



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**"EVALUACIÓN DE LA
PRODUCTIVIDAD DE
UN POZO
MULTILATERAL"**

**TESIS PROFESIONAL QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERA PETROLERA PRESENTAN:**

**De la Vega Carrasco Jasendy Berenice
Olvera López Nelly Estela.**



Director: M.I. José Ángel Gómez Cabrera.



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

SIGUE ADELANTE.

Porque después de la tormenta llega la calma

Porque después de un día lluvioso aparece el arcoíris.

Porque después de los fracasos llega el triunfo.

Porque los tropiezos no significan derrotas.

Porque tenemos más tiempo que vida.

Porque después de las tristezas

Disfrutamos más las alegrías.

Porque hay que ser fuertes

Para empezar de nuevo.

Porque sin en la vida sólo

Camináramos durante los días soleados...

... Nunca llegaríamos a nuestro destino!!

AGRADECIMIENTOS

Gracias Jesús. Gracias por caminar siempre junto a mí y no dejarme nunca. No tengo con que agradecerte el haberme permitido llegar hasta aquí y haberme puesto tanta gente linda y valiosa en el camino. **Gracias Madre Mía** por tu inmenso amor y por tu protección ante cualquier peligro.

Gracias UNAM, FI. Gracias a ti, que me permitiste entrar en tus aulas donde me dejaste aprender y enriquecer mis conocimientos. Y lo más importante, me dejaste ser parte de ti.

Gracias a mis profesores, por compartir conmigo sus conocimientos y participar en mi formación intelectual. Al Ing. Gómez por su paciencia y apoyo incondicional para la realización de este trabajo.

Gracias a mis amigos y amigas, porque los verdaderos amigos en las buenas y en las malas siempre juntos. A Marlene, Nelly, Orquídea, Ariadna, Juan, Ana, Claudia, Erika, Airy, Hatzidí. Gracias, por iluminar mi camino y brindarme su amistad. Los quiero muchísimo.

A mis hermanas Dejanira y América, Gracias por ser mi fuerza para seguir adelante, porque forman parte de mí. Gracias por su gran amor y por el sinnúmero de sonrisas que me han arrancado, son mi alegría. Las amo.

A Carlos Mora, mi esposo, compañero y amigo, gracias por tu apoyo amor, por demostrarme que el amor verdadero existe y por regalarme ese pedacito de cielo que pronto llegará a nuestras vidas. Porque lo nuestro será bello y eterno. Te amo.

A mis padres, Gracias por creer en mí y apoyarme en todos mis sueños. Los amo con todo mi corazón y no tengo con que agradecerles todo lo que me han dado, una familia llena de amor, comprensión, y sobre todo unión. Y enseñarme a luchar día con día ante cualquier adversidad que se nos presente, porque con fe y amor todo es posible.

A toda mi familia. Por su cariño, apoyo, por creer en mí. Y por cada una de sus oraciones. Gracias.

A todos aquellos que durante mi camino conocí, los que ya no están aquí y los que están, puesto que las casualidades no existen. Porque aprendí algo de todos ustedes. Gracias.

Donde quiera que estés amiguita. **Gracias Maricruz** por brindarme tu amistad. Y dejarme conocerte.

Jasendy B. De La Vega C.

A mis padres

Por apoyarme no solo en mi carrera sino en mi vida.....los Amo, y agradezco a Dios por haberme permitido tenerlos a mi lado.

A mis hermanos

Javier, Isaac, Enrique..... por soportar mis desdenes y disfrutar mis alegrías siempre juntos.

A mis grandes amigos

Por estar conmigo en los momentos en que más los he necesitado:

Arianna (Psycho), Consuelo, Ariadna, Marlene, Orquídea, Xel-há, Juan (Oso), Jorge Enrique, Jahen, Gilberto (Niño), Jesús, Daniel (Mañis), Juan Manuel (Koby), Norberto (Morby), Arturo, Yaniak, Noé, Deborah, Carolina, Alberto, Alejandro, Oscar, Miguel Ángel, Ricardo, Enrique, Ernesto, Mario, Eduardo, José Luis (Pepe), Olaf, Sebastian (Pachun), Giovanny, Janeth, Irais, Julio (Cone), Wendy, Ivonne (Pato), Eve, Aldo, Maybeth, Omar; y a mi compañera de equipo de la universidad Jasendy.

A mis profesores

Porque con sus enseñanzas, dedicación y paciencia pude tener este logro.

A la UNAM

Por abrirme las puertas de sus aulas y permitir empaparme de conocimientos que harán de mí una persona capaz de enfrentar los retos que presente la vida cotidiana.

ÍNDICE GENERAL

TÍTULO.....PAG.

