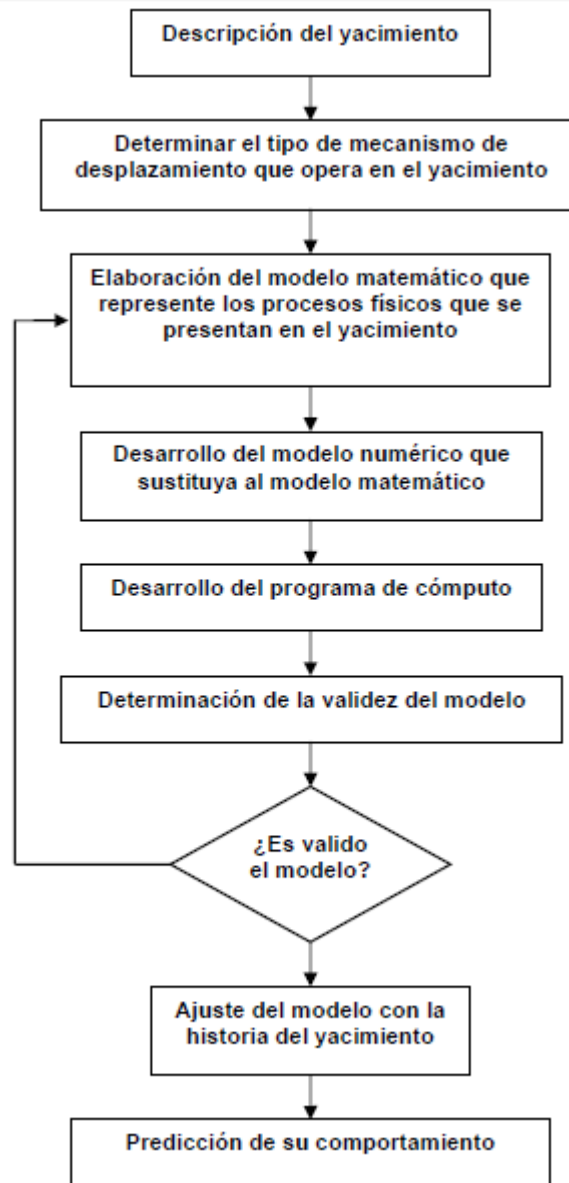
---

6.- Predicción del Comportamiento del Yacimiento. Partiendo del modelo ajustado se realizan corridas con diferentes alternativas de producción incluyendo: pozos de relleno, sistemas artificiales de producción, proyectos de recuperación secundaria, recuperación mejorada.

Otra perspectiva de la simulación de yacimientos es considerarla como un proceso iterativo, el cual comprende las siguientes etapas:

- Descripción del yacimiento.
- Determinar cuál es el mecanismo de desplazamiento que predomina.
- Establecer el modelo matemático.
- Desarrollar el modelo numérico.
- Desarrollar el programa de cómputo.
- Determinar la validez del modelo.
- Ajustar el modelo con la historia del yacimiento.
- Predecir su comportamiento.

El proceso iterativo mencionado se puede observar en la **Figura. 5.15**. En ella se aprecia que al avanzar, a través de las diferentes etapas, es necesario regresar a modificar algo de las anteriores, como pueden ser las suposiciones en las que se basó el modelo.



**Figura 5. 15** Proceso iterativo de la simulación de yacimientos

### 5.3.2 Diseño

Esta sección está enfocada a hablar más a fondo de los aspectos del diseño relacionados con la selección del número de dimensiones y de las propiedades de la roca y los fluidos.

Lo importante en esta etapa es construir el modelo más simple, que sea capaz de simular el proceso del movimiento de fluidos, con el realismo necesario para permitir tomar decisiones apropiadas, a fin de mejorar la producción.

El diseño del modelo está influenciado por factores como: tipo y complejidad del problema; la calidad que deben tener los resultados para orientar las decisiones que se harán en la administración de yacimientos; el tiempo disponible para terminar el estudio del yacimiento; factores económicos; disponibilidad y calidad de la información; y capacidades tanto del simulador del yacimiento como del equipo de cómputo con que se cuenta.

#### 5.3.2.1 Aspectos para el Diseño del Modelo

1. Definir los objetivos del estudio y los problemas que necesitan resolverse. Hacer informes claros de cuáles son las predicciones y los argumentos que las sustentan.
2. Familiarizarse con toda la información que se tiene.
3. Considerar toda la información con la que se cuenta para seleccionar la configuración del modelo (1D, 2D ó 3D), que represente mejor el flujo de fluidos dentro del yacimiento.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

4. Simplificar la configuración del modelo lo más que se pueda. Esto requiere probar todas las suposiciones planteadas en favor de la simplificación.
5. Analizar el resultado final del modelo y evaluar si se necesita mayor complejidad para establecer una mejor credibilidad.
6. Seleccionar las dimensiones de las celdas y las mallas.
7. Seleccionar el modelo PVT del fluido.
8. Seleccionar el número de fases.
9. Definir las condiciones iniciales.
10. Ubicación de los pozos dentro de la malla.
11. Definir el tipo de simulación, de acuerdo al fluido (aceite negro, composicional, miscible o térmico).
12. Seleccionar el simulador.
13. Diseñar modelos más simples con el fin de verificar las suposiciones además de proveer datos de entrada para el modelo principal.



### **5.3.3 Selección del tamaño de las celdas**

La parte medular de un problema de simulación formulado en diferencias finitas, es la segmentación del modelo en celdas y la división del intervalo de tiempo en pequeños incrementos de tiempo.

#### **5.3.3.1 Criterio para seleccionar el tamaño de las celdas**

Las dimensiones, tanto de tiempo como de espacio, deben ser lo suficientemente pequeñas como para satisfacer los siguientes requerimientos: identificar saturaciones y presiones en lugares específicos además de los tiempos adecuados para el estudio; describir adecuadamente la geometría, geología y las propiedades iniciales del yacimiento; describir con detalle las saturaciones dinámicas y los perfiles de presiones; modelar apropiadamente los mecanismos de producción del yacimiento; y, ser compatible con las soluciones matemáticas del simulador y así lograr que la solución de las ecuaciones de flujo de fluidos sean aproximadas y estables.

#### **5.3.4 Ajuste de Historia**

El objetivo de un estudio con modelos numéricos es predecir el comportamiento del yacimiento con los mayores detalles y aproximación posibles, con técnicas simples tales como la extrapolación. Si la información con la que se cuenta para llevar a cabo una simulación es amplia y de calidad, el objetivo de la simulación tenderá a satisfacerse y la predicción del comportamiento será mejor. Si por el contrario, la información está incompleta o no es muy confiable, los simuladores sólo podrán utilizarse para comparar semicuantitativamente los resultados, al explotar el yacimiento de diferentes maneras. De cualquier forma, la aproximación que proporciona el simulador puede mejorarse mediante el ajuste de éste a medida de que se vaya

teniendo mayor información del yacimiento. Esta etapa puede llevarse mucho tiempo, ser cara y frustrante, ya que el comportamiento de algunos yacimientos puede ser complejo, con numerosas interacciones que pueden ser difíciles de comprender. Para hacer el proceso manejable, es muy útil separarlo en varios pasos individuales y específicos.

### **5.3.4.1 Pasos a seguir en un ajuste con la historia de producción**

A continuación se mencionan los pasos que son seguidos normalmente por el personal que se encarga de hacer los ajustes.

1. Reunir información de la historia de producción y evaluar su calidad.
2. Definir los objetivos específicos del ajuste de historia.
3. Desarrollar un modelo preliminar basado en la mejor información disponible.
4. Simular la historia con el modelo preliminar y comparar el comportamiento simulado con la historia real del yacimiento.
5. Decidir si el modelo es satisfactorio.
6. Decidir si será utilizado un programa que haga el ajuste automáticamente.
7. Hacer ajustes al modelo.
8. Nuevamente, simular parte o todo el comportamiento pasado, para mejorar el ajuste. Analizar los resultados como en el paso 6.
9. Repetir los pasos 6, 8 y 9 hasta que se obtenga un ajuste satisfactorio.

### **5.4. Resultados a analizar de la simulación del pozo multilateral**

Una vez que se ha logrado un ajuste aceptable entre los resultados del simulador y la historia de producción, el modelo se utilizará para predecir el comportamiento del yacimiento. Algunas de las diferentes predicciones que pueden generarse en una corrida son: producción de aceite; comportamiento de la relación gas-aceite (RGA) y la relación agua-aceite (WOR) por sus siglas en inglés; requerimientos de pozos; comportamiento de la presión del yacimiento; posición de los frentes de los fluidos; eficiencia de la recuperación; información general relacionada a requerimiento de instalaciones; y estimar la recuperación final.

Uno de los aspectos más difíciles al realizar predicciones es la evaluación de los resultados que arrojan las corridas. Se debe tener mucho cuidado en no perder el enfoque hacia los resultados necesarios para alcanzar las metas del estudio de simulación, ya que los simuladores generan cientos de miles de líneas de información, lo cual convierte esta etapa en compleja y delicada.

La aproximación de las predicciones depende de las características del modelo y de la calidad de la información del yacimiento con la que se cuente. Es importante invertir algo de tiempo en estimar la calidad de la simulación con el fin de determinar si es adecuada para el uso que pretende dársele.

### 5.4.1 Reportes y Resultados

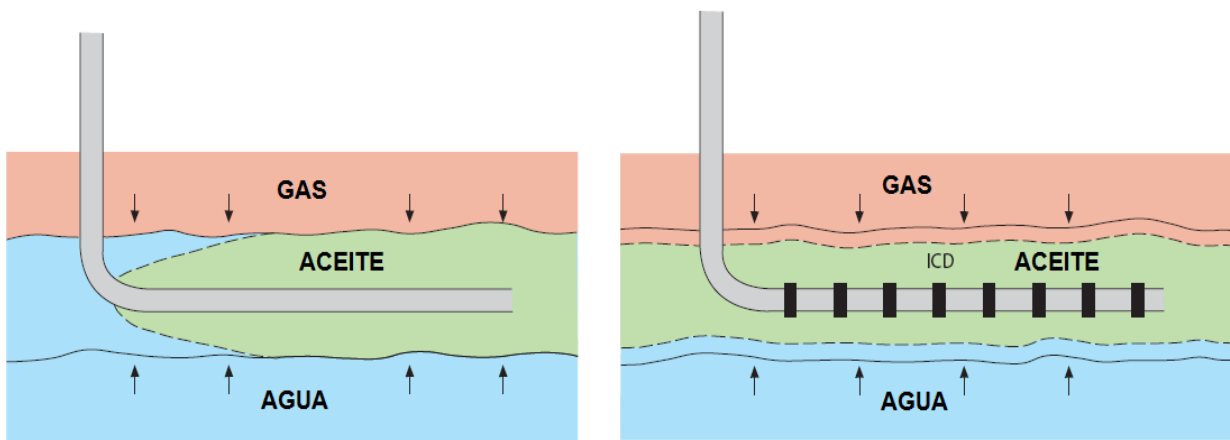
El paso final de un estudio de simulación es entregar un reporte claro y conciso, en el cual se incluyan los resultados y las conclusiones obtenidas. El formato puede ser muy variado, dependiendo de cuestiones como el tamaño del estudio.

La importancia del reporte radica en mencionar el estado de los objetivos del estudio, describir el modelo que fue utilizado y presentar los resultados y las conclusiones en un contexto adecuado y específico para el estudio.

La información utilizada y generada por los modelos numéricos es tan amplia, que prácticamente es imposible de probar, comprender, analizar y discutir sin haber sido sometida a una síntesis, que sea presentada en tablas, gráficas u otras herramientas visuales. La elección del tipo de reporte es dictada tanto por la necesidad como por el tiempo. La mayoría de los reportes son herramientas de trabajo y deben estar disponibles muy pronto, al terminar (y en ocasiones durante) la corrida de simulación. En estos casos son más útiles los reportes simples y fáciles de obtener que los complejos.

## Capítulo 6. Controladores de Flujo

La necesidad de producir de manera eficiente y económica, evitando dañar lo menos posible al medio ambiente, ha promovido el desarrollo de pozos horizontales y multilaterales, los cuales permiten un mayor contacto con los yacimientos y reducen los costos para alcanzar tasas similares a los pozos convencionales. Sin embargo, este aumento en la longitud del pozo, ha dado lugar a algunos problemas en la producción, por ejemplo pérdidas en los costos operacionales y disminución en la producción de aceite. Una reducción de presión alrededor de la sección entubada del lateral, como consecuencia de la caída de presión por fricción del flujo de fluidos en el pozo, no es uniforme a lo largo del pozo y causa mayores gastos de producción en el lateral entubado. Esto a menudo da lugar a principios de conificación de agua o de gas, lo que provoca una reducción en la recuperación de aceite y un barrido ineficiente del yacimiento (**Fig. 6.1**). Además en los pozos multilaterales es común el problema del flujo cruzado.



**Figura 6.1** Control de conificación de agua y gas mediante los ICD's

Debido a esto se desarrollaron los controladores de flujo “Inflow Control Devices” (ICD), los cuales tienen como propósito igualar el diferencial de presión a lo largo de la longitud del lateral, independientemente de la ubicación y la variación de la permeabilidad. Esto permite contribuir a la producción total a lo largo del lateral y por lo tanto optimizar la recuperación de hidrocarburos. Mediante la simulación de yacimientos es posible observar, variando el número y tamaño de los dispositivos de control de flujo, como se comporta el yacimiento y como esto ayuda a mitigar los efectos de la conificación, de esta manera podemos conseguir un mejor rendimiento de la producción y disminuir la incertidumbre ante problemas de control de agua por conificación.

### **6.1 Dispositivos de Control de Flujo (ICD)**

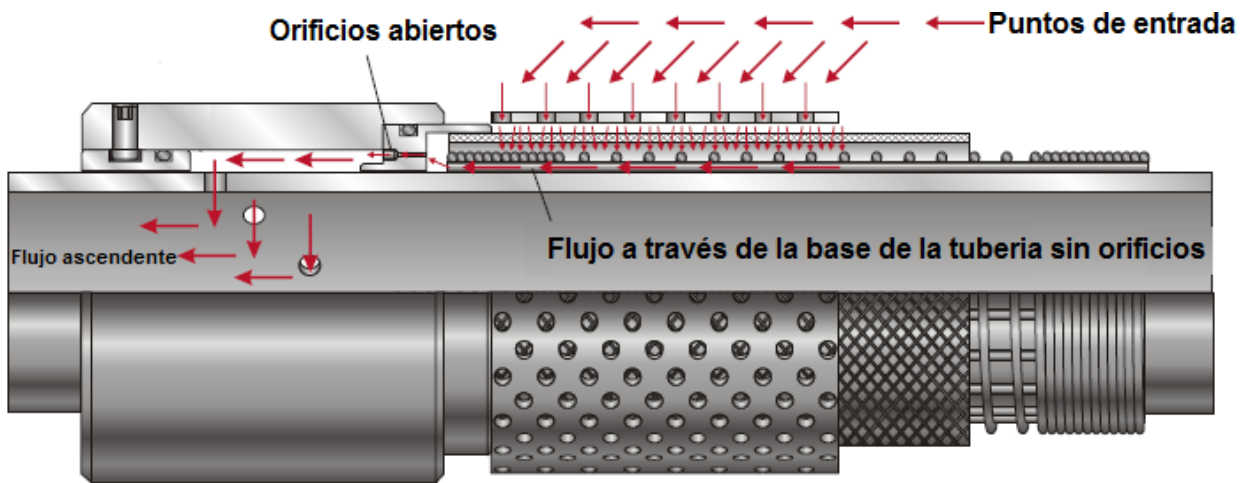
Los dispositivos de control de flujo se utilizan para equilibrar el perfil de flujo de producción a lo largo de toda la longitud del pozo y compensar la variación de la permeabilidad. El ICD deberá ser diseñado para controlar el flujo sin la necesidad de intervención.

Diferentes tipos de ICD han sido desarrollados por diferentes compañías Baker Hughes, Haliburton, Schlumberger y Weatherford. Estos ICD's pueden ser clasificados en tres categorías orificio (restrictiva), canal helicoidal (fricción) y de boquilla.

## 6.1.1 ICD Tipo Orificio

El ICD tipo orificio (**Fig. 6.2**) estrangula el fluido para generar una presión diferencial a través del dispositivo. Este método esencialmente obliga al líquido a ir de un área más grande hasta los puertos de pequeño diámetro, creando una resistencia al flujo. Este cambio en la presión mientras que fluye es lo que permite a un ICD funcionar.

(Nota.- los orificios son parte de la camisa instalada en la base de la tubería fuera de la cámara del ICD a diferencia de los ICD de tipo boquilla.)



**Figura 6.2** ICD tipo orificio de Weatherford

### 6.1.2 ICD Tipo canal

El ICD tipo canal (**Fig. 6.3**) utiliza la fricción de la superficie para generar una caída de presión. El diseño del canal helicoidal tiene uno o más canales de flujo que se envuelven alrededor del tubo.

El diseño del laberinto utiliza una vía tortuosa para crear una caída de presión que origina en numerosas ocasiones un cambio en la dirección transversal del aceite a través del dispositivo. Estos diseños causan una caída de presión distribuida en un área relativamente grande, frente al orificio donde la pérdida es instantánea. Usando la fricción para crear una resistencia al flujo permite el uso de un canal con una mayor área transversal. Cuando el fluido atraviesa el canal o canales, la reología del fluido y las características del canal interactúan para generar la caída de presión diseñada.

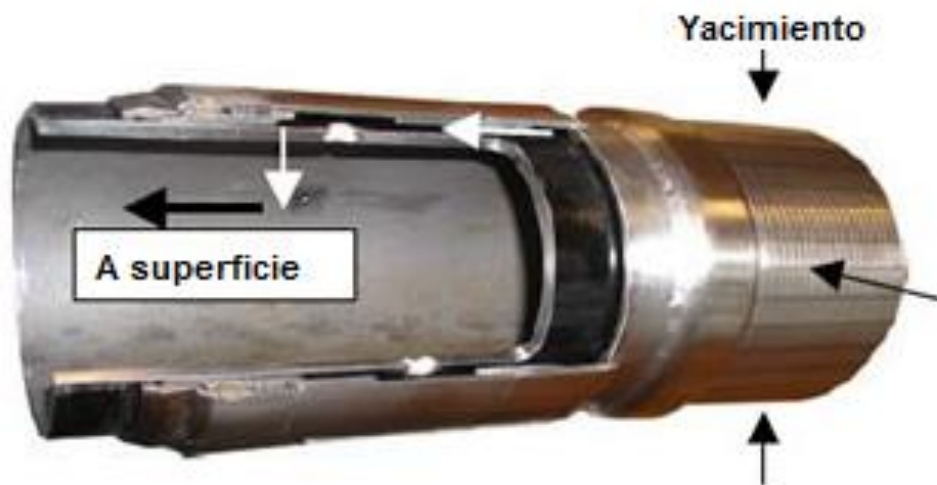


**Figura 6.3** ICD tipo canal de Baker Hughes



### 6.1.3 ICD Tipo Boquilla

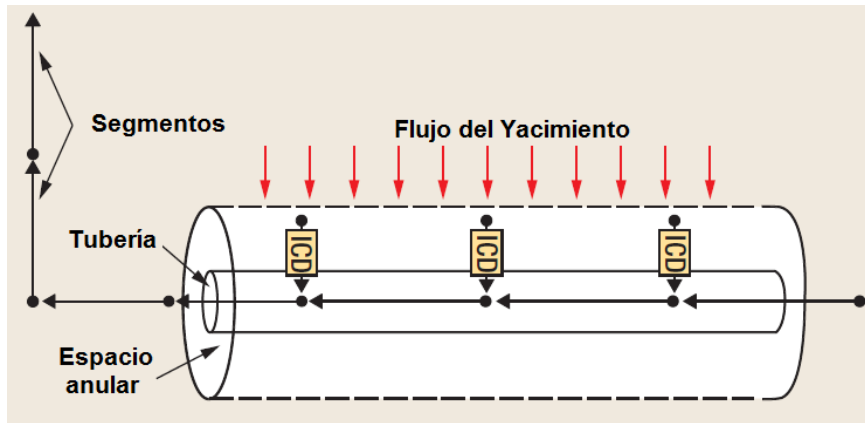
El ICD tipo boquilla (**Fig. 6.4**) cuenta con un canal de flujo en forma de laberinto. El mecanismo de caída de presión primaria es restrictivo, pero en una configuración de distribución. Una serie de boquillas gruesas se incorporan en el diseño, cada uno tiene una o más ranuras. También incorpora una función de ajuste sencillo, capaz de alterar la resistencia al flujo en un ICD inmediatamente antes de poner a producir un pozo, en caso de datos en tiempo real recogidos durante la perforación indican la necesidad de cambiar la resistencia al flujo. Cabe mencionar que esta caída de presión es independiente a la viscosidad del fluido



**Figura 6.4** ICD tipo boquilla

## 6.2 Modelado de pozos con ICD

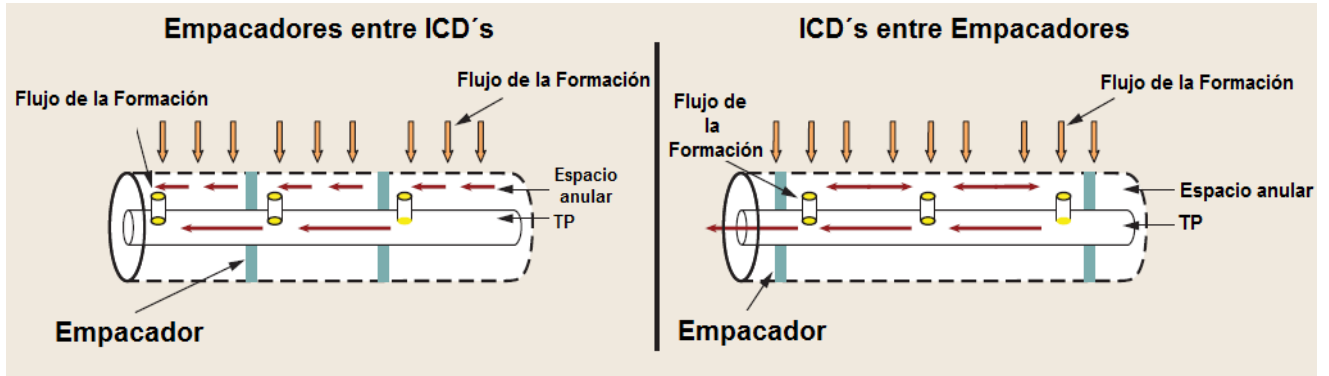
Los dispositivos ICD's, pueden ser representados por segmentos discretos por lo que sus efectos en el flujo pueden ser modelados. Los ICD's trabajan por la imposición de una caída de presión entre la cara de la formación y la tubería para igualar las reducciones de presión a lo largo de la terminación (**Fig. 6.5**).