A. INTRODUCCIÓN.....5

I. REVISIÓN DEL PROBLEMA.

I.1 Planteamiento.....	10
I.2 Justificación.....	11
I.3 Objetivo.....	12
I.3.1 General	
I.3.2 Específico	

II. CONCEPTOS FUNDAMENTALES.

II.1 Clasificación de yacimientos con base a los hidrocarburos que contiene.....	13
II.1.1 Yacimiento de Gas seco	
II.1.2 Yacimiento de Gas Húmedo	
II.1.3 Yacimiento Gas y Condensado	
II.1.3.1 Presión Retrógrada	
II.1.3.2 Condensación y Vaporización	
II.1.4 Yacimiento de Aceite Volátil	
II.1.5 Yacimiento de Aceite Negro	
II.2 Evolución de la RGA y °API.....	24
II.3 Tipos de Pozos.....	24
II.4 Perforación Direccional.....	25
II.4.1 Perforación Horizontal y Multilateral	
II.4.2 Definiciones Relacionadas con la Perforación Direccional	
II.4.2.1 Profundidad desarrollada	
II.4.2.2 Profundidad Vertical Verdadera	
II.4.2.3Inclinación	
II.4.2.4 Azimuth	
II.4.2.5 Objetivo	
II.4.3 Perfil de un Pozo Direccional	
II.4.3.1 Características	
II.4.3.2 Elementos	
II.4.4 Planeación del Proyecto Direccional	
II.4.5 Consideraciones para la selección del tipo de trayectorias.	
II.4.5.1 Consideraciones anticolidión	
II.4.6 Aplicaciones de un pozo direccional	
II.4.6.1 Desviación	
II.4.6.2 Localizaciones Inaccesibles	
II.4.6.3 Domo salino	
II.4.6.4 Falla controlada	
II.4.6.5 Exploración Múltiple desde un agujero simple	
II.4.6.6 Perforación en Tierra de zonas costa afuera	
II.4.6.7 Perforación Multipozos costa afuera	
II.4.6.8 Pozos de Alivio	
II.4.6.9 Pozo Horizontal	

II.4.6.10 Pozo de alcance extendido	
II.4.6.11 Pozo multilateral	
II.4.6.12 Pozos de radio corto, mediano y largo	
II.4.7 Tipos de pozos direccionales	
II.4.7.1 Pozos Verticales	
II.4.7.2 Pozos Tipo S	
II.4.7.3 Pozos Tipo J	
II.4.7.4 Pozos Horizontales	
II.5 Perforación y Terminación de pozos.....	29
II.5.1 Métodos de perforación en pozos horizontales y laterales	
II.5.1.1 Pozos de Radio de curvatura Ultracorto	
II.5.1.2 Pozos de Radio de curvatura Corto	
II.5.1.3 Pozos de Radio de curvatura Medio	
II.5.1.4 Pozos de Radio de curvatura Largo	
II.5.2 Definición de Terminación de Pozos	
II.5.2.1 Tipos de Terminaciones	
II.5.2.1.1 Agujero descubierto	
II.5.2.1.2 Tubería Ranurada	
II.5.2.1.3 Tubería Ranurada con empacador externo	
II.5.2.1.4 Tubería de Revestimiento cementada	
II.5.2.1.5 Tubería pre-empacada y protegida	
II.6 Pozos Horizontales.....	58
II.6.1 Ventajas de los Pozos Horizontales	
II.6.2 Desventajas de los Pozos Horizontales	
II.6.3 Criterios para la selección de un yacimiento en la perforación de Pozos Horizontales	
II.7 Perforación de Pozos Multilaterales.....	61
II.7.1 Aplicaciones de un pozo horizontal	
II.7.2 Ventajas y Desventajas de un Pozo Horizontal	
II.7.3 Clasificación TAML	
II.7.4 Yacimientos candidatos	
II.7.5 Componentes del Sistema Multilateral	
II.8 Fracturamiento.....	68
II.8.1 Fracturamiento Hidráulico con sustentante	
II.8.2 Fracturamiento con ácido	
II.8.3 Fracturamiento con espuma.	

III. PRODUCTIVIDAD DE UN POZO MULTILATERAL.

III.1	
Introducción.....	70
III.2 Consideraciones de diseño.....	70
III.3 Selección del candidato.....	70
III.4 Producción desde pozos horizontales, multilaterales.....	77
III.5 Factor de Daño	77
III.6 Permeabilidad anisotrópica areal.....	86
III.7 Formas de flujo.....	88
III.8 Modelo de productividad.....	91

- III.8.1 Métodos de predicción de productividad
 - III.8.1.1 Índice de productividad
 - III.8.1.1.1 Estado estacionario
 - III.8.1.1.2 Estado Pseudo-Estacionario.

IV. EVALUACIÓN DE CASOS DE CAMPO.

IV.1 Incremento de la Producción en el Campo PELICAN LAKE, Región de Wabasca en Alberta, Canadá.....	102
IV.1.1 Objetivo de los Multilaterales	
IV.1.2 Conificación	
IV.1.3 Resultados	
IV.2 Producción del Pozo Multilateral 30/9- F-29 Y1/Y2 en el Campo Osberg SOR en Noruega	110
IV.2.1 Objetivo del Pozo Multilateral	
IV.2.2 Terminación del Pozo	
IV.2.3 Optimización de la Producción.	
IV.3 Comportamiento del Gasto vs. Tiempo en Pozos Multilaterales.....	116
IV.3.1 Análisis de las curvas de declinación	
IV.3.2 Ecuaciones de Arps	
IV.4 Pozo Tri-Lateral del Campo Zuata en Venezuela.....	121
IV.4.1 Resultados	
IV.5 Pozo Multilateral de Alcance Extendido del Campo Ghawar en Arabia Saudita.....	125
IV.5.1 Laterales Inteligentes	
IV.5.2 Operaciones de Producción de los Pozos Inteligentes	
IV.5.3 Conclusiones	

V.CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....129

BIBLIOGRAFÍA.

FIGURAS.

A. INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos petroleros resulta el único medio para la extracción de hidrocarburos del subsuelo. Cuando la energía propia del yacimiento no es suficiente para llevar los fluidos hasta la superficie, es necesaria la aplicación e implementación de nuevas tecnologías y mejores prácticas en la terminación de pozos.

Durante los últimos años, Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha desarrollado como una práctica común, la perforación de pozos no convencionales, tales como horizontales, multilaterales, direccionales, de alcance extendido y de alto ángulo, con el fin asegurar la conectividad del sistema yacimiento-pozo-instalación, mejorar la productividad del pozo y garantizar una mejora en la recuperación de hidrocarburos, siendo parte fundamental de este proceso el ingeniero petrolero, ya que su principal objetivo es llevar a cabo, con excelencia la técnica, la programación, ejecución y dirección de los procesos de explotación de hidrocarburos, a fin de redituar beneficios que aporta a las operaciones y prever los posibles daños al medio ambiente.

La tesis que presentamos abarcará el tema sobre la evaluación de productividad de un pozo multilateral así como los métodos para predecir el IP (índice de productividad).

Un pozo multilateral se define como la construcción de uno ó más pozos laterales partiendo de un tronco común ó pozo principal. Tanto el pozo principal como los laterales pueden seguir cualquier tipo de trayectoria, ya sea direccional u horizontal.

También se puede definir como: el proceso de perforación múltiple (varios pozos) con el fin de incrementar el área de drene del yacimiento, es decir, perforar uno o más ramales en varias direcciones dentro de la sección horizontal, vertical o direccional y lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie.

El concepto de pozos multilaterales, surgió cuando al perforar pozos horizontales se sufría de algún accidente mecánico lo que obligaba a desviar el pozo para cumplir con el objetivo inicial.

Hasta que finalmente se concibió la idea de perforar horizontalmente en varias direcciones, esto es con el fin de aumentar la productividad del pozo y lograr un mayor drene del yacimiento.

La diversidad de las configuraciones en los pozos multilaterales consiste en tratar de aprovechar aquellas localizaciones donde se dificultaba notoriamente su acceso ó en aquellos campos donde resulta incosteable acondicionar numerosas localizaciones.

La aplicación de pozos multilaterales está precedida de un gran conocimiento del yacimiento a intervenir, lo que conjugado con la experiencia y creatividad del personal operativo ha repercutido en una proliferación de sus aplicaciones.

La posibilidad de perforar ramas adicionales desde un pozo principal sin duda representa una interesante opción técnica y una importante reducción de costos y tiempos de perforación.

CAPITULO I

FIG.1.1 TÍPICA PLATAFORMA MARINA CON POZOS DIRECCIONALES.

FIG.1.2 DESARROLLO DE UN CAMPO LOCALIZADO DEBAJO DE UNA CIUDAD POR MEDIO DE POZOS DIRECCIONALES.

FIG.1.3 PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES EN EL CASO DONDE EL YACIMIENTO SE ENCUENTRA DEBAJO DE UNA OBSTRUCCIÓN SUPERFICIAL GRANDE.

FIG.1.4, POZO DESVIADO POR OBSTRUCCIÓN (PESCADO).

FIG.1.5 UTILIZACIÓN DE UN POZO ANTIGUO PARA EXPLORAR OTRAS ACUMULACIONES POR MEDIO DE UNA VENTANA EN LA T.R. Y PERFORANDO DIRECCIONALMENTE (REENTRADAS).

CAPITULO II

FIG.2.1 DIAGRAMA DE FASES PARA TRES TIPOS DE YACIMIENTOS.

FIG.2.2 DIAGRAMA DE FASES DE UN GAS NATURAL

FIG.2.3 DIAGRAMA DE FASES PARA DIFERENTES TIPOS DE ACEITES Y GASES

FIG.2.4 EVOLUCION DE LA RGA Y GRAVEDAD API EN EL TIEMPO

FIG. 2.5 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL

FIG.2.6 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA PERFORACIÓN MULTILATERAL.

FIG.2.7 INCLINACIÓN

FIG.2.8 DIRECCIONAR UN POZO EN FUNCIÓN DE CUADRANTES

FIG.2.9 AZIMUTH

FIG.2.10 EJEMPLO DE UN OBJETIVO.

FIG.2.11 EJEMPLO DE LOS ELEMENTOS DE UN PERFIL

FIG.2.12 ARAÑA A ESCALA PEQUEÑA.

FIG.2.13 ARAÑA A ESCALA GRANDE.

FIG. 2.14 EJEMPLO DE UN POZO DESVIADO POR OBSTRUCCIÓN

FIG.2.15 EJEMPLO DE POZO DIRECCIONAL POR LOCALIZACIÓN INACCESIBLE.