**Figura 6.5** Pozos multisegmentados con ICD's

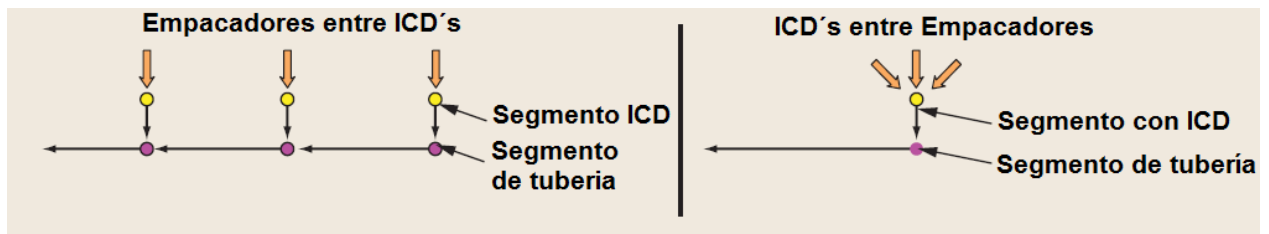
Para modelar pozos con ICD's, se consideran a estos como segmentos individuales dentro del modelo segmentado del pozo. Si se trata de controlar zonas aisladas, se colocan empacadores entre cada ICD; caso contrario cuando los ICD's comparten una sola zona de terminación (**Fig. 6.6**).

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales



**Figura 6.6** Configuraciones de ICD's en pozos

El modelado de los dispositivos, en caso de estar separados por empacadores, se modela como segmentos independientes y para el caso donde se tienen múltiples ICD's en una sola sección, sus contribuciones se combinan y es ignorado el flujo anular (Fig. 6.7).

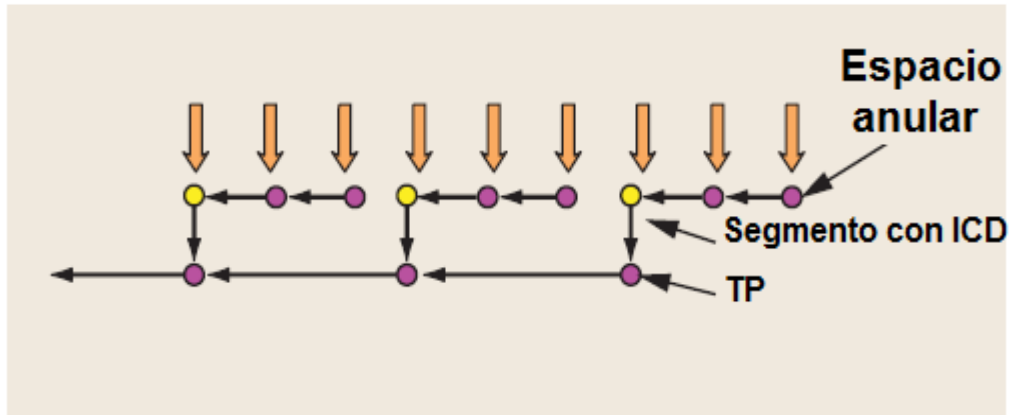


**Figura 6.7** Modelado de pozos con ICD's

El efecto del ICD puede ser modelado mediante la adición de términos en la ecuación que describe la caída de presión a través del dispositivo. La ecuación de la que se hace referencia varía, de acuerdo al ICD del cual se trate, pero generalmente dependen de las propiedades de los fluidos y de la geometría del ICD.

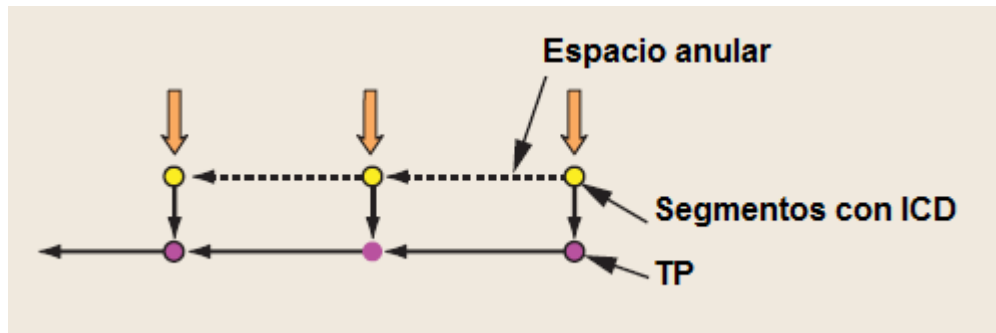
## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

En un caso donde el modelo del yacimiento contiene múltiples zonas de interés controlados por un solo ICD (aislado), el flujo en el espacio anular debe ser considerado como se ilustra (**Fig. 6.8**).



**Figura 6.8** Yacimientos múltiples controlados por un solo ICD

Finalmente, si se considera el flujo anular en varios dispositivos aislados por un par de empacadores, se emplea la técnica de un patrón de flujo cerrado o trayectoria de flujo como en un circuito cerrado. Esta trayectoria se compone de un segmento completo que resulta de duplicar nodos en algunos lugares (**Fig. 6.9**).



**Figura 6.9** Modelado del flujo anular en varios dispositivos aislados

### 6.2.1 Integración de ICD's en terminaciones inteligentes

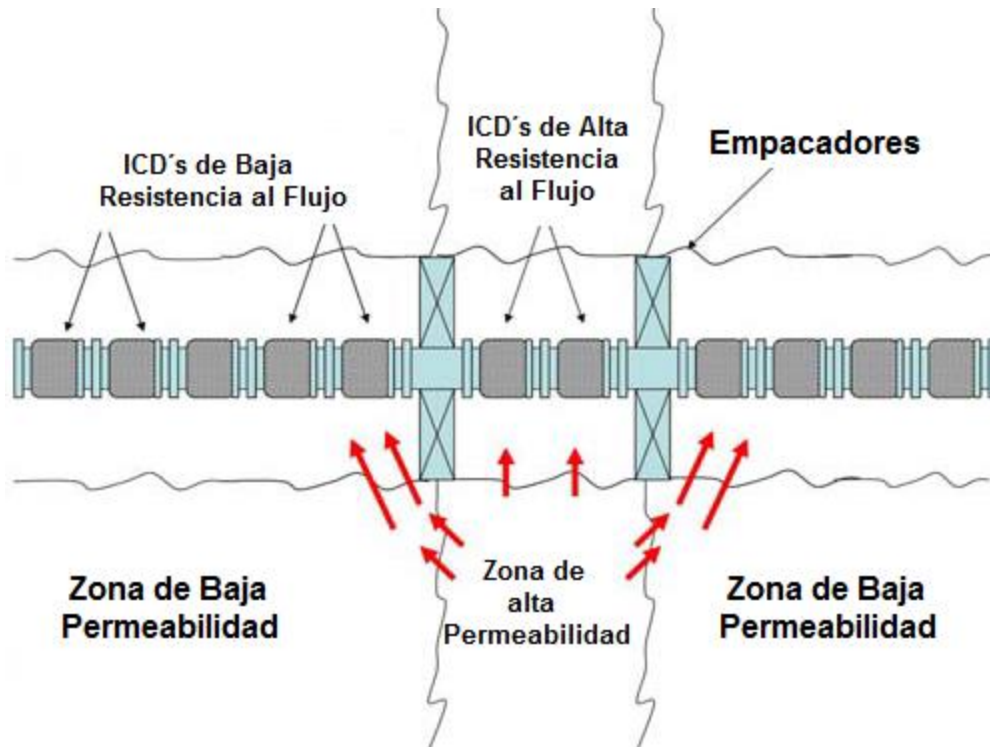
Los resultados de la simulación indican que la instalación de los ICD's en laterales individuales o laterales dobles o incluso niveles altos de junta en pozos de formaciones homogéneas ayuda eventualmente a que no haya una conificación o invasión de agua o gas. Sin embargo, si los yacimientos tienen diferentes facies o se localizan a diferentes profundidades, entonces el agua penetra dentro del lateral. Este efecto puede solucionarse con un aislamiento anular, además de evitar un flujo cruzado entre zonas de diferente permeabilidad.

### 6.2.2 Integración de ICD's en aislamiento anular

Una ventaja de los ICD's es la eliminación del flujo anular. Sin embargo, solo se alcanzara, sí se tiene una distribución de la permeabilidad de manera homogénea a lo largo del lateral, de lo contrario se tendrá flujo anular. En la industria petrolera es necesario un aislamiento anular para aprovechar todos los beneficios de los ICD's.

Para lograr este aislamiento se utilizan empacadores inflables, mecánicos, hinchables y expandibles.

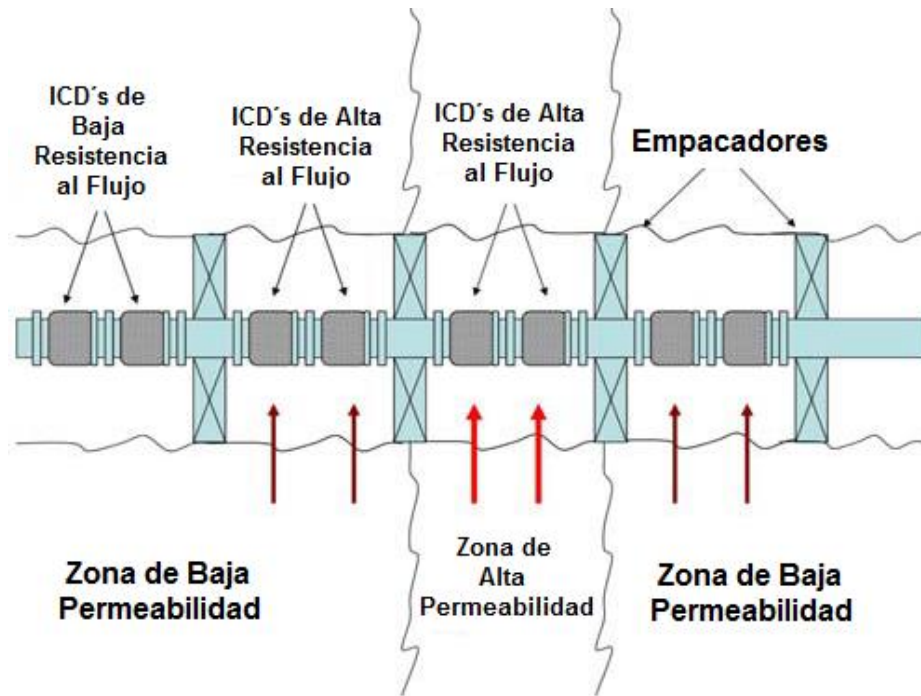
- La transmisibilidad entre zonas de permeabilidad alta y baja en las regiones cerca del pozo causan flujo cruzado entre las zonas aisladas por empacadores. **(Fig. 6.10)**.
- Los ICD's comienzan igualando el flujo cuando las presiones de las capas están a la misma magnitud y solo se conoce este factor caracterizando cada zona.



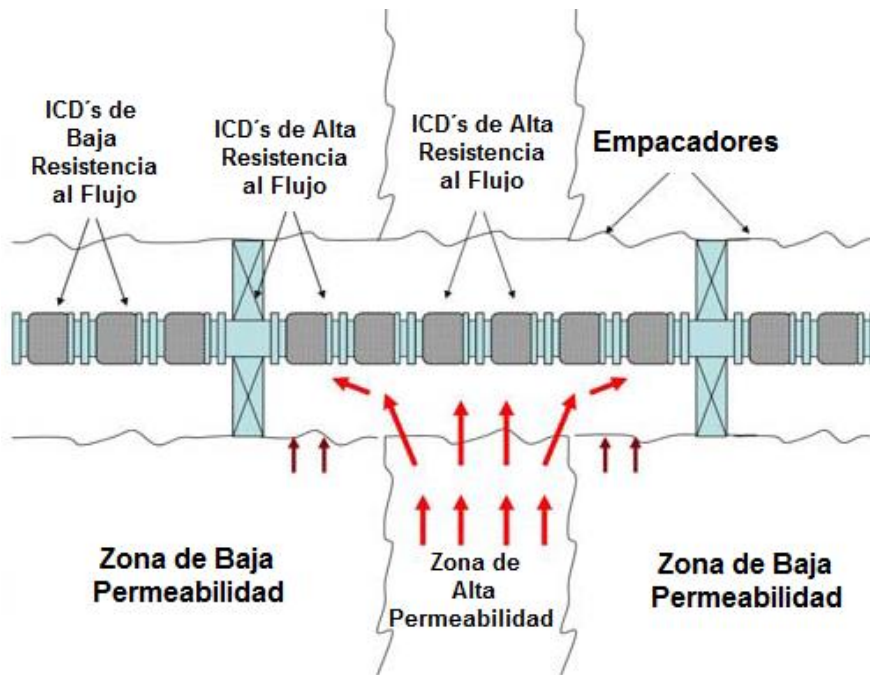
**Figura 6.10** El aislamiento anular no controla las zonas de alta permeabilidad debido a que el flujo fluye por debajo de los empacadores a la zona de baja permeabilidad

Solo se conoce este fenómeno modelando el lateral distribuyendo a lo largo del pozo ICD's y empacadores para aislar el espacio anular y así eliminar este efecto. Esta simulación encuentra que los empacadores que aíslan cada zona de permeabilidad son más efectivos con un arreglo doble de empacadores para crear una transición entre las zonas de alta permeabilidad y baja permeabilidad a lo largo del pozo. Este arreglo se muestra en la **Figura 6.11**. Dos empacadores son instalados en el límite de las zonas de alta permeabilidad, este arreglo asegura que la formación de baja permeabilidad continúe fluyendo y que no sea restringido el flujo por la zona de permeabilidad alta.

Al colocar los empacadores a una distancia lejana al límite de la zona de alta permeabilidad, es decir que abarque parte de la zona de baja permeabilidad, tendrá una mayor efectividad del flujo y asegurara que no se tenga el flujo cruzado entre zonas de diferentes permeabilidades (**Fig. 6.12**).



**Figura 6.11** Distribución efectiva de ICD's y Empacadores alrededor de zonas de alta permeabilidad



**Figura 6.12** La zona de alta permeabilidad limita la contribución de flujo de las zonas de baja

## Capítulo 7. Optimización de la producción mediante un pozo multilateral

### 7.1 Modelado del pozo multilateral

Simulación de un pozo doble lateral opuesto tomado del capítulo 4 (Fig. 7.1).