FIG.2.16 POZO DIRECCIONAL, YACIMIENTO CERCAÑO A UN DOMO SALINO

FIG.2.17 EJEMPLO DE POZO DIRECCIONAL EN FORMACIONES CON FALLAS

FIG.2.18 EXPLORACIÓN MÚLTIPLE DESDE UN AGUJERO SIMPLE.

FIG.2.19 PERFORACIÓN COSTA ADENTRO PARA ZONAS COSTA AFUERA.

FIG.2.20 PERFORACIÓN MULTIPOZOS COSTA AFUERA.

FIG.2.21 POZOS DE ALIVIO

FIG. 2.22 POZO HORIZONTAL

FIG.2.23 POZO DE ALCANCE EXTENDIDO

FIG.2.24 POZO MULTILATERAL

FIG.2.25 POZOS DE RADIO CORTO, MEDIANO Y LARGO.

FIG.2.26 POZO VERTICAL

FIG.2.27 POZO TIPO "S"

FIG. 2.28 POZOS TIPO J

FIG.2.29 ILUSTRACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CURVATURA.

FIG.2.30 TIPOS DE TERMINACIONES EN AGUJERO DESCUBIERTO.

FIG. 2.31 TIPOS DE TUBERÍA RANURADA

FIG.2.32 TIPOS DE TERMINACIONES CON LINERS RANURADOS.

FIG.2.33 TIPOS DE TERMINACIONES EN LINERS RANURADOS CON EMPACADOR EXTERNO

FIG.2.34 TERMINACIONES CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CEMENTADA.

FIG.2.35 POZO HORIZONTAL

FIG 2.36 POZO MULTILATERAL

CAPITULO III.

FIG.3.1 POZOS MULTILATERALES ALCANZANDO UNIDADES GEOLÓGICAS DISCONTINUAS DE FLUJO.

FIG.3.2 YACIMIENTO DE CAPAS DELGADAS EN UN POZO MULTILATERAL.

FIG.3.3 DESVIACIÓN HORIZONTAL PARA AUMENTAR LA EFICIENCIA DE BARRIDO DE CAPAS ESPECÍFICAS DURANTE LA INYECCIÓN DE AGUA.

FIG.3.4 PRODUCCIÓN MULTIRAMAL E INYECTORES DE AGUA EN UN YACIMIENTO ANISOTRÓPICO BAJO LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE INYECCION DE AGUA.

FIG.3.5 POZO MULTIRAMAL, EXPLOTANDO VARIOS CANALES TRENZADOS CON UNA CAPACIDAD INDIVIDUAL LIMITADA.

FIG.3.6 POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO DEFINIDO GEO-ESTÁTICO (arriba). LOS POZOS MULTILATERALES DIRIGIDOS CON UNA APROPIADA CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN DESDE UN POZO PRINCIPAL (ABAJO).

FIG.3.7 DOS LATERALES OPUESTOS.

FIG.3.8 POZOS MULTILATERALES PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO.

FIG.3.9 POZO HORIZONTAL CON MÚLTIPLES FRACTURAS TRANSVERSALES Y POZO MULTILATERAL CON BRAZOS EN FRACTURA VERTICAL

FIG.3.10 DAÑO DE FORMACIÓN POR INVASIÓN DE PARTÍCULAS.

FIG.3.11 FORMAS DE LA ZONA DE DAÑO PARA POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES.

FIG.3.12 MIGRACIÓN DE FINOS EN EL MEDIO POROSO.

FIG.3.13 INVASIÓN DE SÓLIDOS EN MEDIO POROSO.

FIG.3.14 EFECTOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

FIG.3.15 RELACIÓN CONCEPTUAL ENTRE LOS COMPONENTES DEL ESFUERZO Y DE LA PERMEABILIDAD.

FIG.3.16 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL ESTADO INESTABLE.

FIG.3.17 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL ESTADO PSEUDO-ESTACIONARIO.

FIG.3.18 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL ESTADO TARDÍO DE TRANSICIÓN.

FIG.3.19 MODELO BÁSICO DE PARALELEPIPEDO CON COORDENADAS APROPIADAS.

CAPÍTULO IV

FIG.1A DIFERENTES TIPOS DE "POZOS AVANZADOS"

FIG.2A DESARROLLO DEL CAMPO PELICAN LAKE.

FIG.3A CAMPO PELICAN LAKE.

RENDIMIENTO DE LOS POZOS HORIZONTALES (PRODUCCIÓN MULTIPLICADA POR ENCIMA DE LOS POZOS VERTICALES).

FIG.4A CAMPO PELICAN LAKE. GASTOS DEL CAPITAL POR LONGITUD HORIZONTAL.

FIG.5A PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO CON N POZO MULTILATERAL.

FIG.6A PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO CON UN POZO MULTILATERAL (CONIFICACIÓN DEL AGUA).

FIG.7A RECUPERACIÓN DE CRUDO DEL MULTILATERAL CON CONIFICACIÓN DE AGUA COMPARADO CON "N" POZOS PARALELOS HORIZONTALES (N= 3 A 7). MISMO GASTO (2000 M³/D). KV=KH=600 MD. VISCOSIDAD DEL CRUDO 600 CP.