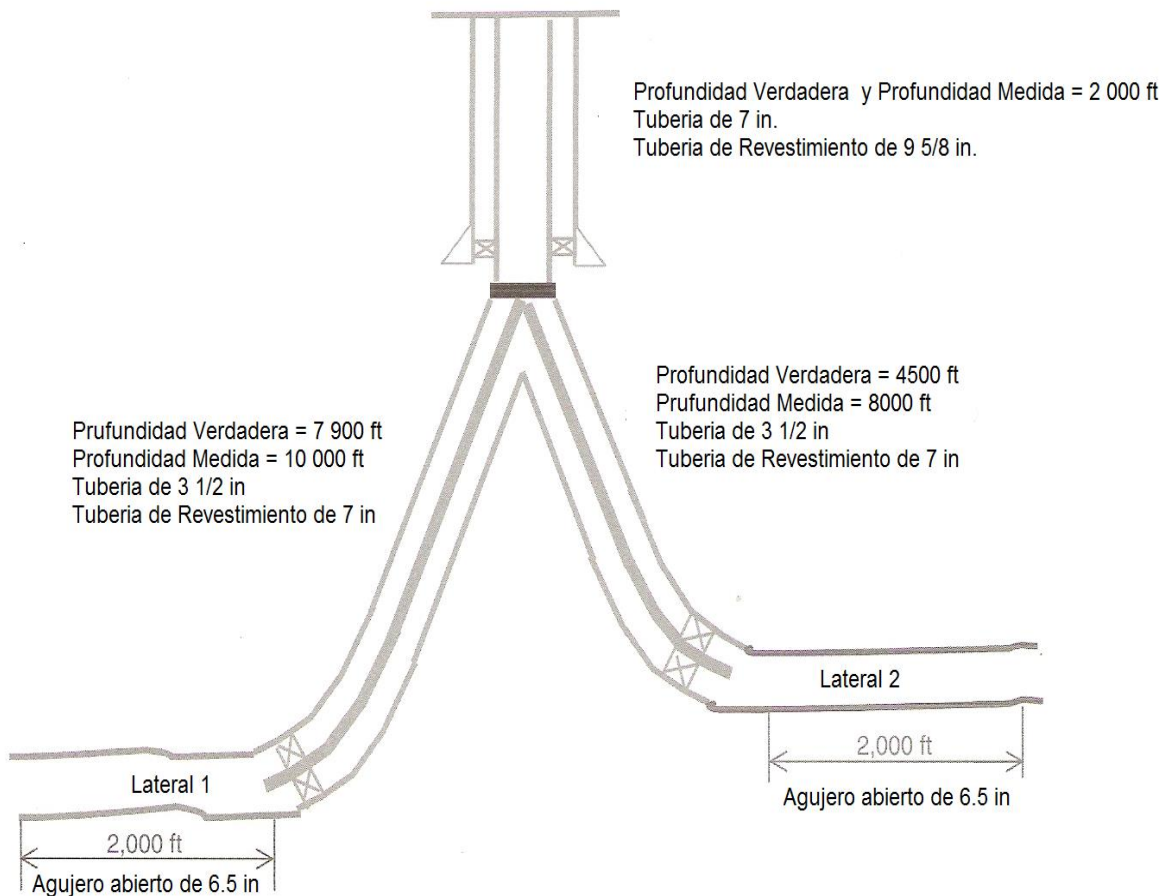


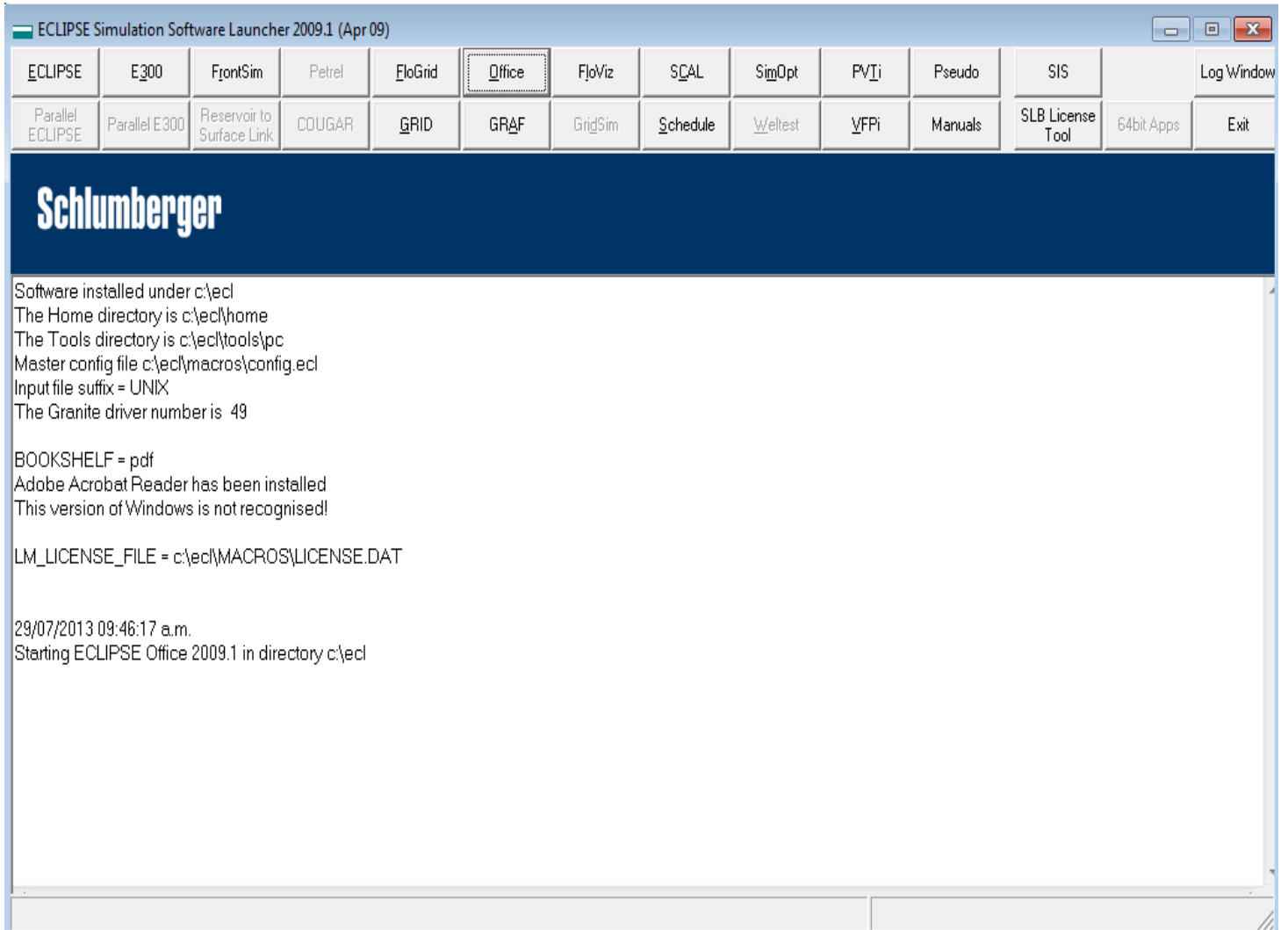
Figura 7.1 Pozo multilateral

Para realizar la simulación del pozo doble lateral opuesto nos apoyamos del software.



# Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

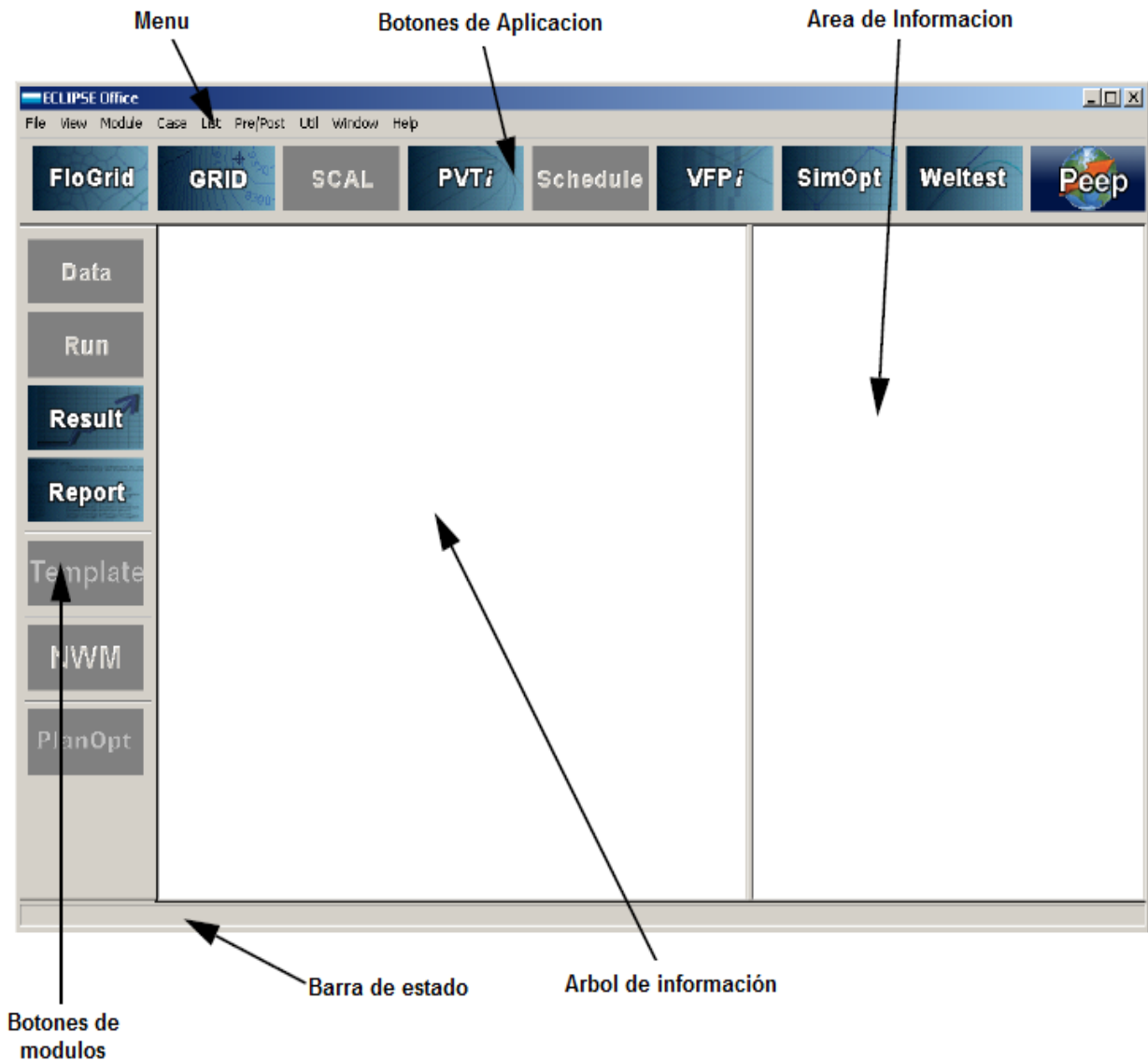
Del software se utilizó la extensión Office para desarrollar el trabajo presente, este se encuentra en el menú principal del software el cual se muestra en la **Figura 7.2**



**Figura 7.2** Menú Principal del Software.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

El menú de la extensión OFFICE se muestra en la **Figura 7.3** donde en diferentes secciones podremos introducir información, correr la simulación y ver los resultados entre otras cosas.



**Figura 7.3** Menu principal de office.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

El software consta de los siguientes Módulos:

### Administrador de casos (CASE MANAGER)

El administrador de casos ayuda a capturar la relación entre las corridas y graficar los cambios realizados en los archivos de esta sección.

### Administrador de datos (DATA MANAGER)

Esta sección es donde se introduce la información disponible del pozoyacimiento. El Administrador de datos provee un acceso amigable al usuario para el uso de los keywords y algunas características básicas para el Flogrid, Schedule, scal y PVti.

### Administrador de corridas (RUN MANAGER)

Este administrador de corridas como su nombre lo indica es donde se ejecuta la simulación. Ofrece un entorno para monitorear las corridas de la simulación. Las corridas pueden ser comenzadas localmente o en red en algún servidor.

### Visualizador de resultados (RESULT VIEWER)

Muestra los resultados en forma gráfica ya sea en dos o tres dimensiones. También es usado para crear graficas con datos de interés como lo es el gasto total del pozo o la presión en una zona de interés. Los resultados de múltiples corridas pueden verse simultáneamente en pantalla para ser comparadas.

# Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

## Generador de reporte (REPORT GENERATOR)

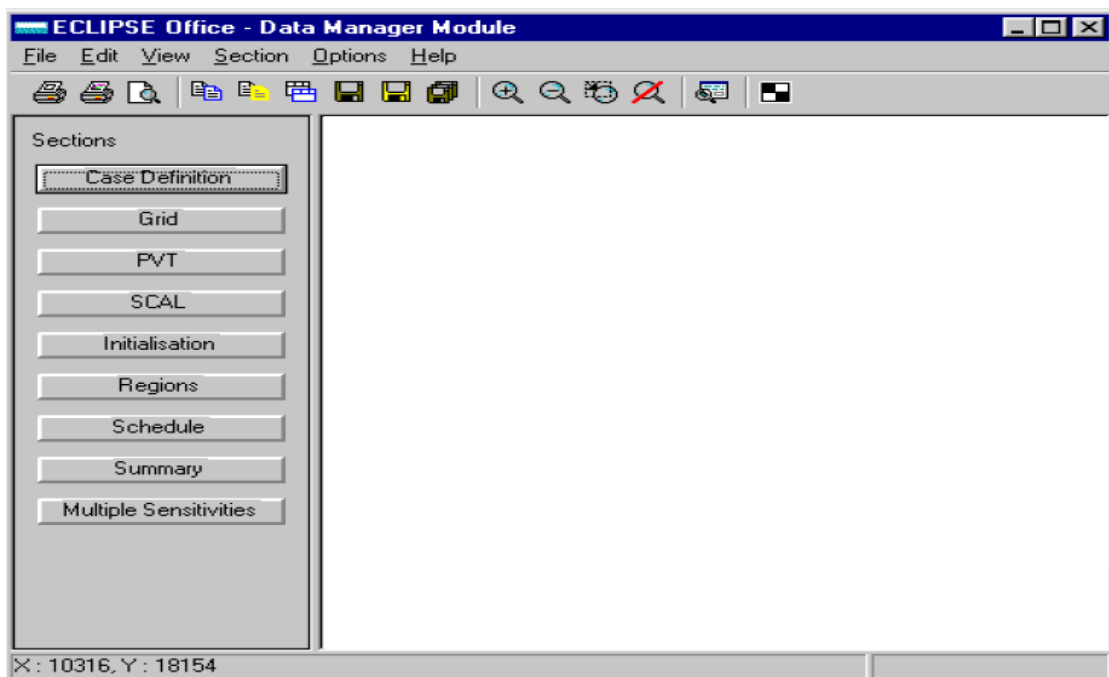
Es usado para crear un reporte final de los resultados obtenidos con el simulador.

## Modelado cerca del pozo (Near Wellbore Modeling)

El módulo NWM por sus siglas en inglés, es una extensión del software muy útil ya que podemos visualizar el pozo-yacimiento en dos y tres dimensiones. También podemos agregar tuberías de producción y revestimiento al igual que dispositivos de control de flujo, entre otras cosas más.

## Administrador de datos

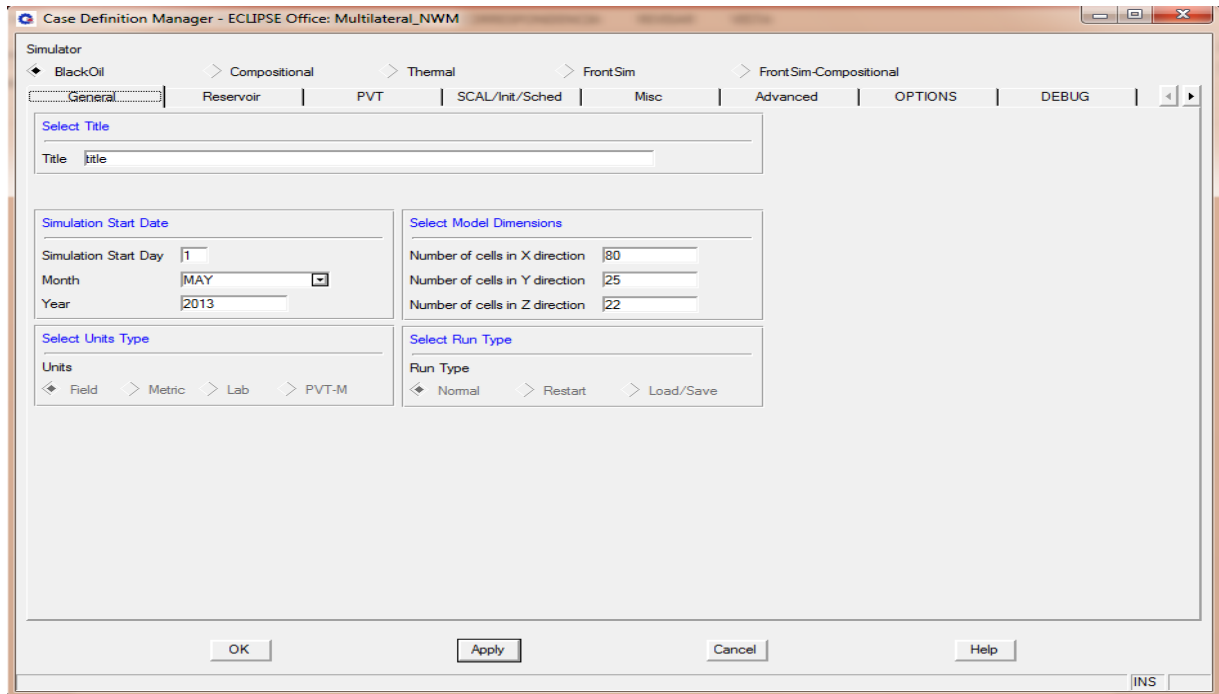
Lo primero que tenemos que hacer es cargar la información que se tenga disponible en el simulador, para esto se accede al módulo de Administrador de datos el cual cuenta con diferentes apartados como se puede ver en la **Figura 7.4** aquí se ira agregando la información necesaria para la simulación.



**Figura 7.4** Modulo del Data Manager

## Definición del Caso (CASE DEFINITION)

Esta sección permite seleccionar opciones que son importantes para el caso. Algunas de estas opciones es especificar el título, las dimensiones de la malla, las faces presentes, etc., como se muestra en la **Figura 7.5**.

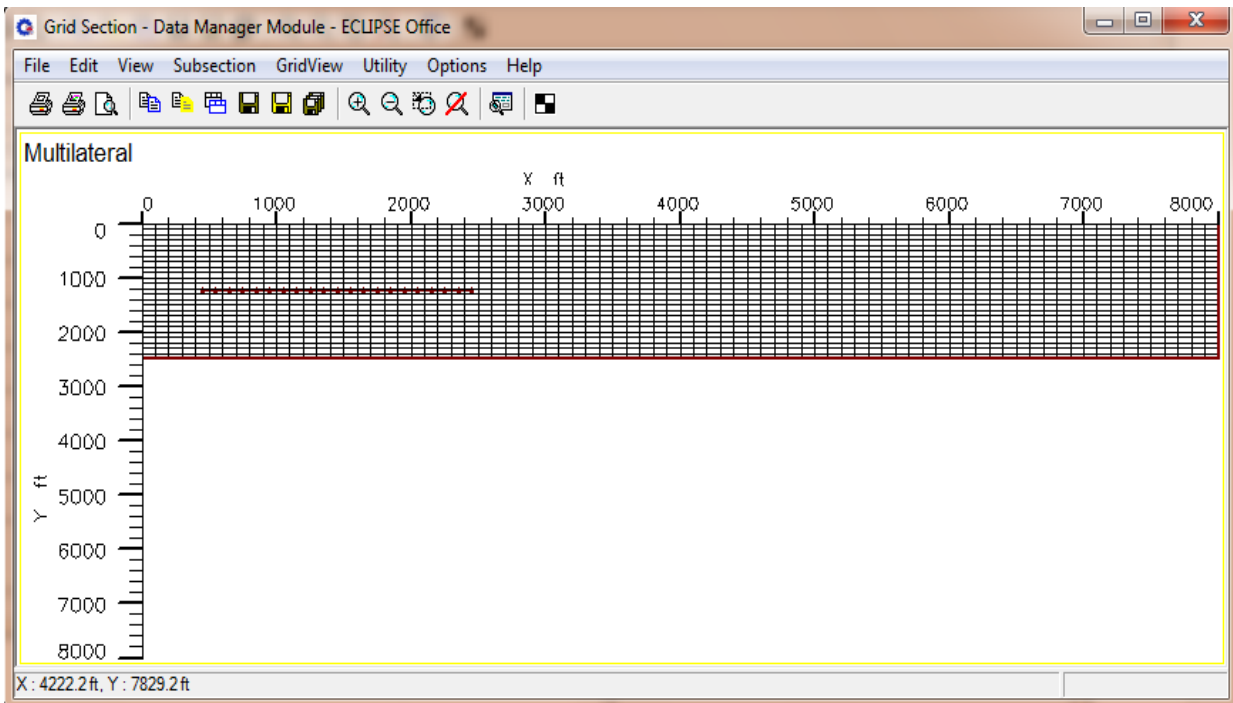


**Figura 7.5** Sección Definición del caso del módulo Data Manager

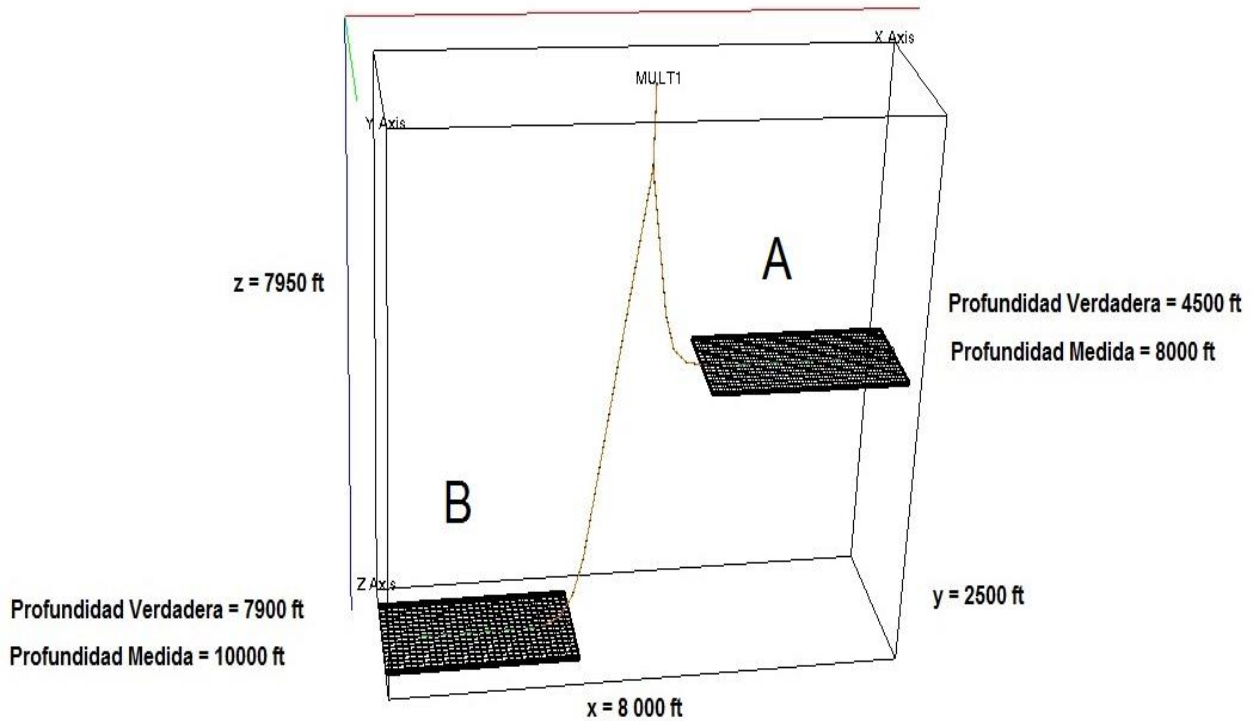
Para al caso en cuestión se cuenta con un modelo de aceite negro, con 22 celdas en la dirección  $z$ , 25 celdas en  $y$ , y 80 celdas en la dirección de  $x$ . Se manejan unidades de campo y el tipo de geometría son bloques centrados. Las fases presentes en esta simulación son aceite, gas, agua y gas disuelto. También se habilito la opción de pozos multisegmentados.

## Sección de la malla (GRID SECTION)

Aquí podemos definir la longitud de las celdas así como también introducir propiedades del yacimiento como lo son la porosidad y permeabilidad entre otras. Se tiene la opción de visualizar la malla en 2D (**Fig. 7.6**) y 3D (**Fig. 7.7**).



**Figura 7.6** Sección de maya del módulo Data Manager 2D



**Figura 7.7** Sección de maya del módulo Data Manager 3D

En este caso se tienen dos intervalos productores (arenas), **A** y **B**. El yacimiento mide 7950 ft en la dirección **Z**, los 7950 ft se dividieron en 22 celdas de la siguiente manera; una celda de 2600 ft de longitud, después 10 celdas de 10 ft cada una, que representan la arena **A** enseguida se tiene una celda de 3250 ft que representa la separación de las arenas y por último se tiene un conjunto de 10 celdas que representan la arena **B** que de igual forma miden 10 ft cada una. Si sumamos las celdas nos dan las 22 celdas y si hacemos lo mismo con las longitudes nos da los 7950 ft que mide el yacimiento en la dirección de **Z**. El yacimiento tiene un ancho de 2500 ft los cuales dividimos en 25 celdas de 100 ft de longitud cada uno. (**Fig. 7.8**)

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

El valor de porosidad usado para este ejemplo fue de 20 % con una permeabilidad horizontal de 250 md para la arena B y 900 md para la A con 80 y 60 ft de espesor respectivamente.

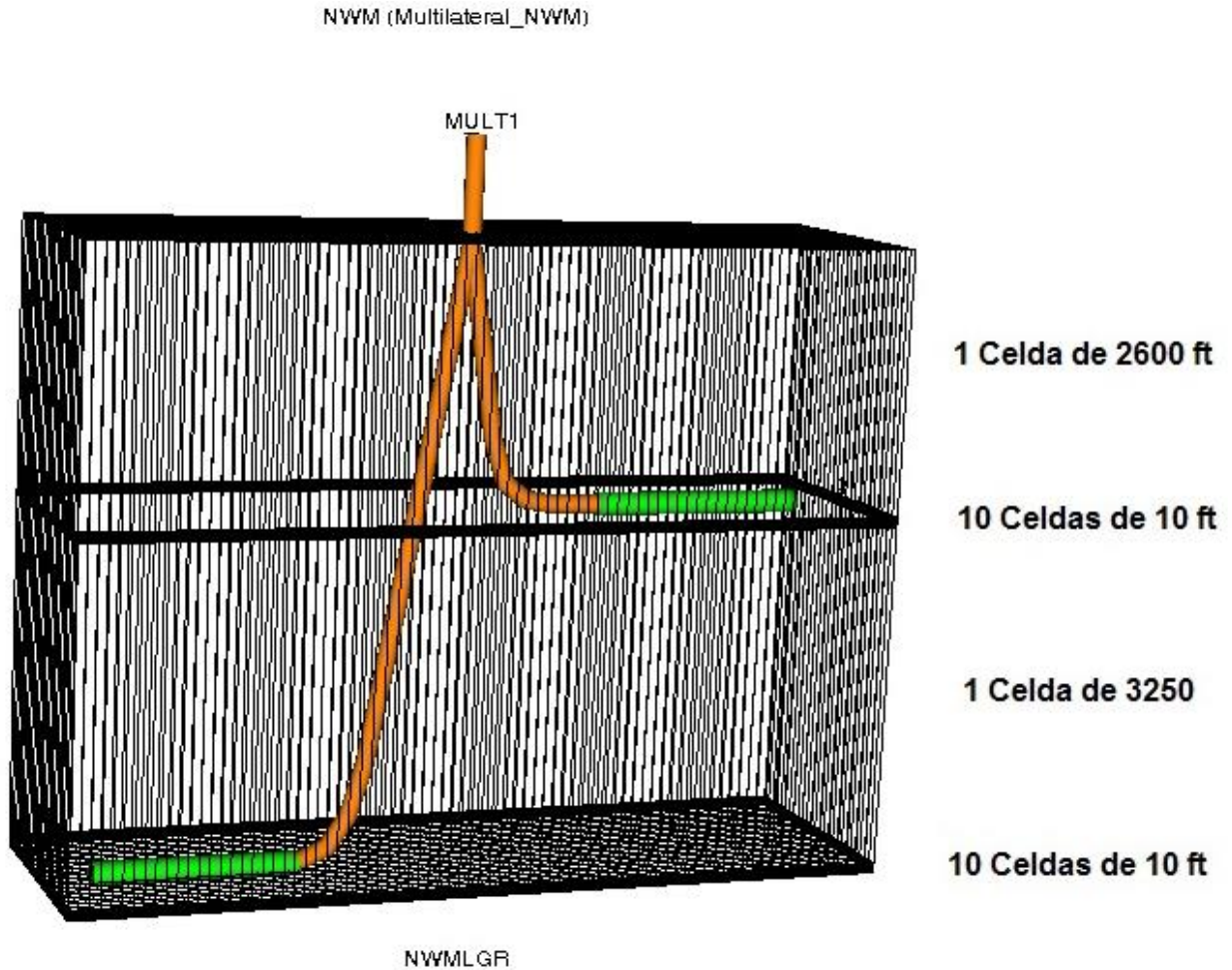
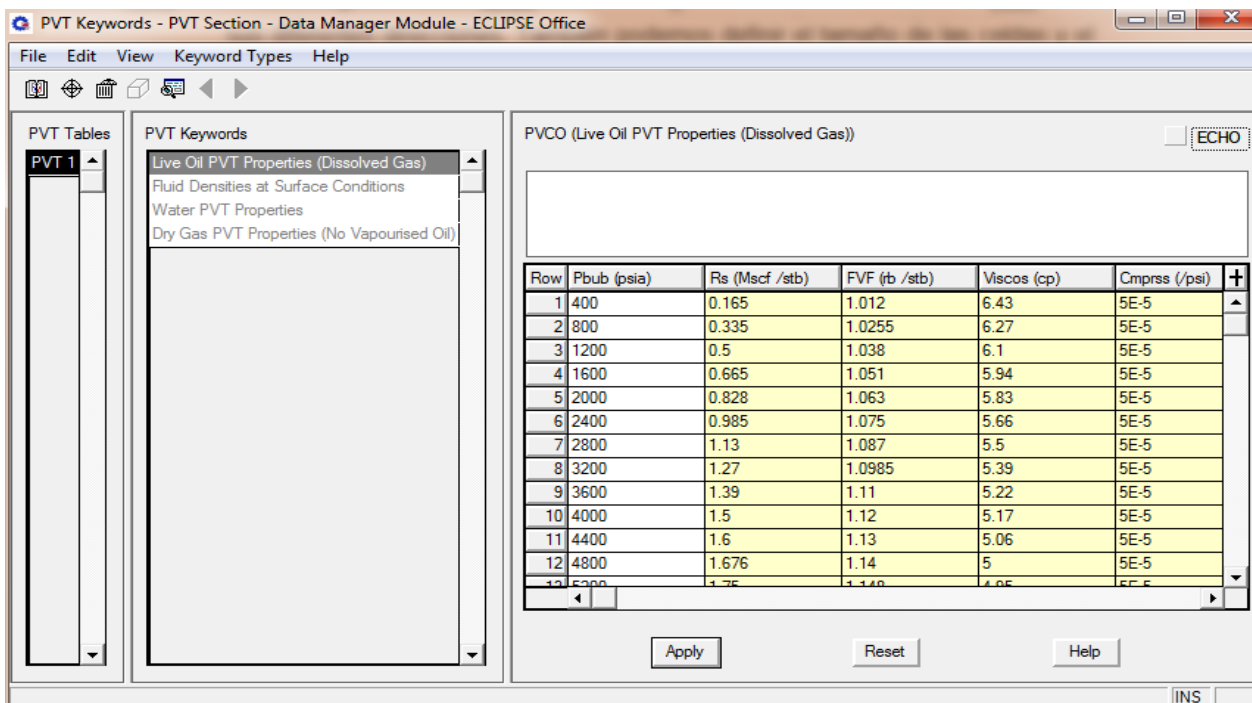


Figura 7.8 Medidas de las celdas de la malla



## Sección PVT (PVT SECTION)

En La sección PVT (**Fig. 7.9**) La información puede ser importada o creada con el PVTi. Los keywords pueden ser generados por correlaciones de aceite negro. En esta sección se introducen las tablas de las propiedades de los fluidos y la roca tales como la presión de burbuja, densidad, viscosidad, permeabilidad relativa, capilaridad, etc.

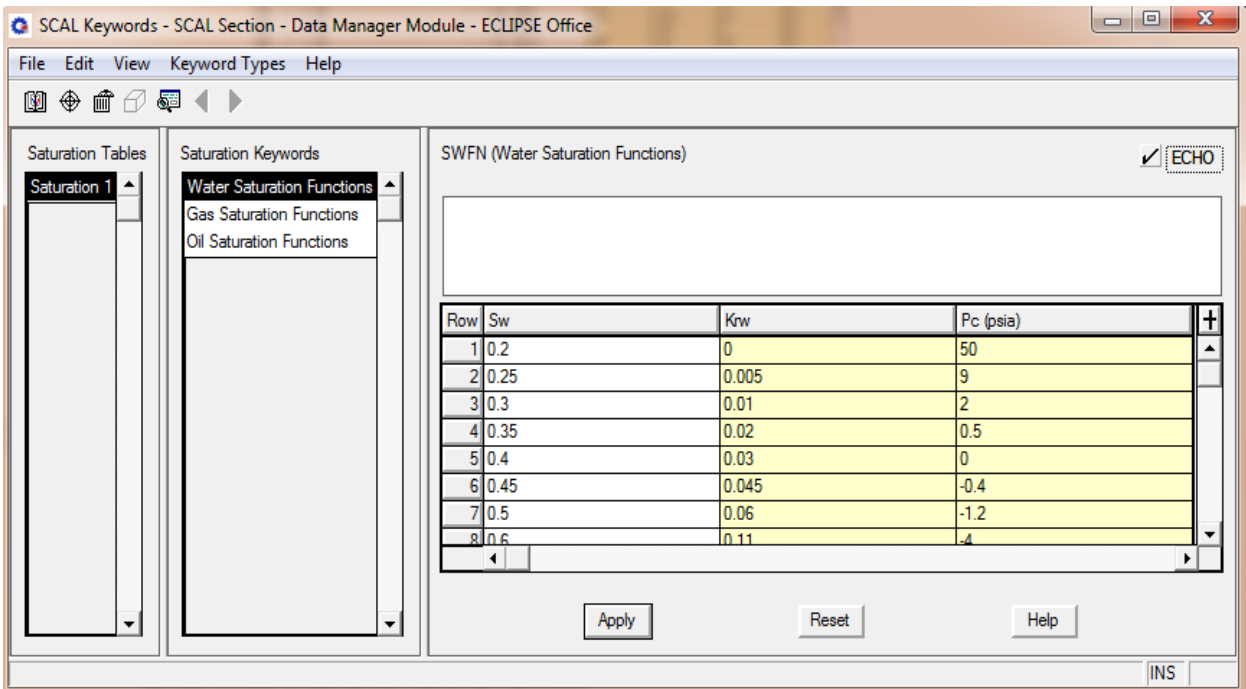


**Figura 7.9** Sección PVT del módulo Data Manager

Se tiene un aceite de 32 ° API con una RGA de 600 scf/bl . El gas tiene una gravedad específica de 0.71, se tiene una temperatura en superficie de 80 °F, la viscosidad del aceite es de 5 cp con un factor de volumen del aceite de 1.1.

## Sección de saturación (SCAL SECTION)

En la sección Saturación (**Fig. 7.10**) esta sección se introduce valores de saturación y de permeabilidades relativas.

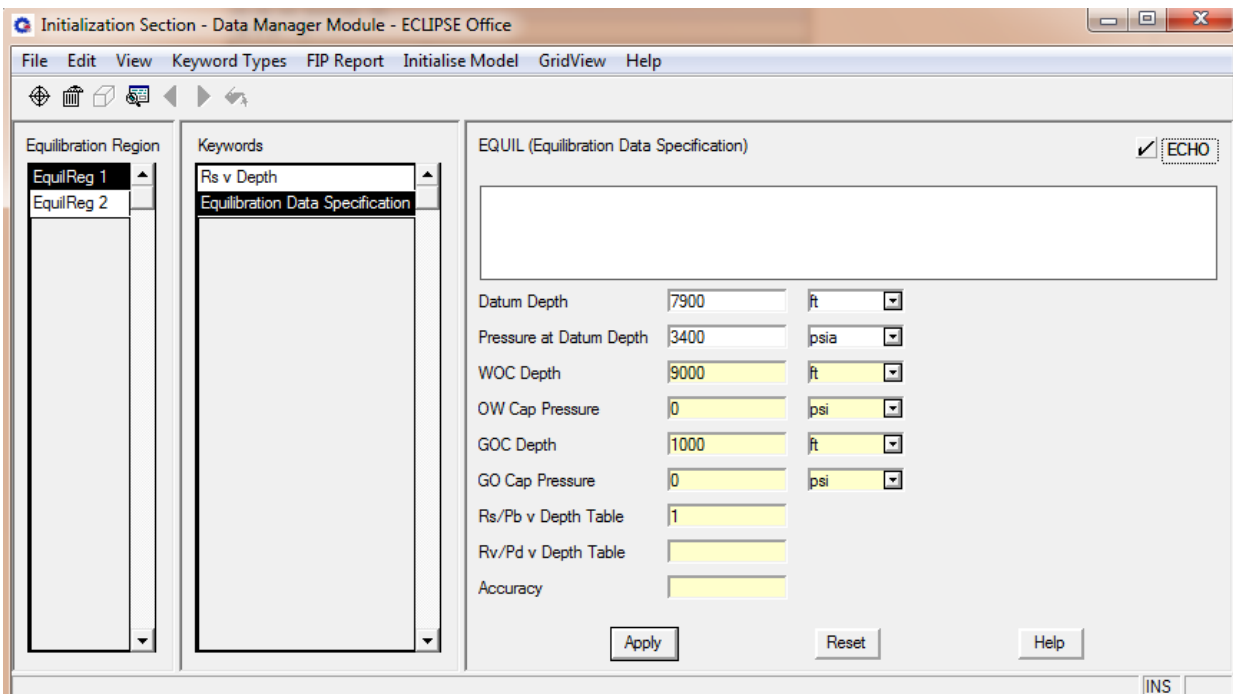


**Figura 7.10** Sección SCAL del módulo Data Manager

La saturación inicial de agua, gas y aceite es de 0.2, 0 y 0.25 respectivamente.

## Sección de inicialización (INITIALIZATION SECTION)

En la sección de inicialización (**Fig. 7.11**) nos permite acceder a los keywords de región o regiones de equilibrio. Donde especificamos las condiciones iniciales del yacimiento (profundidad, presiones, Rs vs profundidad, etc.)



**Figura 7.11** Sección Inicialización del módulo Data Manager

Para este caso se tienen datos diferentes para cada arena, para la arena **A** se tiene una Presión inicial de 1900 psi y para la arena **B** de 3400 psi. La profundidad de referencia es de 4500 ft y 7900 ft respectivamente. El volumen original de aceite es de 7318958 BI para la arena **A** y de 9740640 BI para la arena **B**. El valor se calculó con ayuda del software (**Fig. 7.12**).

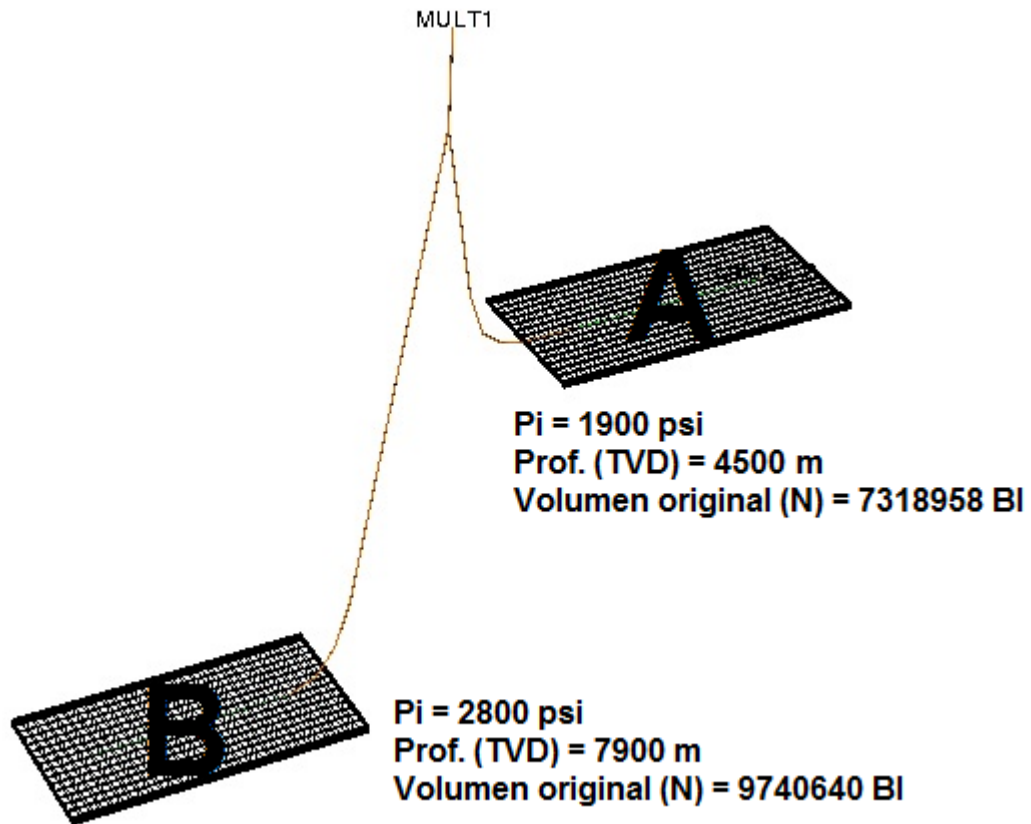
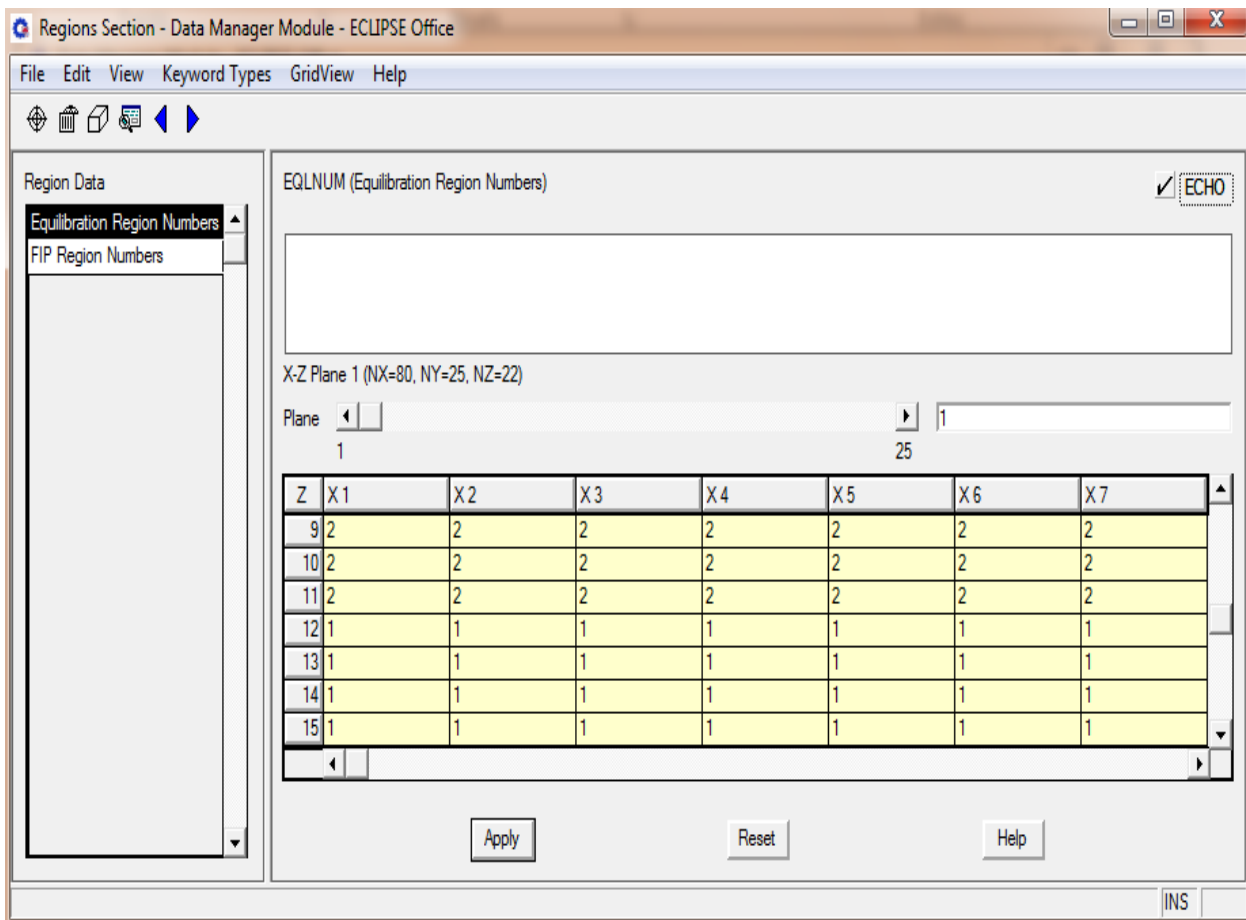


Figura 7. 12 Saturación y volumen original de aceite

## Sección de regiones (REGIONS SECTION)

Esta sección (**Fig. 7.13**) da acceso a la información de las regiones y a las propiedades del bloque de la malla ambos pueden ser mostrados en 2D y 3D.