FIG. 8A CRUDO RECUPERADO DE UN MULTILATERAL (10 LATERALES) COMPARADO CON 1, 2 Y 3 POZOS HORIZONTALES (CONIFICACIÓN DE GAS)

FIG.1B.- LOCALIZACIÓN EN EL MAPA DEL POZO 30/9-F-29 Y1/Y2

FIG. 2B.- TERMINACIÓN DEL MULTILATERAL INSTALADO EN EL POZO OSEBERG SØR 30/9-F-29 Y1/Y2

FIG. 3B.- MEDIDOR DE FLUJO VENTURI

FIG. 4B.- PRESIÓN DE FONDO Y LA RELACIÓN GAS-ACEITE DE LOS POZOS PRINCIPAL Y LATERAL

FIG.5B.- GASTO DE ACEITE POR LATERAL VS VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO DEL POZO PRINCIPAL

FIG. 1C. SOLUCIÓN DE LAS CONSTANTES DE PRESIÓN

FIG. 2C CURVAS TIPO DE FETKOVICH

FIG. 3C CURVA TIPO PARA FRACTURA HIDRÁULICA CON CONDUCTIVIDAD INFINITA

FIG.1D DATOS DE PRODUCCIÓN VS TIEMPO DEL VTL-1

FIG.2D MÉTODO DE LA RAÍZ CUADRADA DEL TIEMPO PARA LOCALIZAR UNA FRONTERA.

FIG.3D ANÁLISIS DEL GASTO VS TIEMPO

FIG. 1E.- CAMPO GHAWAR DESTACANDO EL ÁREA DE HARADH.

FIG. 2E- TERMINACIÓN INTELIGENTE EN EL POZO PRINCIPAL DE UN MULTILATERAL PARA AISLAR Y CONTROLAR LA AFLUENCIA DE CADA LATERAL.

CAPÍTULO I.
REVISIÓN DEL PROBLEMA.

I. REVISIÓN DEL PROBLEMA

Durante los últimos 10 años de explotación petrolera a nivel mundial, el esfuerzo por conseguir algún campo gigante de hidrocarburos ha sido mayor que el de aumentar el factor de recuperación en campos ya en explotación, por lo que las expectativas de reservas de los campos por descubrir, han sido superadas por el volumen de reservas remanentes en campos con estado avanzado de agotamiento.

Para la explotación de campos en desarrollo, maduros y marginados, se deben emplear técnicas que permitan incrementar los volúmenes de recuperación de las reservas y el tiempo de vida de los yacimientos, buscando aplicar las mejores técnicas a fin de entender las características y el comportamiento de éstos y así maximizar la explotación de los mismos.

La Perforación Direccional.

La tecnología de perforación direccional tuvo sus inicios en la década de los veinte. En 1930 se perforó el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California. En 1943 se perforó el primer pozo de alivio en Conroe, Texas. En nuestro País, el primer pozo direccional registrado fue perforado en 1960 en las Choapas, Veracruz.

Con frecuencia el control de la desviación es otro concepto que se relaciona con la perforación direccional. Se define como el proceso de mantener el agujero en algunos límites predeterminados, relativos al ángulo de inclinación, o al desplazamiento horizontal con respecto a la vertical o a ambos.

El desarrollo de campos costa fuera ha absorbido la mayoría de las actividades de perforación direccional. La Figura 1.1 muestra una típica plataforma de desarrollo costa afuera. En varias ocasiones se han descubierto campos debajo de zonas urbanas, y la única manera de desarrollarlos de manera económica ha sido perforando direccionalmente (Véase Fig.1.2). Frecuentemente, las obstrucciones naturales tales como montañas u otros accidentes topográficos impiden la construcción de una localización superficial y la perforación de un pozo casi vertical (Véase Fig.1.3). Otra aplicación de la perforación direccional es el efectuar una desviación desde un pozo existente. Esta desviación puede ser efectuada para "puentear" una obstrucción (un "pescado") en el agujero original (Véase Fig.1.4) o para buscar horizontes productores adicionales en los sectores adyacentes del campo (Véase Fig.1.5).

Relevantes aspectos ambientales y económicos han incrementado el uso de la perforación direccional. En algunas áreas simplemente ya no es posible desarrollar un campo haciendo caminos a cada localización superficial y perforando un pozo vertical. En lugar de esto, así como en las instalaciones costa fuera, es necesario construir plantillas desde las cuales se puedan perforar varios pozos.

Lo anterior, no sólo ha incrementado la actividad de perforación direccional, sino que también los programas de trayectoria son más complicados, aplicándose en situaciones y áreas donde no era común hacerlo.