**Figura 7.13** Sección de regiones del módulo Data Manager

La malla se dividió en dos regiones para representar las diferentes características de las dos arenas. Se le llamaron región 1 y 2 (**Fig. 14**).

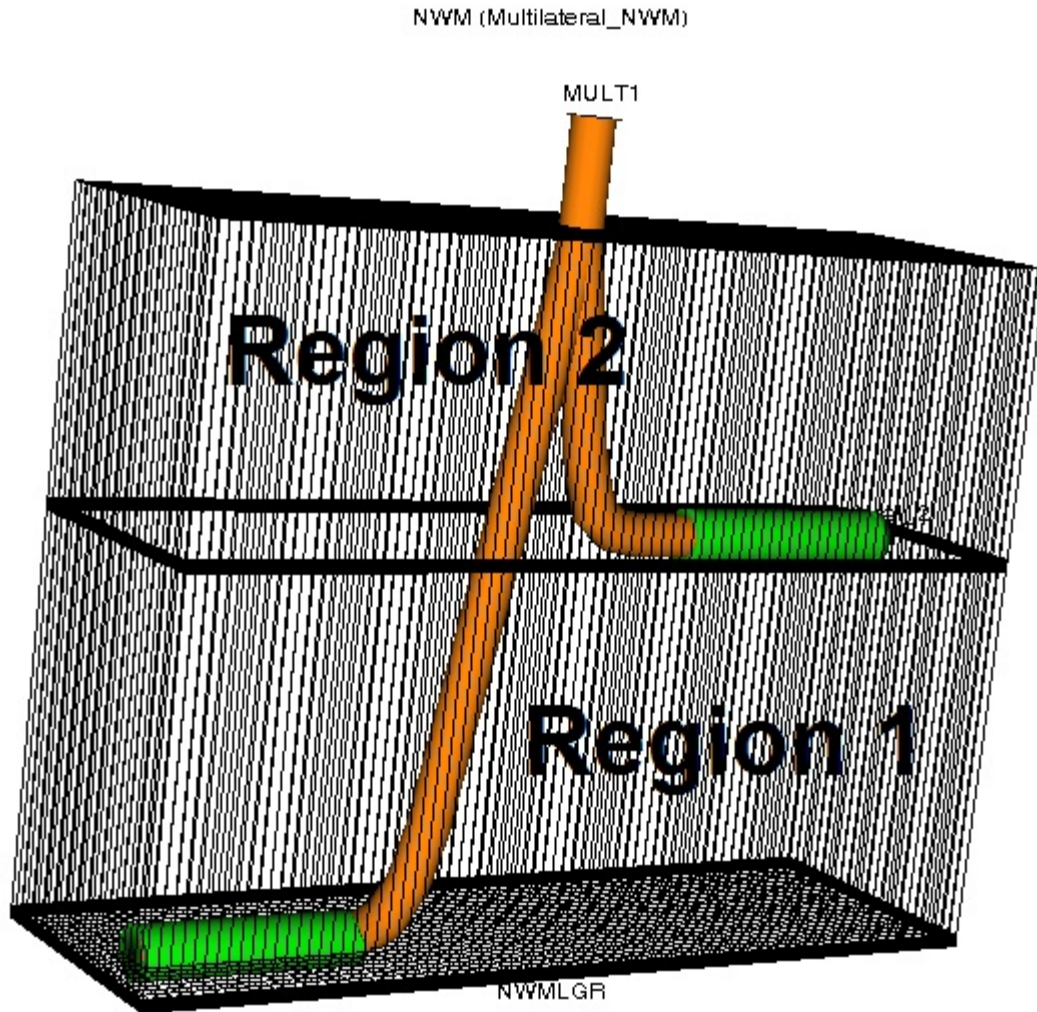
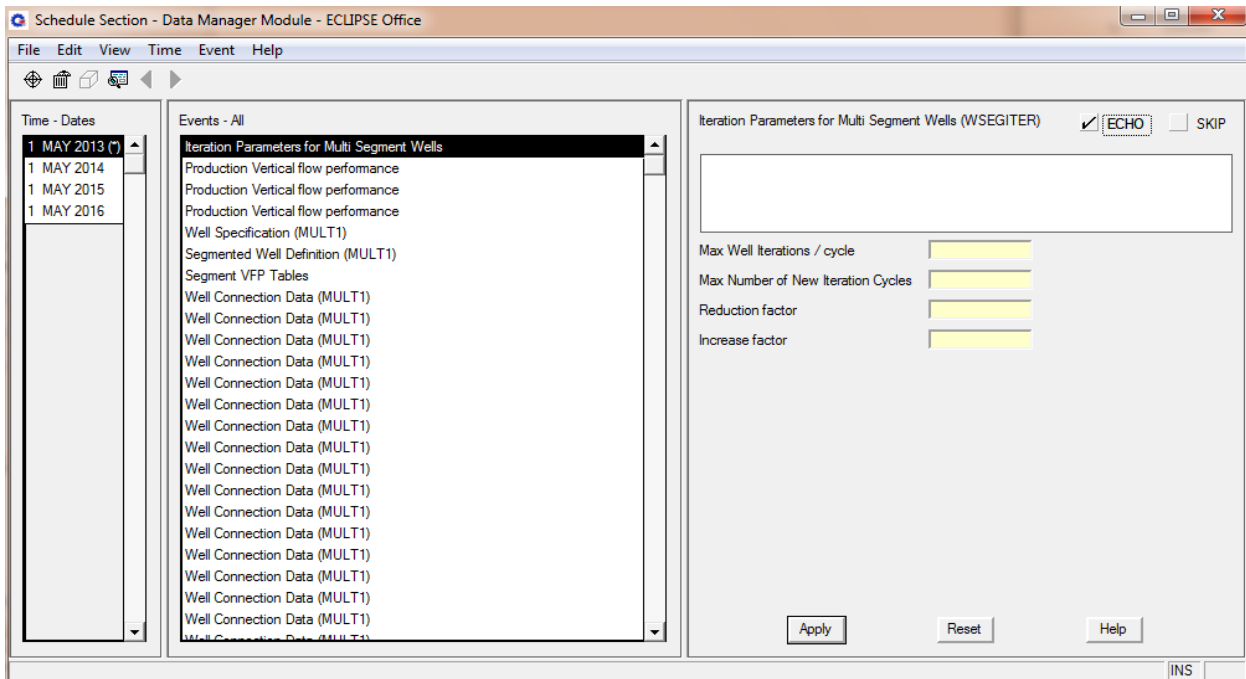


Figura 7.14 Vista de las regiones en 3D

## Sección de programación (SCHEDULE SECTION)

En la sección Schedule (**Fig. 7.15**) especificamos las operaciones que se van a simular (control de la producción, inyección y restricciones) y los tiempos en el cual los reportes son requeridos. Las curvas de VFPi (tablas hidráulicas) y otros parámetros para la simulación.

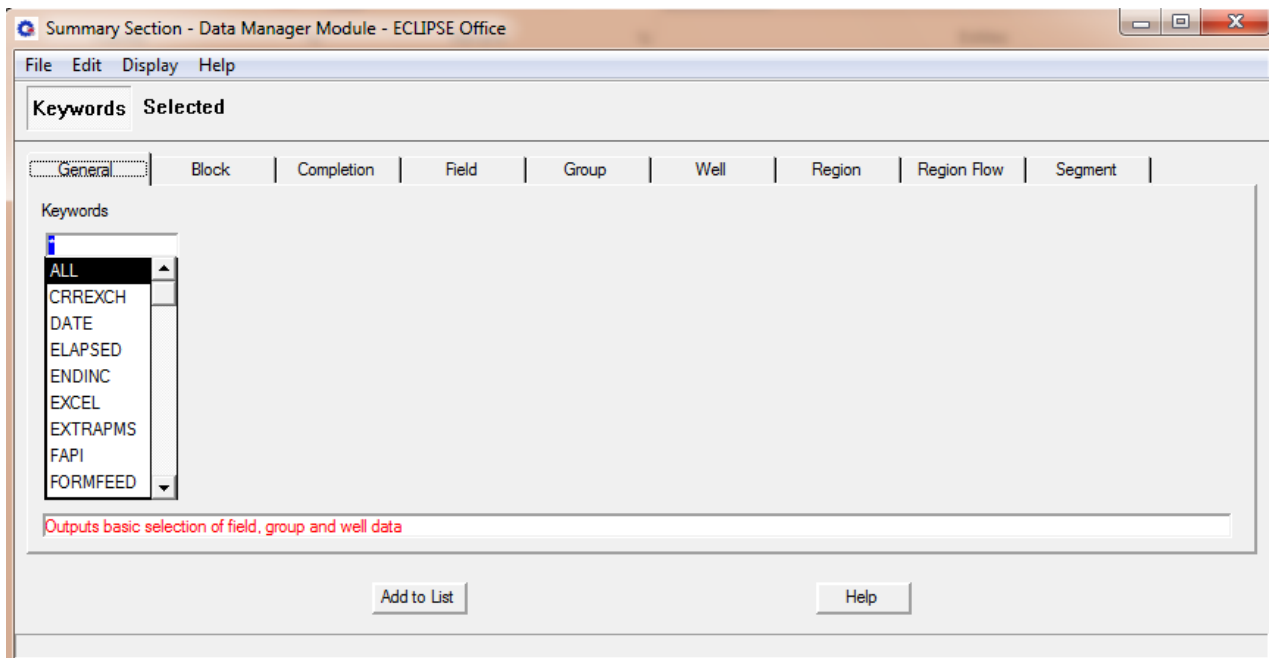


**Figura 7.15** Sección Schedule del módulo Data Manager

En esta parte se cargan en la base de datos las tablas hidráulicas para calcular las caídas de presión en las tuberías de producción. El método de control fue por medio del gasto de aceite, se utilizó la opción de pozos multisegmentados para un análisis más detallado.

## Sección de resumen (SUMMARY SECTION)

En la sección resumen (**Figura 7.16**) se especifica la información para ser escrita en la sección de resultados después de la corrida. Se especifican los tipos de graficas (presión, el gasto, corte de agua vs tiempo).



**Figura 7.16** Sección resumen del módulo Data Manager

Cabe mencionar que en la sección de resultados solo aparase las abreviaturas S para segmentos, F para campo, R para región y W para pozo. Por ejemplo si queremos el gasto del pozo lo buscamos en la sección de Well y en la sección de resultados después de la simulación solo aparecerá la letra W que representara al Pozo. Esta sección fue la última que utilizamos en el software.



## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

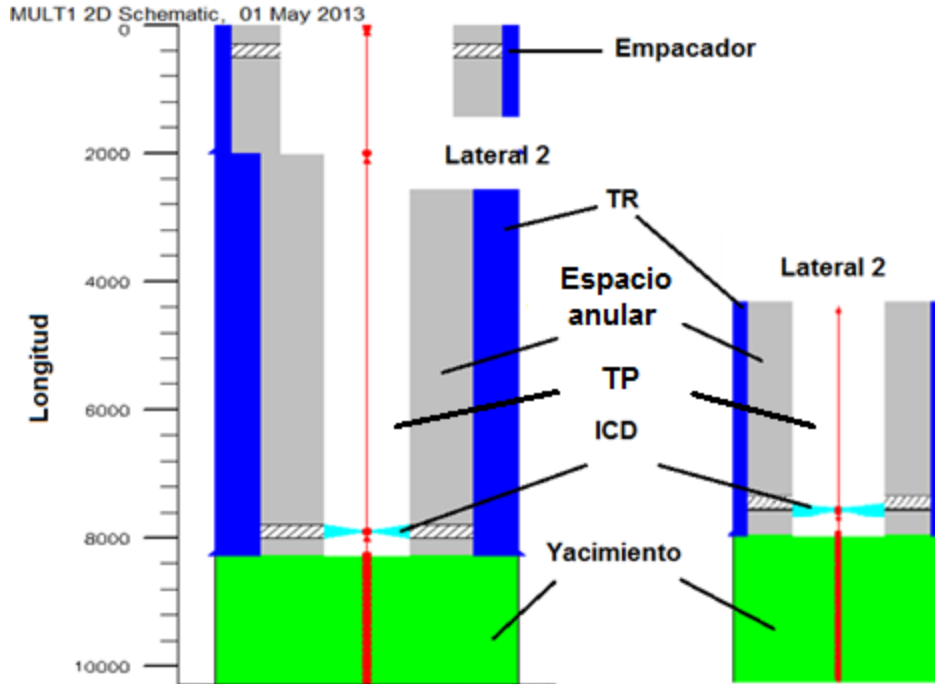
En todas las secciones se introdujo, se creó y se procesó información concreta para crear un modelo de nuestro yacimiento para ser asemejado con la realidad. Después de cargar los datos se utilizó la herramienta Near Wellbore Modeling “NWM”.

El NWM permite generar un modelo local detallado alrededor de uno o más pozos existentes. El objetivo es mejorar el modelo de flujo del pozo y la interacción con la región del yacimiento cercana al pozo. Los puntos centrales son:

- Se puede mejorar la definición del pozo usando el editor de pozos “WELL EDITOR” para editar la trayectoria, terminaciones y multisegmentar el pozo para modelos de flujo.
- Se crea un modelo avanzado de la terminación del pozo usando tubería de revestimiento, tubería de producción y controladores de flujo.
- Se puede importar datos geológicos y propiedades de roca.
- Se puede especificar las propiedades del fluido y la roca cerca del pozo
- Se puede generar refinamientos locales automáticamente alrededor del pozo.

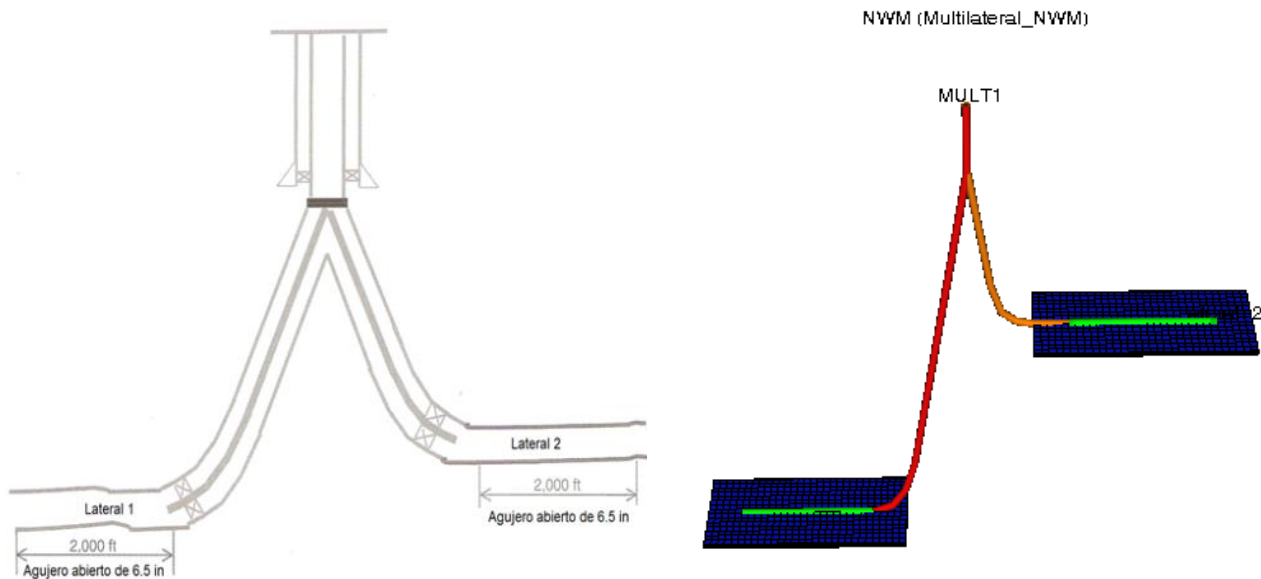
Dicha herramienta se utilizó para cargar registros de desviación, para segmentar el pozo, agregar la tubería de producción, y revestimiento. También se agregaron empacadores y dispositivos de control de flujo ICD. Con esta herramienta pudimos visualizar el pozo en 3D al igual que en 2D (**Fig. 7.17**).

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales



**Figura 7.17** Esquema del pozo multilateral con TR, TP, empacadores e ICD.

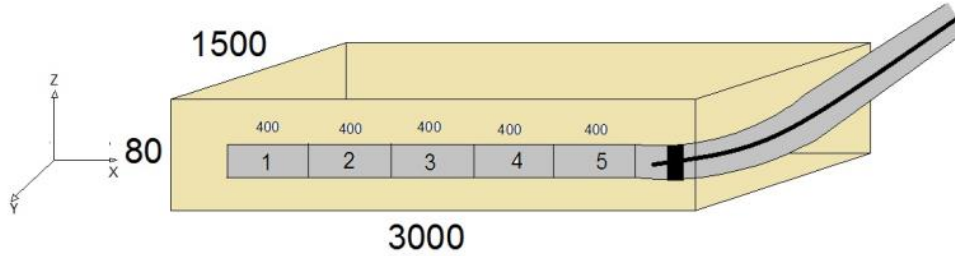
La **Figura 7.18** muestra el esquema del pozo multilateral descrito en el ejercicio mostrado en el capítulo 4 izquierda y del lado derecho está representado en la herramienta NWM visto en 3D.



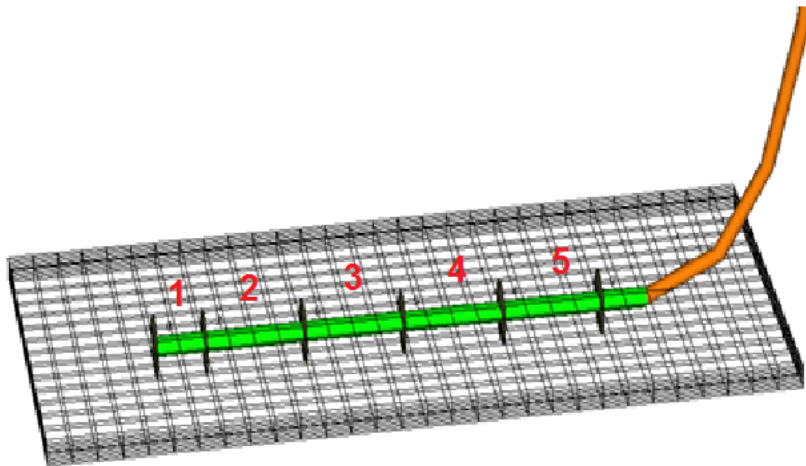
**Figura 7.18** Esquema del pozo multilateral del capítulo 4 mostrado 3D en el simulador.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

La segmentación que se manejó en el ejemplo tomado del capítulo 4 es el que se muestra en la **Figura 7.19**. La **Figura 7.20** es resultado de la segmentación en NWM, con la cual se puede hacer un estudio más a detalle de las zonas de interés.



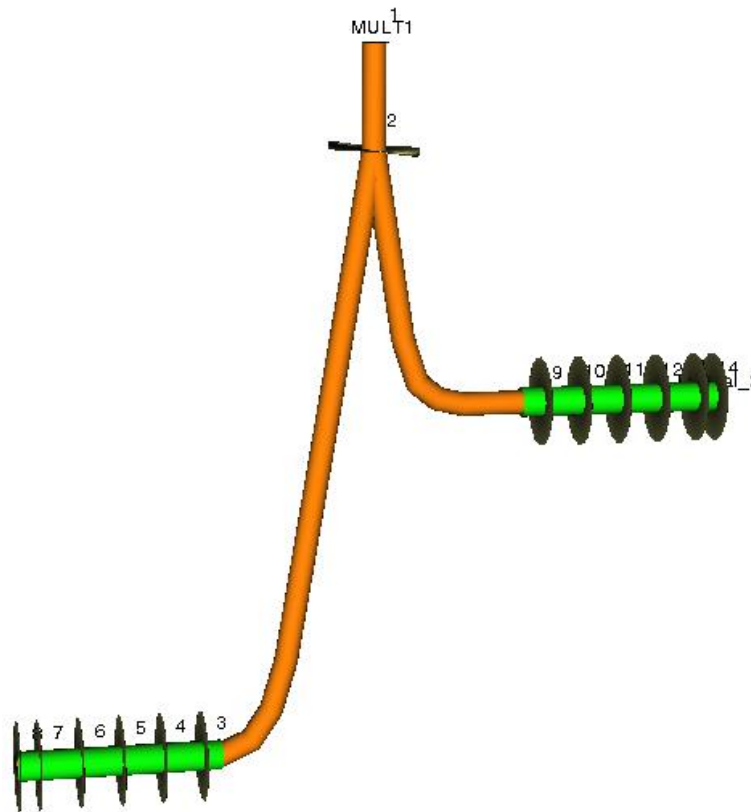
**Figura 7.19** Representación de la segmentación del ejemplo del capítulo 4



**Figura 7.20** Representación en el simulador de la segmentación del ejemplo del capítulo 4

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

Otra herramienta utilizada en la simulación fue Vertical Flow Performance (VFPI), se utilizó para crear las tablas hidráulicas de esta simulación. Las cuales se encargan de calcular las caídas de presión en las zonas entubadas. En este caso se manejaron por segmentos y se calcularon 3 tablas. En la **Figura 7.21** se muestra un esquema general del pozo y sus segmentos. El color naranja representa la parte entubada y la verde la zona de agujero descubierto.

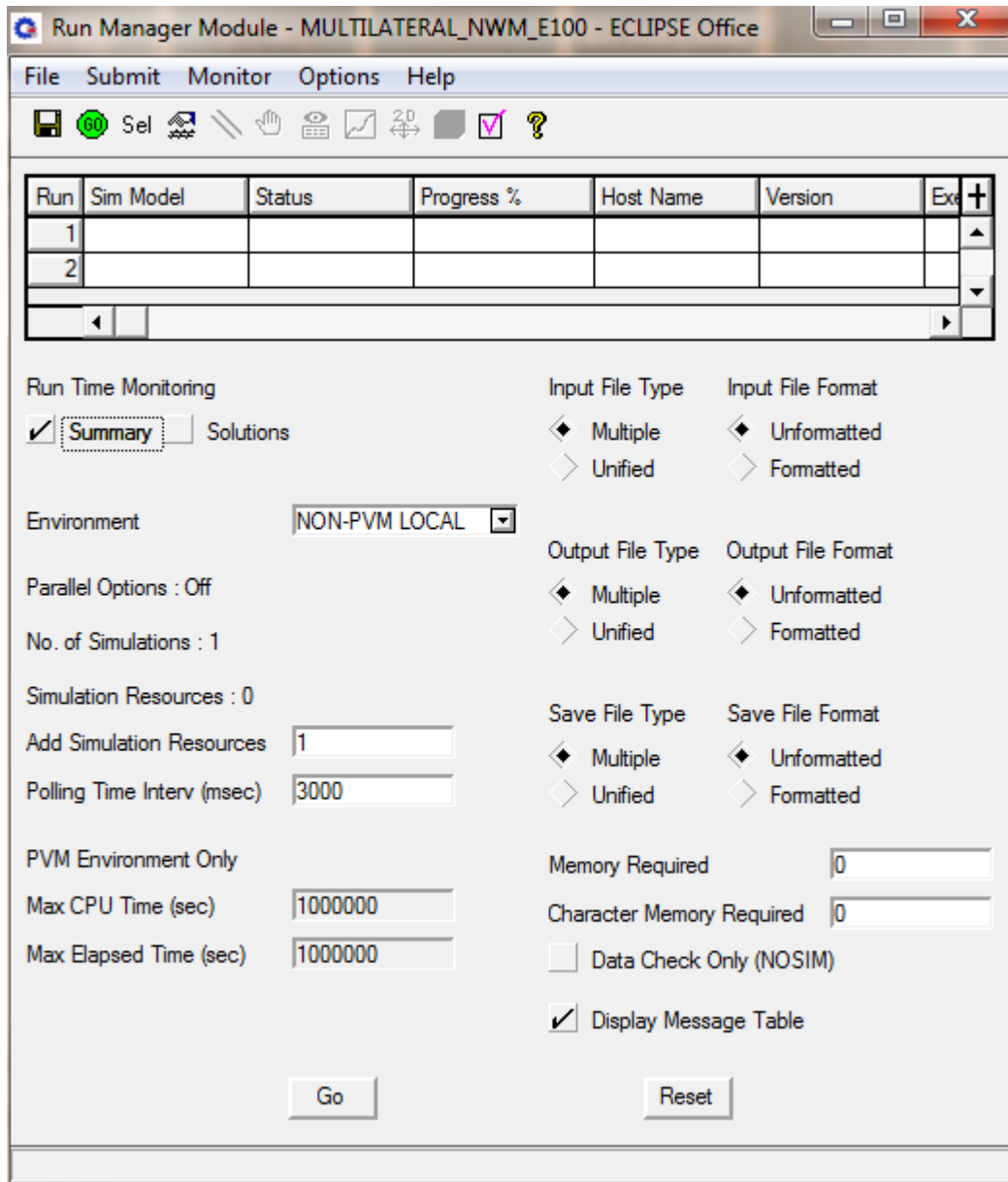


**Figura 7.21** Segmentación del pozo multilateral en el simulador.

Las tablas se usaron del segmento 1 al segmento 2 con sus respectivos datos de gasto, presión y diámetro de la tubería. También se usó otra tabla para los segmentos 2 a 3 y la última para el segmento 2 a 9.

## 7.2 Corrida de la simulación:

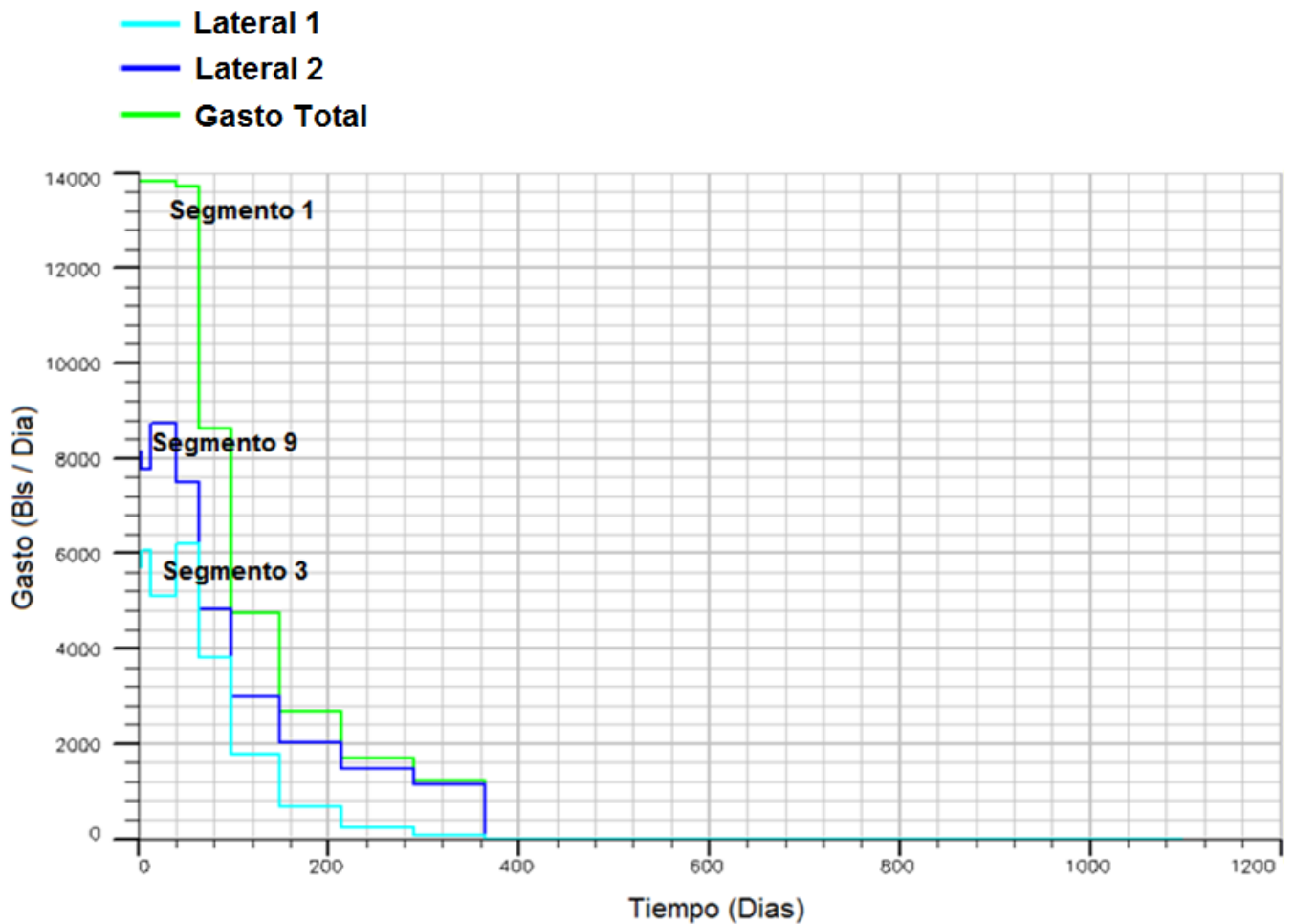
Después de realizar los pasos anteriores lo siguiente es correr el programa, para esto se accede al panel principal y en la opción RUN (**Figura 7.22**) se le da clic y aparece el siguiente panel, solo basta darle en el icono de GO en color verde o en el icono en la parte inferior.



**Figura 7.22** Modulo del administrador de corridas donde se corre el simulador

## 7.3 Resultados

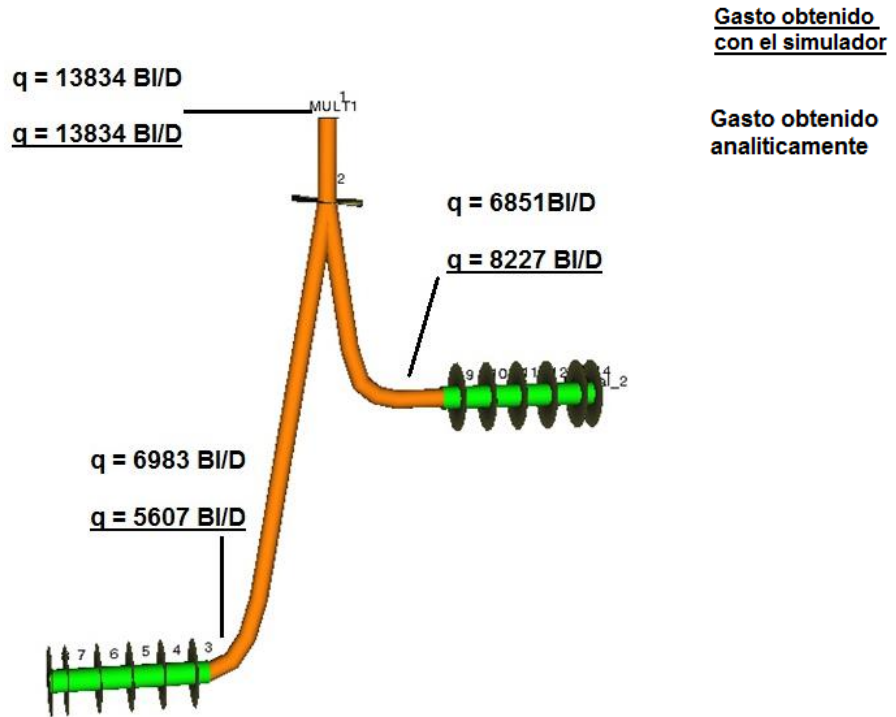
La grafica (**Figura 7.23**) muestra los gastos en segmentos de interés, segmento 1 que representa el gasto total del pozo. Segmento 3 gasto del lateral 1 y segmento 9 que representa al gasto del lateral 2.



**Figura 7.23** Gastos del pozo multilateral caso 1

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

En esta **Figura 7.24** podemos corroborar los números de la segmentación que se muestran en la gráfica anterior.



**Figura 7.24** Segmentación del pozo multilateral en el simulador.

	Analítico Q ( Bls/Día)	Simulador Q(Bls/Día)
Lateral 1	6851	5607
Lateral 2	6983	8227
Pozo principal	13834	13834

**Tabla 7.1** Comparación de los gastos iniciales analíticamente con los obtenidos en el software.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

En la siguiente tabla se muestran los gastos pronosticados con el simulador a diferentes días de producción.

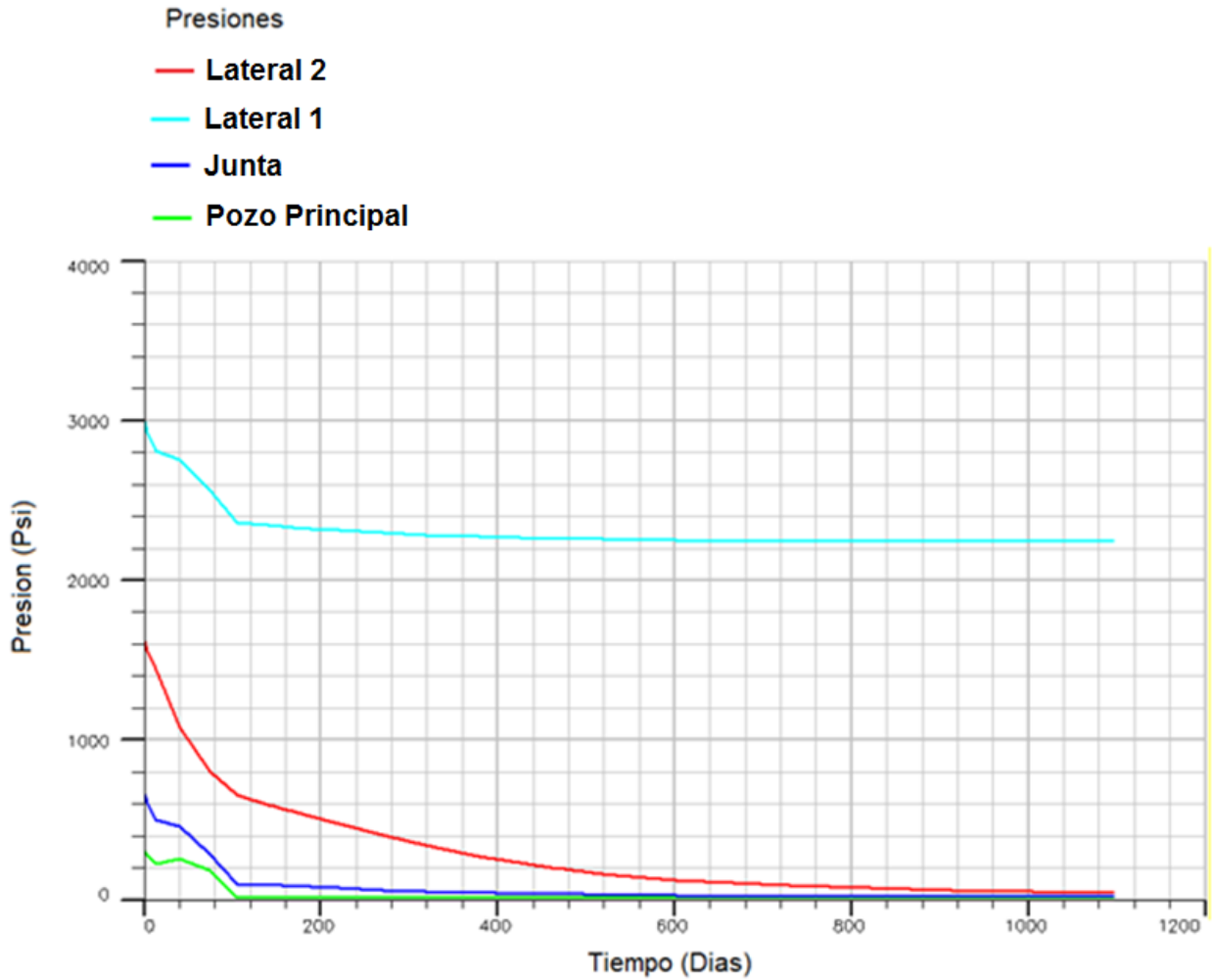
Tiempo ( Días)	Lateral 1 (Bls/Día)	Lateral 2 (Bls/Día)	Pozo principal (Bls/Día)
1	5607	8227	13834
40	5101	8733	13834
80	3821	4788	8609
120	1796	2962	4758
160	658	2010	2668
200	658	2010	2668

**Tabla 7. 2** Pronostico de producción con ayuda del simulador

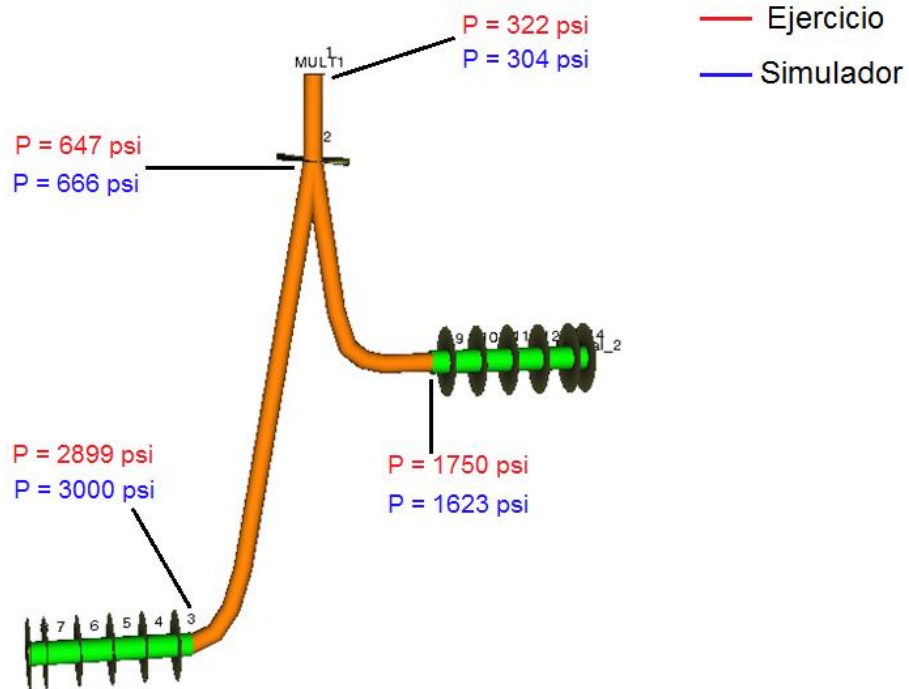


## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

La siguiente grafica (**Fig. 7.25**) muestra las presiones obtenidas con el software y las obtenidas analíticamente en el capítulo cuatro se muestra en la **Figura 7.26**.