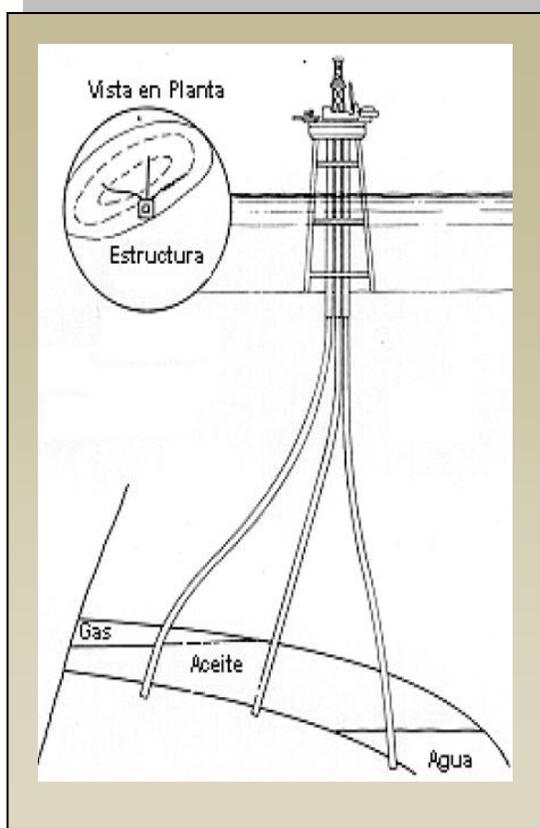


FIG.1.1 TÍPICA PLATAFORMA MARINA CON POZOS DIRECCIONALES.

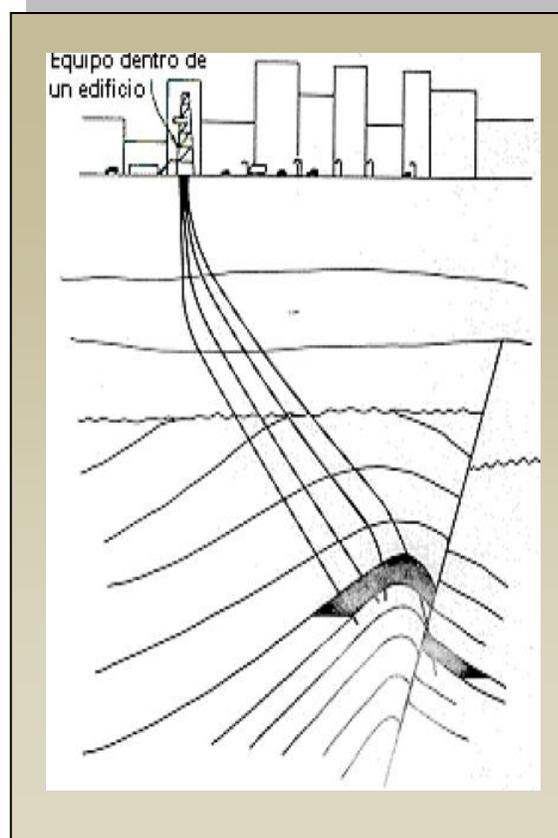


FIG.1.2 DESARROLLO DE UN CAMPO LOCALIZADO DEBAJO DE UNA CIUDAD POR MEDIO DE POZOS DIRECCIONALES.

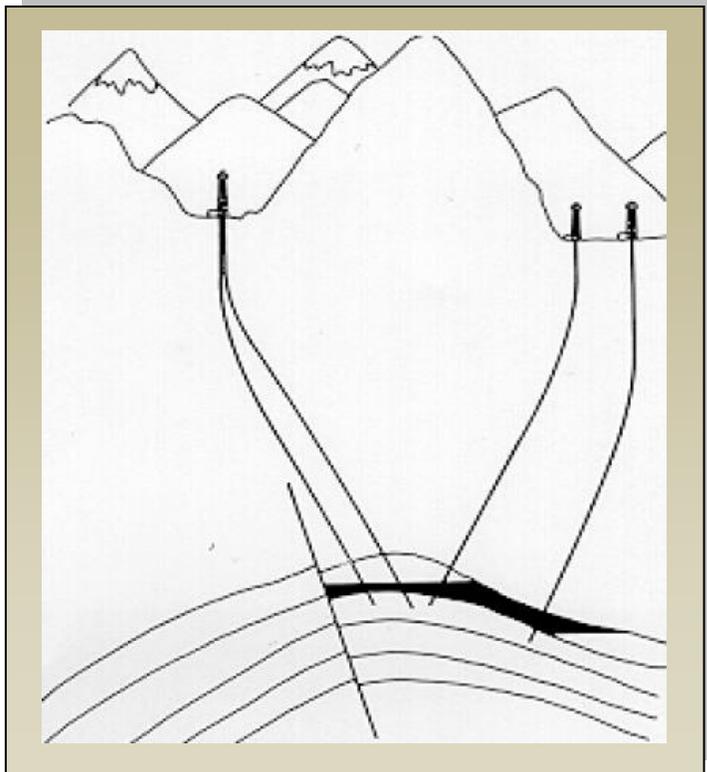


FIG.1.3 PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES EN EL CASO DONDE EL YACIMIENTO SE ENCUENTRA DEBAJO DE UNA OBSTRUCCIÓN SUPERFICIAL GRANDE.