**Figura 7.25** Presiones del pozo multilateral

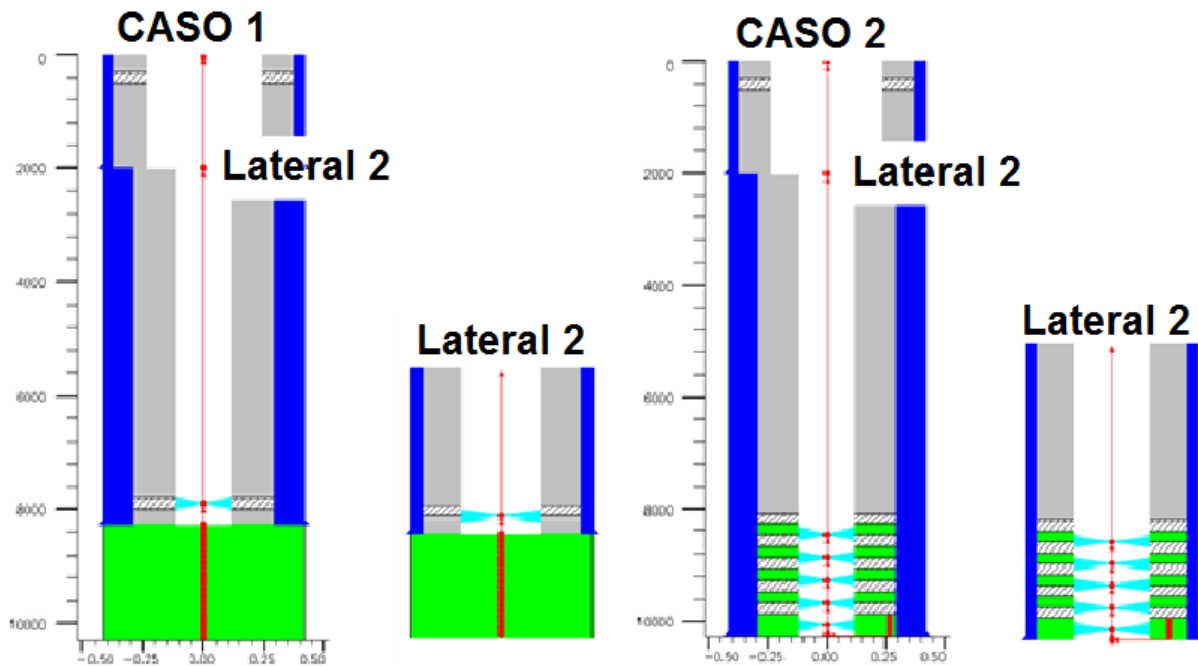


**Figura 7.26** Comparación de las presiones obtenidas en el ejemplo del capítulo 4 y las presiones obtenidas con el simulador.

## 7.4 Optimización de la producción por medio de ICD

El objetivo de este capítulo es optimizar la producción de aceite del ejercicio del capítulo cuatro usando ICD. Los ICD entre otras muchas cosas nos ayudan a prolongar la vida de los pozos, ya que tenemos un control de la presión más preciso.

Lo que se modificó del pozo fue la terminación a la cual se le agregó un arreglo de ICD a este caso le llamaremos caso 2. Al caso anterior de la sección 7.3 se le llamará caso 1, como se muestra en la siguiente **Figura 7.27**.

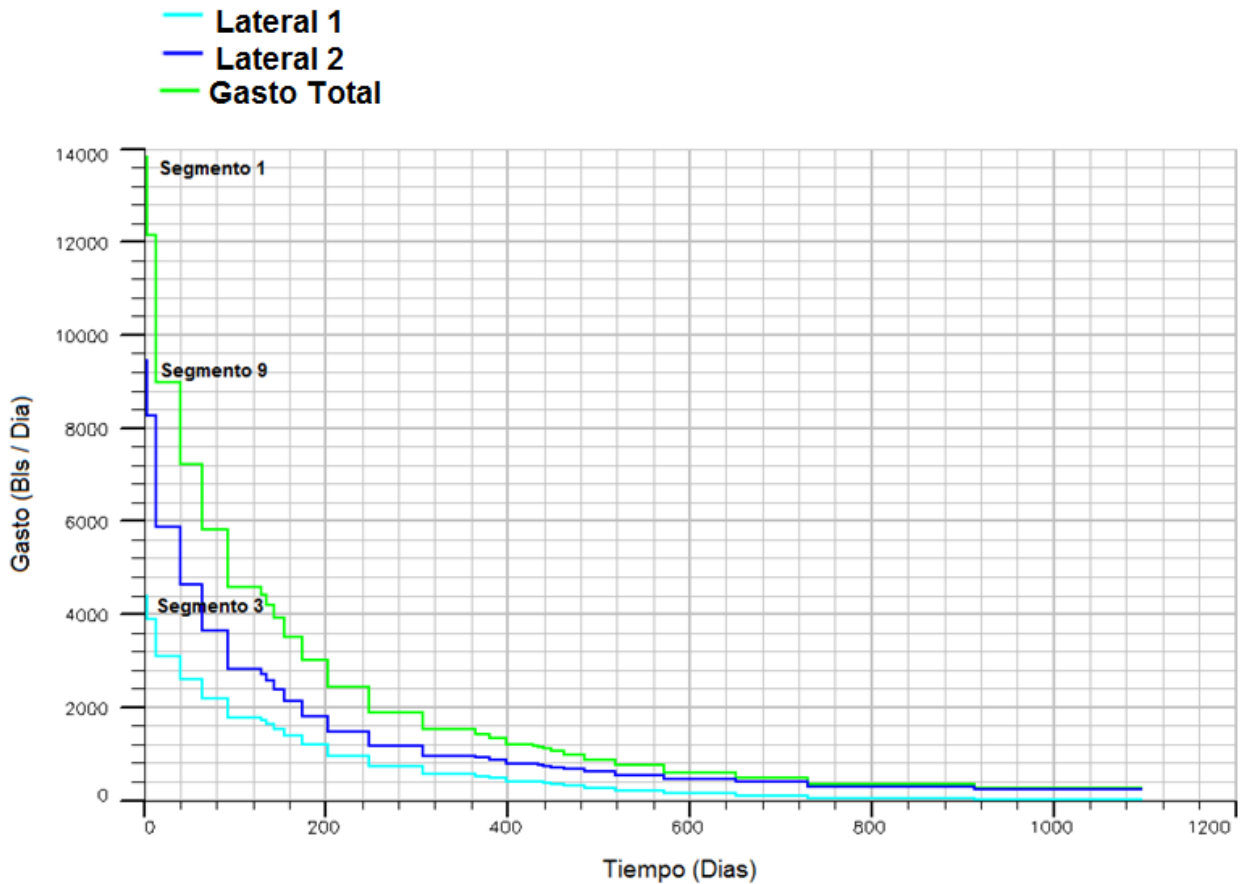


**Figura 7.27** Comparación de los esquemas de los dos casos diferentes

En el caso 2 se colocaron 5 empacadores en la parte productora del pozo y 1 ICD entre cada empacador, en total fueron 5 ICD. Se puede controlar el diámetro interno del ICD para controlar la presión y el gasto. Los resultados obtenidos de esta simulación se muestran a continuación

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

Los gastos obtenidos (**Fig. 7.28**) con la nueva terminación se muestran a continuación:



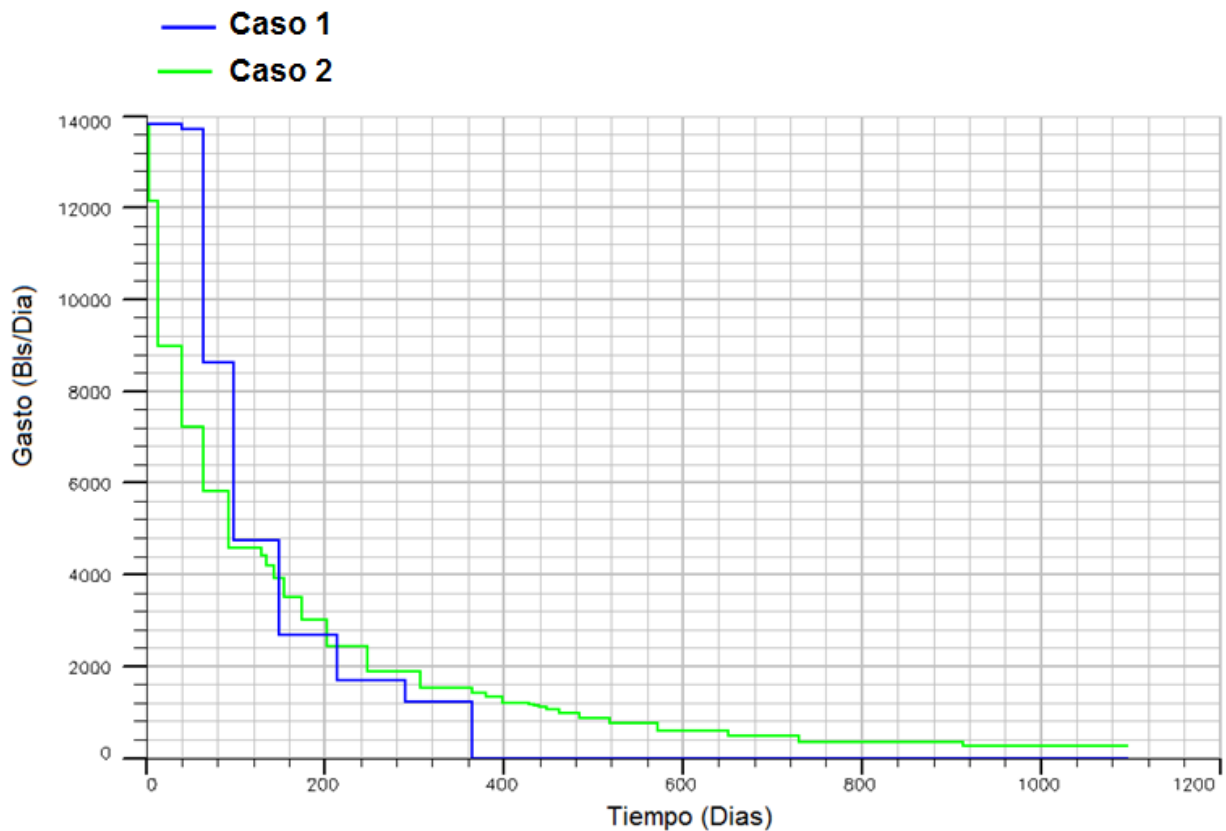
**Figura 7.28** Gastos obtenidas del pozo multilateral para el caso 2

El gasto del lateral 1 que es representado para el segmento 3 produce 4474 bl/día a los 1096 días produce un gasto de 26 bl día. Caso similar es el del segmento 9 que representa al lateral 2, comienza con una producción de 9354 bl/día y al igual que el lateral 1 este produce aun a los 1096 días un gasto de 226 bl/día. Cabe mencionar que la simulación tuvo como límite tres años.

## 7.5 Comparación de los casos anteriores

Los casos anteriores se compararon bajo las mismas características y propiedades del pozo-yacimiento solo se modificó la terminación del caso 1 agregando múltiples ICD lo cual dio como resultado el caso 2.

En la gráfica (**Fig. 7.29**) siguiente se hizo una comparación entre los gastos de los dos casos mencionados.

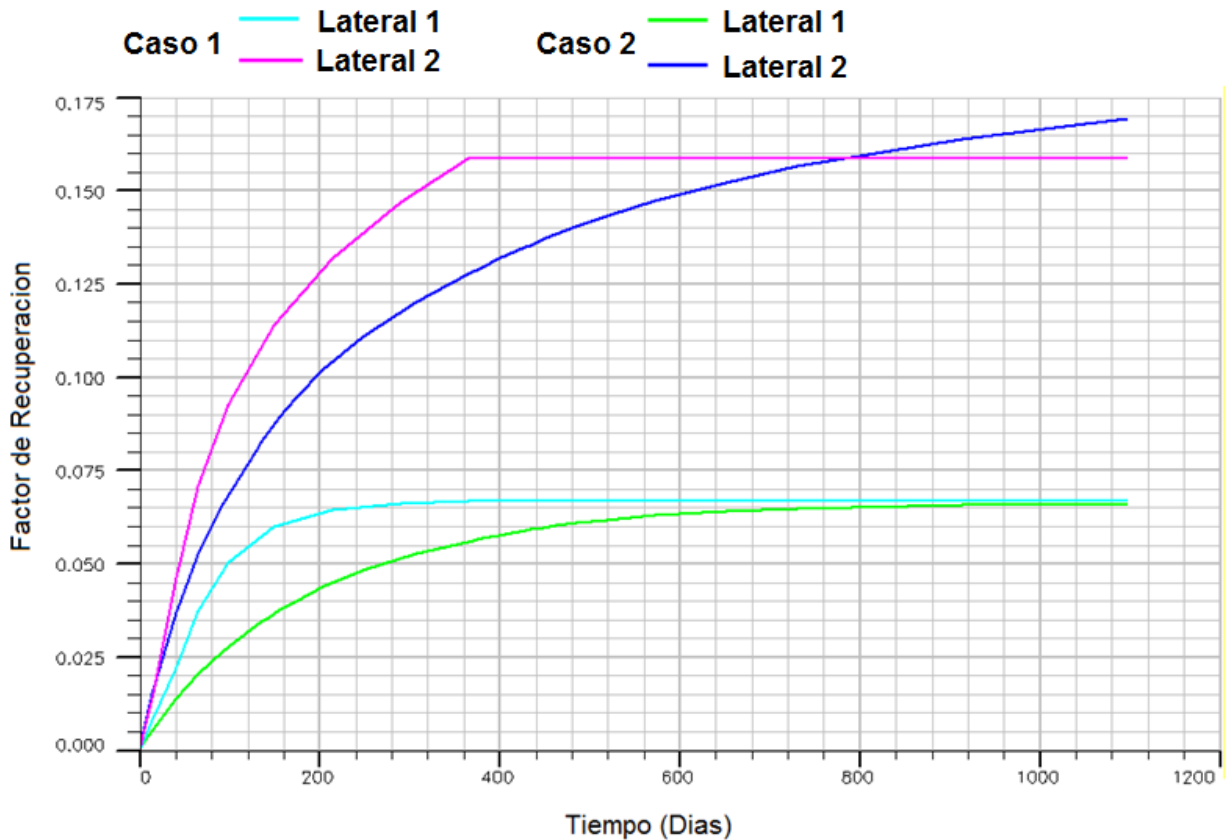


**Figura 7.29** Comparación de los gastos del pozo multilateral en ambos casos 1 sin ICD y 2 con ICD's

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

Como se puede observar en la gráfica anterior en el caso 2 se logró prolongar la vida del pozo. En el caso 1 cae la producción a los 366 días a diferencia del caso 2 que dura produciendo el tiempo propuesto para la simulación que fue de tres años o 1096 días.

En seguida se compara el factor de recuperación de los dos casos (**Figura 7.30**).



**Figura 7. 30** Comparación del Factor de forma de ambos laterales para cada caso.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

		Factor de Recuperación
Caso 1	Lateral 1	0.06
	Lateral 2	0.1469
Caso 2	Lateral 1	0.063
	Lateral 2	0.1695

**Tabla 7. 3** Comparación del factor de recuperación del caso 1 y 2

Para ser más específica la gráfica y entendible cabe mencionar que cada línea indica un factor de recuperación para cada lateral en diferente caso, caso 1 se recuerda que es sin la optimización, y caso dos es optimizado con controladores de flujo ICD's.

Comparando el lateral 2 en ambos casos 1 y 2, vemos que en el caso 1 tenemos un valor del factor de recuperación menor que en el caso dos que claramente vemos que está por encima de este mismo.

Para el lateral 1 el caso es extraño puesto que ambos factores terminan teniendo el mismo valor, aquí es donde entran otros factores que se deben considerar como tipo de ICD ya que posiblemente necesitan un dispositivo diferente para mantener las caídas de presión o incluso algún sistema artificial de producción.

### CONCLUSIONES

Con el paso del tiempo la extracción de los hidrocarburos es cada vez más difícil, el petróleo de fácil acceso se ha ido terminando, pero también con el ritmo que el petróleo de fácil acceso se termina la tecnología va evolucionando para enfrentar los retos que surgen en la actualidad. Es por este motivo que surge la necesidad de desarrollar el trabajo presente.

Los pozos multilaterales nos permiten optimizar la producción, minimizar costos y maximizar la recuperación de las reservas. Esta tecnología tiene grandes ventajas sobre los pozos convencionales, tanto en superficie como en el subsuelo, en superficie se minimiza la extensión o las huellas del trabajo así como reducir el impacto ambiental. En el subsuelo ayuda a maximizar el contacto con el yacimiento con ayuda de los laterales ya que estos son un factor importante en la recuperación de hidrocarburos pues mientras más laterales tengamos mayor será el factor de recuperación pues se aumenta el área de drenaje lo cual implica altos regímenes de producción como en el caso de los pozos horizontales pero a diferencia de estos los pozos multilaterales tienen una menor caída de presión. Otra ventaja que se debe mencionar es que se puede considerar proyectos que antes no eran económicamente rentables debido a que el volumen original no justificaba la perforación de un pozo y con los pozos multilaterales se pueden considerar estos proyectos que antes eran pasados por alto.

En algunos campos se tienen pozos que producen por un par de meses o menos y son cerrados por un tiempo para ser abiertos nuevamente. Esto implica pérdidas, pues se tiene un periodo donde el pozo se cierra y su producción es cero. En algunas ocasiones esto puede suceder en los pozos multilaterales pero con ayuda de las terminaciones inteligentes podemos controlar el pozo de forma remota, dicha herramienta es muy útil pues en el caso de que un lateral deje de producir en un pozo multilateral este se puede cerrar y dejar producir los demás laterales, hasta que el lateral cerrado sea abierto nuevamente y de esta forma el pozo principal no deja de producir, esto se puede aplicar a los demás laterales si es necesario.



## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

Un problema que surge junto con los pozos multilaterales es el flujo cruzado, el cual se puede mitigar con la apertura y cierre de los laterales, por ejemplo, si se tienen dos laterales, uno con baja y otro con alta presión se puede cerrar el lateral de baja presión y dejar producir el lateral de alta presión hasta que la presión del este se iguale a la de baja presión para que fluyan los dos laterales al pozo principal. Otro método más eficaz es el uso de ICD.

Los dispositivos de control de flujo ICD, son una herramienta usada en los pozos multilaterales, su principal utilidad en este caso es igualar la presión de los laterales ya que si la presión de todos los laterales existentes son iguales estos pueden fluir hasta la superficie sin que el flujo de un lateral se introduzca dentro de otro.

Tenemos claro que un pozo multilateral implica grandes retos de ingeniería pero sus beneficios justifican su aplicación, es por esto que los pozos multilaterales deberían de considerarse en entornos en los que resultan adecuados los pozos direccionales u horizontales.

El objetivo principal del último capítulo fue realizar la simulación de un caso analítico descrito y desarrollado en este trabajo el cual se cumplió con éxito pues se pudo reproducir de manera satisfactoria el comportamiento del pozo en sus condiciones iniciales de presión y gasto. Después se observó que la producción caía rápidamente ocasionando que el pozo dejara de producir. Este escenario y las herramientas descritas anteriormente nos dieron la pauta para optimizar la producción del ejemplo analítico. Se propuso hacerlo por medio de ICD de aquí surgen dos casos con y sin ICD, como se mencionó anteriormente el caso sin ICD dejó de producir a los 366 días a diferencia del caso contrario que produjo el tiempo propuesto por la simulación que fue de 3 años y aun así la producción no cayó a cero y por esta razón el factor de recuperación fue mayor.

Con resultados como estos se justifican el uso de este tipo de tecnologías de las cuales se tienen perspectivas de altos costos de diseño, mantenimiento e instalaciones que las mantienen excluidas de los planes de desarrollo de muchos operadores, pero

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

que si desarrollan de manera adecuada significarían ahorros del 30 al 40 % del costo total.

Esta tecnología es compleja y de alto costo pero es necesaria para poder enfrentar los nuevos retos que se presentan en la industria petrolera. Un primer paso es la difusión de lo que se ha investigado y de las aplicaciones que se ha hecho en el mundo y las adaptaciones posibles para las condiciones que se tienen en México. Como futuros ingenieros tenemos que tener la mente abierta a nuevas tecnologías y sabemos que el éxito dependerá de aplicar de manera correcta dichas tecnologías y sobre todo con personal bien capacitado.

## LISTA DE FIGURAS

### Capítulo 1

FIGURA 1.1 ESQUEMA GENERAL DE UN POZO MULTILATERAL.....	3
FIGURA 1.2 PRIMER POZO MULTILATERAL.....	4
FIGURA 1.3 PRODUCCIÓN DE MÚLTIPLES FORMACIONES EN UN MISMO POZO .....	5
FIGURA 1.4 ¿PORQUE SI O NO APLICAR LA PERFORACIÓN MULTILATERAL? .....	6
FIGURA 1.5 LOS POZOS MULTILATERALES INTERSECAN MÁS FRACTURAS NATURALES, PERMITIENDO INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN .....	7
FIGURA 1.6 DOS TRAMOS LATERALES OPUESTOS (IZQUIERDA) REDUCEN LA CAÍDA DE PRESIÓN RESPECTO A UN POZO HORIZONTAL (DERECHA).....	8
FIGURA 1.7 YACIMIENTO DE ACEITE PESADO .....	12
FIGURA 1.8 YACIMIENTO DE BAJA PERMEABILIDAD Y NATURALMENTE FRACTURADO. ....	13
FIGURA 1.9 YACIMIENTO ESTRATIFICADO Y ZONAS LAMINADAS. ....	14
FIGURA 1.10 COMPARTIMIENTOS GEOLÓGICOS AISLADOS.....	15
FIGURA 1.11 YACIMIENTOS SATÉLITE .....	16

### Capítulo 2

FIGURA 2.1 ESQUEMA DE UNA RE-ENTRADA .....	18
FIGURA 2.2 BARRENA DE PROPULSIÓN.....	19
FIGURA 2.3 MÉTODO DE DEFLEXIÓN – PROPULSIÓN.....	20
FIGURA 2.4 SUSTITUTO DE DESVIACIÓN .....	21
FIGURA 2.5 MOTOR DE FONDO CON SUSTITUTO DE DESVIACIÓN .....	22
FIGURA 2.6 CUCHARA DESVIADORA EN AGUJERO DESCUBIERTO .....	24
FIGURA 2.7 MÉTODOS PARA ANCLAR LAS CUCHARAS .....	25
FIGURA 2.8 PROCEDIMIENTO DE UNA RE-ENTRADA EN AGUJERO ENTUBADO CON TAPÓN DE CEMENTO.....	27
FIGURA 2.9 PROCESO DE PERFORACIÓN DE UNA RE-ENTRADA EN AGUJERO ENTUBADO CON CUCHARA DESVIADORA. ....	28
FIGURA 2.12 TUBERÍA RANURADA (SLOTS PIPE).....	31
FIGURA 2.11 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SIN EMPALME MECÁNICO .....	31
FIGURA 2.10 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CON EMPALME MECÁNICO.....	31
FIGURA 2.13 PROCESO DE PERFORACIÓN DE UNA RE-ENTRADA EN AGUJERO ENTUBADO CON VENTANA PRE-CORTADA.....	32
FIGURA 2.14 APAREJO DE PERFORACIÓN CON BENT HOUSING .....	33

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

FIGURA 2.15 CONFIGURACIONES BÁSICAS DE UN POZO MULTILATERAL .....	35
FIGURA 2.16 ARREGLOS HORIZONTALES .....	36
FIGURA 2.17 TRAMOS APILADOS VERTICALMENTE .....	36
FIGURA 2.18 FUNCIONAMIENTO DEL MWD.....	39
FIGURA 2.19 FUNCIONAMIENTO DEL LWD.....	41
FIGURA 2.20 EFECTO SWABBING .....	49
FIGURA 2.21 PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.....	51

### Capítulo 3

FIGURA 3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS CONEXIONES MULTILATERALES .....	62
FIGURA 3.2 DIAGRAMA DE UN POZO CON UNA CONEXIÓN “NIVEL 1” .....	63
FIGURA 3.3 DIAGRAMA DE UN POZO CON UNA CONEXIÓN “NIVEL 2” .....	64
FIGURA 3.4 DIAGRAMA DE UN POZO CON UNA CONEXIÓN “NIVEL 3” .....	65
FIGURA 3.5 DIAGRAMA DE UN POZO CON UNA CONEXIÓN “NIVEL 4” .....	66
FIGURA 3.6 DIAGRAMA DE UN POZO CON UNA CONEXIÓN “NIVEL 5” .....	67
FIGURA 3.7 PROCEDIMIENTO PARA LA TERMINACIÓN DEL NIVEL 6 CON HERRAMIENTA EXPANDIBLE .....	68
FIGURA 3.8 HERRAMIENTA NO EXPANDIBLE PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL NIVEL 6 .....	69
FIGURA 3.9 DIAGRAMA PARA LA SELECCIÓN DEL NIVEL DE JUNTA .....	70
FIGURA 3.10 ESQUEMA DE MONITOREO DE UN POZO INTELIGENTE .....	71
FIGURA 3.11 PRODUCCIÓN MEZCLADA CONTRA PRODUCCIÓN SECUENCIAL .....	73
FIGURA 3.12 ELEMENTOS DE UNA TERMINACIÓN INTELIGENTE .....	74
FIGURA 3.13 EJEMPLO DE UNA TERMINACIÓN INTELIGENTE.....	74
FIGURA 3.14 PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICIÓN DE PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO Y ESTÁTICA EN UN POZO INTELIGENTE.....	75

### Capítulo 4

FIGURA 4. 1 GEOMETRÍA DE FLUJO DEL MODELO DE JOSHI .....	79
FIGURA 4.2 CURVA IP CON EL MODELO DE JOSHI.....	82
FIGURA 4.3 GEOMETRÍA DEL FLUJO DEL MODELO DE FURUI .....	84
FIGURA 4.4 MODELO DE BABU Y ODEH.....	89
FIGURA 4.5 PARÁMETROS DE LA CORRELACIÓN BENDAKHLIA Y AZIZ.....	96
FIGURA 4.6 GEOMETRÍA DE FLUJO EN TUBERÍA .....	99
FIGURA 4.7 POZO MULTILATERAL DEL EJEMPLO 4.4 .....	105
FIGURA 4.8 ILUSTRACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DEL CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE FLUJO ...	109

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

FIGURA 4.9 POZO MULTILATERAL DEL EJEMPLO 4.6 .....	113
FIGURA 4.10 PERFILES DE PRESIÓN EN CASO DE FLUJO CRUZADO.....	124
FIGURA 4.11 PERFILES DE PRESIÓN PARA UN ESTRANGULAMIENTO NATURAL PARA EL CASO DE POZOS MULTILATERALES .....	125
FIGURA 4.12 FRACTURAS LONGITUDINALES Y TRANSVERSALES.....	128
FIGURA 4.13 INTERSECCIÓN DE UNA FRACTURA TRANSVERSAL CON UN LATERAL HORIZONTAL .....	130
FIGURA 4.14 PATRONES DE FRACTURAS EN FORMACIONES DE LUTITAS .....	132
FIGURA 4.15 EQUIPO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. ....	134
FIGURA 4. 16 PROCESO DE FRACTURAMIENTO EN UN POZO DE LATERAL DOBLE.....	134
FIGURA 4.17 FRACTURAS DE LA FORMA “TIP-TO-TIP” .....	135
FIGURA 4.18 REPRESENTACIÓN DE UNA SOLA FRACTURA DE UNA FRACTURA LONGITUDINAL “TIP-TO-TIP” .....	136
FIGURA 4.19 MÚLTIPLES FRACTURAS LONGITUDINALES INTERSECTANDO UN LATERAL HORIZONTAL .....	137
FIGURA 4.20 ACUMULACIONES DE ÁCIDOS DENSOS EN LAS PARTES BAJAS DEL LATERAL .....	139
FIGURA 4.21 DERRAME DEL ÁCIDO EN LAS PARTES SUPERIORES DE LAS PENDIENTES DE UN LATERAL .....	139
FIGURA 4.22 TRATAMIENTO DE ACIDIFICACIÓN EN YACIMIENTOS CARBONATADOS .....	140
FIGURA 4.23 BALANCE DE MATERIA EN EL POZO .....	140

## Capítulo 5

FIGURA 5.1 EVOLUCIÓN DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS .....	146
FIGURA 5.2 ESQUEMA DE UN PROCESO DE SIMULACIÓN .....	147
FIGURA 5.3 MODELO RESULTANTE DE LA SIMULACIÓN .....	148
FIGURA 5.4 EVOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN QUE DESCRIBE EL COMPORTAMIENTO EN MEDIOS POROSOS .....	150
FIGURA 5.5 PLANES DE ELABORACIÓN DE UNA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS. ....	151
FIGURA 5.6 MODELO SEDIMENTOLÓGICO.....	154
FIGURA 5.7 MODELO ESTRATIGRAFICO.....	155
FIGURA 5.8 MODELO ESTRUCTURAL.....	156
FIGURA 5.9 MODELO PETROFÍSICO .....	157
FIGURA 5.10 ESCALAMIENTO .....	159
FIGURA 5.11 MODELO DE POZO MULTISEGMENTADO .....	163
FIGURA 5.12 DIFERENTES CONFIGURACIONES DE POZOS MULTILATERALES.....	164
FIGURA 5.13 MALLA DEL CAMPO GULLFAKS .....	165
FIGURA 5.14 DIVISION EN DOMINIOS DEL CAMPO GULLFAKS .....	165

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

FIGURA 5. 15 PROCESO ITERATIVO DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS .....	168
--	-----

### Capítulo 6

FIGURA 6.1 CONTROL DE CONIFICACIÓN DE AGUA Y GAS MEDIANTE LOS ICD'S .....	175
FIGURA 6.2 ICD TIPO ORIFICIO DE WEATHERFORD.....	177
FIGURA 6.3 ICD TIPO CANAL DE BAKER HUGHES .....	178
FIGURA 6.4 ICD TIPO BOQUILLA .....	179
FIGURA 6.5 POZOS MULTISEGMENTADOS CON ICD'S .....	180
FIGURA 6.6 CONFIGURACIONES DE ICD'S EN POZOS .....	181
FIGURA 6.7 MODELADO DE POZOS CON ICD'S .....	181
FIGURA 6.8 YACIMIENTOS MÚLTIPLES CONTROLADOS POR UN SOLO ICD .....	182
FIGURA 6.9 MODELADO DEL FLUJO ANULAR EN VARIOS DISPOSITIVOS AISLADOS.....	182
FIGURA 6.10 EL AISLAMIENTO ANULAR NO CONTROLA LAS ZONAS DE ALTA PERMEABILIDAD DEBIDO A QUE EL FLUJO FLUYE POR DEBAJO DE LOS EMPACADORES A LA ZONA DE BAJA PERMEABILIDAD.....	184
FIGURA 6.11 DISTRIBUCIÓN EFECTIVA DE ICD'S Y EMPACADORES ALREDEDOR DE ZONAS DE ALTA PERMEABILIDAD .....	185
FIGURA 6.12 LA ZONA DE ALTA PERMEABILIDAD LIMITA LA CONTRIBUCIÓN DE FLUJO DE LAS ZONAS DE BAJA .....	185

### Capítulo 7

FIGURA 7.1 POZO MULTILATERAL .....	186
FIGURA 7.2 MENÚ PRINCIPAL DEL SOFTWARE.....	187
FIGURA 7.3 MENU PRINCIPAL DE OFFICE. ....	188
FIGURA 7.4 MODULO DEL DATA MANAGER.....	191
FIGURA 7.5 SECCIÓN DEFINICIÓN DEL CASO DEL MÓDULO DATA MANAGER.....	191
FIGURA 7.6 SECCIÓN DE MAYA DEL MÓDULO DATA MANAGER 2D .....	192
FIGURA 7.7 SECCIÓN DE MAYA DEL MÓDULO DATA MANAGER 3D .....	193
FIGURA 7.8 MEDIDAS DE LAS CELDAS DE LA MALLA .....	194
FIGURA 7.9 SECCIÓN PVT DEL MÓDULO DATA MANAGER.....	195
FIGURA 7.10 SECCIÓN SCAL DEL MÓDULO DATA MANAGER .....	196
FIGURA 7.11 SECCIÓN INICIALIZACIÓN DEL MÓDULO DATA MANAGER .....	197
FIGURA 7. 12 SATURACIÓN Y VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE .....	198
FIGURA 7.13 SECCIÓN DE REGIONES DEL MÓDULO DATA MANAGER .....	199
FIGURA 7.14 VISTA DE LAS REGIONES EN 3D.....	200
FIGURA 7.15 SECCIÓN SCHEDULE DEL MÓDULO DATA MANAGER.....	201
FIGURA 7.16 SECCIÓN RESUMEN DEL MÓDULO DATA MANAGER .....	202

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

FIGURA 7.17 ESQUEMA DEL POZO MULTILATERAL CON TR, TP, EMPACADORES E ICD. ....	204
FIGURA 7.18 ESQUEMA DEL POZO MULTILATERAL DEL CAPÍTULO 4 MOSTRADO 3D EN EL SIMULADOR.....	204
FIGURA 7.19 REPRESENTACIÓN DE LA SEGMENTACIÓN DEL EJEMPLO DEL CAPÍTULO 4 .....	205
FIGURA 7.20 REPRESENTACIÓN EN EL SIMULADOR DE LA SEGMENTACIÓN DEL EJEMPLO DEL CAPÍTULO 4.....	205
FIGURA 7.21 SEGMENTACIÓN DEL POZO MULTILATERAL EN EL SIMULADOR.....	206
FIGURA 7.22 MODULO DEL ADMINISTRADOR DE CORRIDAS DONDE SE CORRE EL SIMULADOR	207
FIGURA 7.23 GASTOS DEL POZO MULTILATERAL CASO 1 .....	208
FIGURA 7.24 SEGMENTACIÓN DEL POZO MULTILATERAL EN EL SIMULADOR.....	209
FIGURA 7.25 PRESIONES DEL POZO MULTILATERAL.....	211
FIGURA 7.26 COMPARACIÓN DE LAS PRESIONES OBTENIDAS EN EL EJEMPLO DEL CAPÍTULO 4 Y LAS PRESIONES OBTENIDAS CON EL SIMULADOR. ....	212
FIGURA 7.27 COMPARACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE LOS DOS CASOS DIFERENTES .....	213
FIGURA 7.28 GASTOS OBTENIDAS DEL POZO MULTILATERAL PARA EL CASO 2 .....	214
FIGURA 7.29 COMPARACIÓN DE LOS GASTOS DEL POZO MULTILATERAL EN AMBOS CASOS 1 SIN ICD Y 2 CON ICD´S .....	215
FIGURA 7. 30 COMPARACIÓN DEL FACTOR DE FORMA DE AMBOS LATERALES PARA CADA CASO. .....	216

## LISTA DE TABLAS

### Capítulo 1

TABLA 1.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UN POZO MULTILATERAL.....	10
---	----

### Capítulo 2

TABLA 2.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL MÉTODO DE DEFLEXIÓN CON BARRENA DE PROPULSIÓN .....	21
TABLA 2.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL MÉTODO DE DEFLEXIÓN CON MOTOR DE FONDO Y SUSTITUTO DE DESVIACIÓN.....	22
TABLA 2.3 CARACTERIZACIÓN DE LA SECCIÓN CONSTRUIDA .....	34
TABLA 2. 4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL CTD .....	46

### Capítulo 7

TABLA 7.1 COMPARACIÓN DE LOS GASTOS INICIALES ANALÍTICAMENTE CON LOS OBTENIDOS EN EL SOFTWARE. ....	209
TABLA 7. 2 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN CON AYUDA DEL SIMULADOR .....	210
TABLA 7. 3 COMPARACIÓN DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL CASO 1 Y 2 .....	217



### BIBLIOGRAFÍA

1. - Fraija, José; Ohmer, Hervé; Pulick, Tom. "Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales". Oilfield Review, Invierno 2002/2003; Schlumberger.
  
2. - Hill, A.D.; Zhu, Ding & Economides, M. J. "Multilateral wells" Society of Petroleum Engineers United States, 2009.
  
3. - Bosworth, Steve Worth, Fort El-sayed, Hussein Saad "Key Issues in Multilateral Technology Drilling , completing and later reentering wells with multiple branches to improve". Oilfield Review, Invierno 1988; Schlumberger.
  
4. - Dyer, Stephen; El-Khazindar, Yasser; Reyes, Ángel. "Terminaciones Inteligentes: Manejo automatizado de pozos". Oilfield Review, Primavera 2008; Schlumberger.
  
5. - Beveridge, Kevin; Goh, Gordon. "Terminaciones inteligentes modulares". Oilfield Review. Vol. 23 No. 3; Schlumberger.
  
6. - Montaron, Bernard ;O'Rourke, Tim, Algeroy, John. "Multiple questions and intelligent answers". Middle East Reservoir Review, No. 2, 2001.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

7. - Ali A. Garrouch; Haitham M.S.; Lababidi, Abdullah, S. Ebrahim,. “A Fuzz Expert System for the Completion of Multilateral Wells. Society of Petroleum Engineers”. 87963-MS Kuwait University.
  
8. - Lamar L. Gantt; Erin M. Oba.; Larry Leising. “Coiled Tubing Drilling on the Alaskan North Slope”. Oilfield Review, Verano 1998; Schlumberger.
  
9. - Melgares, Hernan. “Introducción a la perforación direccional”. 2006, Schlumberger.
  
10. - Pemex Exploración y Producción “Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional y Control de la Desviación” 2004.
  
11. - Pemex, “Diseño de la perforación de pozos”
  
12. - Schlumberger. “Herramientas de medición MWD” 2006.
  
13. - Ordoñez B., Any C. “Modelo de pozos en Simulación numérica de Yacimientos”. Trabajo especial de grado, Junio 2007.
  
14. - Edwards David A.; Gunasekera Dayal.; “Morris Jonathan. Simulación de yacimientos en armonía con la complejidad de los campos petroleros”. Oilfield Review, Volumen 23, no.4; 2012.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

15. - Youngs Bryony.; Neylon Kieran & Holmes Jonathan. "Multisegment well modeling optimizes inflow control devices". World Oil, 2012.
16. – PEMEX. "100 años de la perforación en México" PEMEX, México; 2007.
17. - Sotomayor Gabriel. "Multilateral Wells" Veracruz, 2007.
18. - Al- Khelaiwi F.T.; Davies D.R "Inflow Control Devices: Application and value quantification of a developing technology" , SPE 108700, Heriot-Watt University and Saudi Aramco; 2007.
- 19.- Arana O. Víctor: "Notas del Curso de Simulación Matemática de Yacimientos", Facultad de Ingeniería UNAM, 2007.
- 20.- Ayala G. Luis & Serrano L. José: "Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos", Facultad de Ingeniería UNAM, 1982.
- 21.- Breitenbach E. Allen: "Reservoir Simulation: State of Art", Society of Petroleum Engineers SPE 23472, 1991.
- 22.- "Multiple questions and intelligent answers", Middle East Reservoir Review, Numero 2, año 2001.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

23.- “New Frontiers in Directional Drilling”, Middle East Reservoir Review, Numero 6, año 2005.

24.- Lian-Biao Ouyang, SPE, Chevron Energy Technology Company, “Practical Consideration of on Inflow Control Device Application for Reducing Water Production”, SPE 124154.

25.- Bernt S., “Analysis of Inflow Control Devices”, SPE 122824.

26.- “Coiled Tubing: The Next Generation”, Oilfield Review, verano 2004, Schlumberger.

27.- “Tubería Flexible: Métodos Innovadores de Intervención de Pozos”, Oilfield Review, Primavera 2006, Schlumberger.

28.- “Coiled for oil”, Middle East Well Evaluation Review, Numero 21, Año 1998.

29.- “Reentry Drilling Gives New Life to Aging fields”, Oilfield Review, Otoño 1996, Schlumberger.

30.- “Nuevos Aspectos de la Construcción de pozos multilaterales”, Oilfield Review, Invierno 2002/2003, Schlumberger.

## Desarrollo de Campos a Través de Pozos Multilaterales

---

- 31.- Aguilar Montiel Ulises Osvaldo, “Control de Pozos en Aguas Profundas”, Facultad de Ingeniería, UNAM, Año 2013.
- 32.- Jonathan Bellarby, SPE, NACE, TRAES; “Well Completion Design”, Developments in Petroleum Science, Vol. 56.
- 33.- “Tratamiento correcto para el yacimiento correcto”, Oilfield Review, Otoño 2008, Schlumberger.
- 34.- Datalog, “Manual de operaciones en el pozo”, versión 3.0, marzo 2001. Trad VI-2002.
- 35.- Alejandro Vázquez y Víctor López, “Análisis Técnico Económico de Pozos Multilaterales vs Pozos Convencionales”, Facultad de Ingeniería, UNAM, Año 2010.
- 36.- Hugo Martínez, “Factibilidad de Pozos Multilaterales en la Cuenca de Burgos”, Facultad de Ingeniería, UNAM, Año 2005.
- 37.- Simón Cabrera José, “Perforación y Terminación de Pozos de Diámetros Reducidos”, IMP.
- 38.- Maurer Engineering, “Sidetrack and Re-Entries”, Horizontal Technology Manual, Año 1994.

39.- Maurer Engineering, "Slim Hole Well Technology Training Manual", Julio 1993