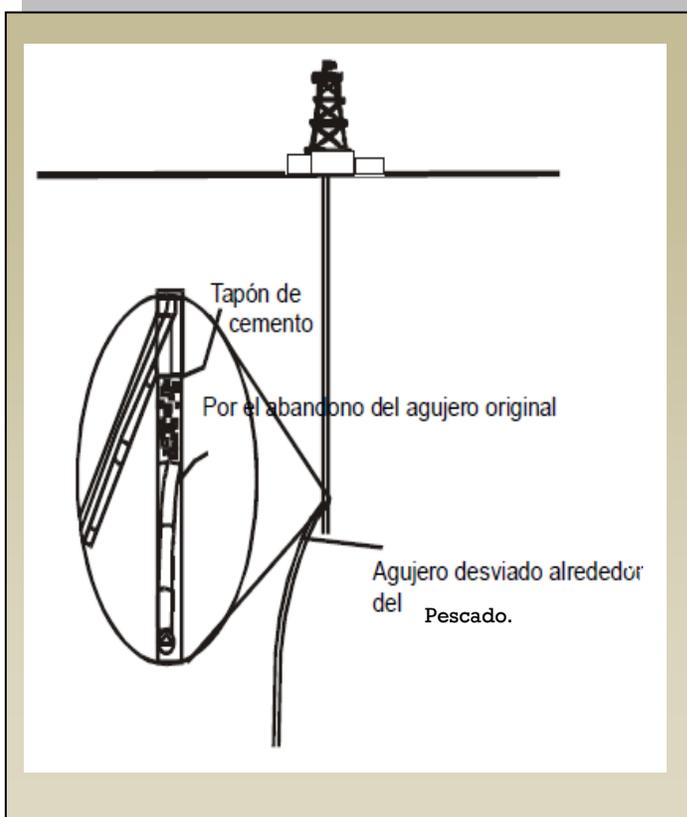


FIG.1.4, POZO DESVIADO POR OBSTRUCCIÓN (PESCAO).

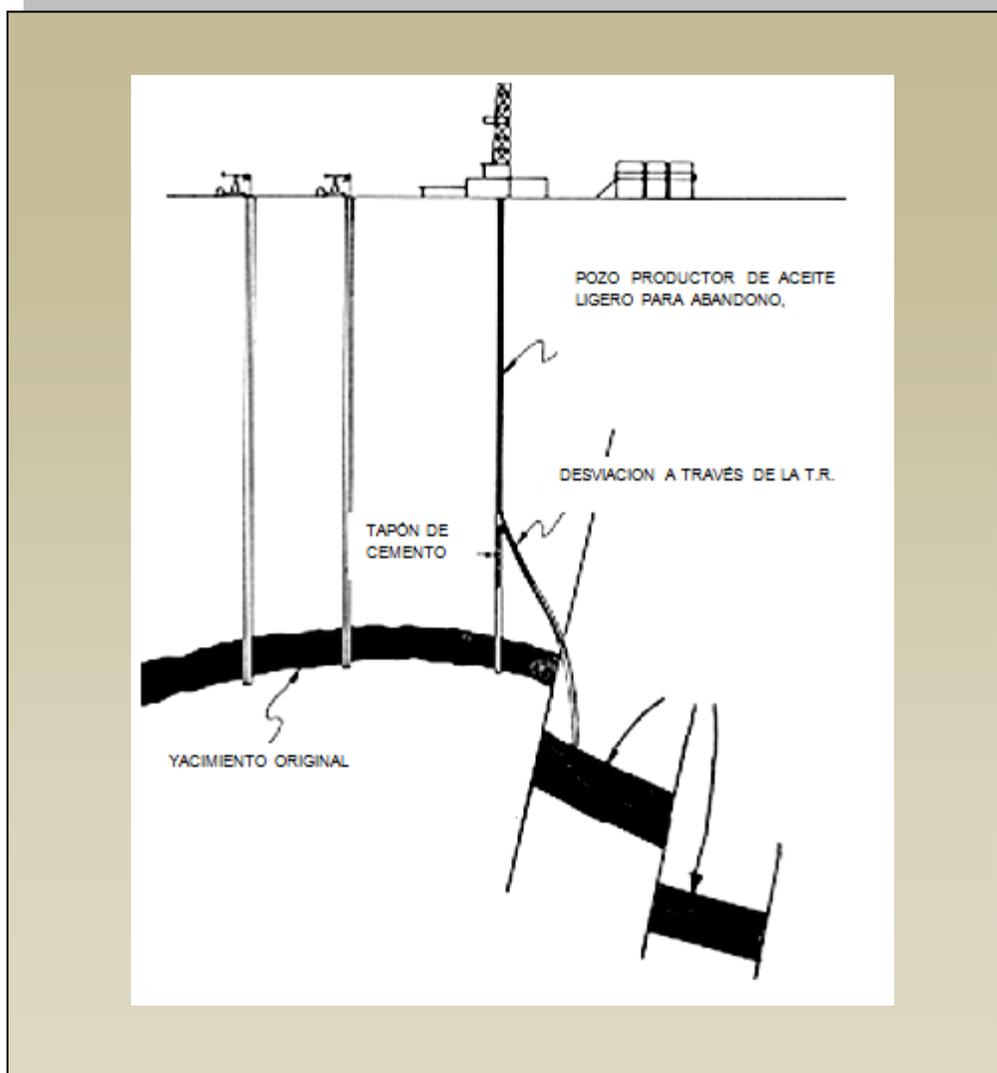


FIG.1.5 UTILIZACIÓN DE UN POZO ANTIGUO PARA EXPLORAR OTRAS ACUMULACIONES POR MEDIO DE UNA VENTANA EN LA T.R. Y PERFORANDO DIRECCIONALMENTE (REENTRADAS).

I.1 Planteamiento

Hoy en día, muchos de estos campos se ubican en lugares de difícil acceso debido a que se encuentran debajo de ciudades, ríos o áreas con restricciones ambientales o bien, el enfrentar problemas operativos que surgen durante la perforación de un pozo, tales como cambios inesperados en la geología del subsuelo o la presencia de algún domo salino, obligan a desviar la trayectoria original del pozo, haciendo imposible llevar a cabo trabajos de perforación convencional.

A fin de reducir esta problemática, durante los últimos años se han venido mejorando los procesos de trabajo mediante la integración de equipos multidisciplinarios y la aplicación de técnicas que han permitido mejorar la productividad de los pozos a través de la perforación no convencional, es decir, pozos horizontales, multilaterales, de alcance extendido o a través de la perforación múltiple de pozos desde una plataforma costa afuera o en el caso de pozos de alivio.

I.2 Justificación

La realización de este estudio es para describir la tecnología de la perforación de pozos multilaterales y evaluar su productividad, a fin de visualizar los beneficios económicos que aporta al país la perforación no convencional.

I.3 Objetivo

I.3.1 General.- Describir la evaluación analítica de la productividad en un pozo multilateral a fin de extraer de la mejor manera posible los hidrocarburos en reservas originales o remanentes.

I.3.2 Específico.- Realizar un estudio para evaluar la productividad de un pozo multilateral.

CAPÍTULO II.

CONCEPTOS FUNDAMENTALES.

II. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

II.1 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS CON BASE EN LOS HIDROCARBUROS QUE CONTIENEN

Los parámetros que se consideran de utilidad en esta clasificación pueden dividirse en dos grupos:

- 1.- Aquellos que son medidos en el campo durante las pruebas de producción:
 - presión, temperatura, relación gas-aceite, gravedad API y color de líquido en el separador, etc.
- 2.- Aquellos que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas del yacimiento y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento de presión.

Dependiendo del estado en que se encuentre inicialmente la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, en forma general, los yacimientos se pueden clasificar en yacimientos de gas y yacimientos de aceite como se observa en la Tabla 1.0. Los yacimientos de gas se subdividen en yacimientos de gas seco, de gas húmedo y de gas y condensado. A su vez, los yacimientos de aceite pueden ser de aceite volátil (alto encogimiento) o de aceite negro (bajo encogimiento).

Dependiendo de la gravedad API, los yacimientos de aceite negro pueden subdividirse en yacimientos de crudo ligero, mediano, pesado y extrapesado.

El comportamiento de los fluidos de los yacimientos durante su vida productiva es determinado por la forma de su diagrama de fase y la posición de su punto crítico (Véase Fig.2.1).

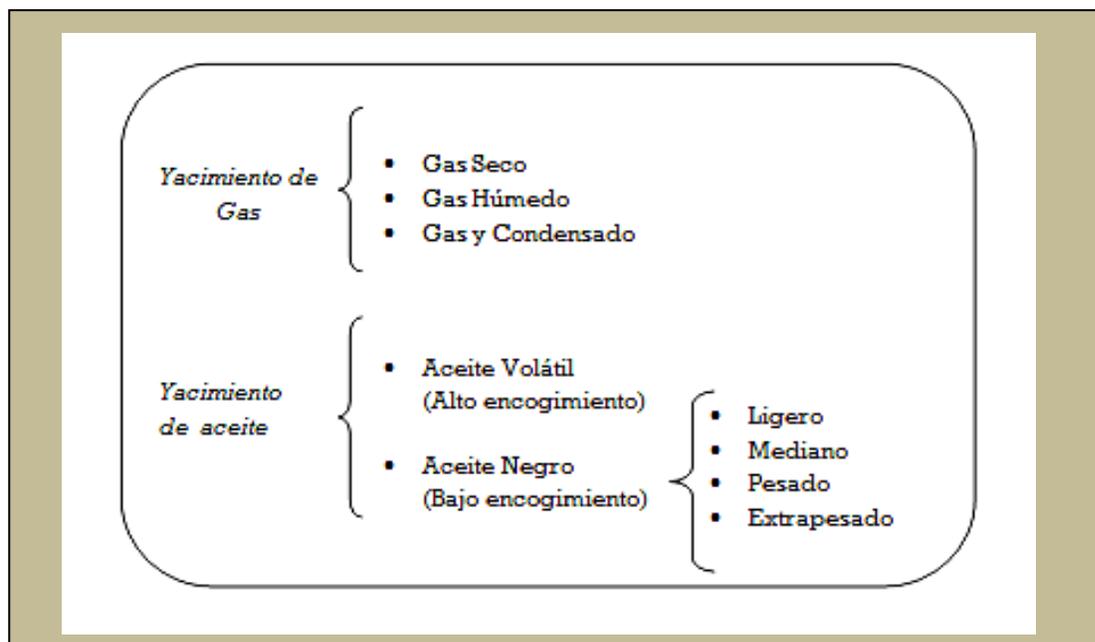


TABLA 1.0 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS EN BASE A LOS HIDROCARBUROS QUE CONTIENEN.

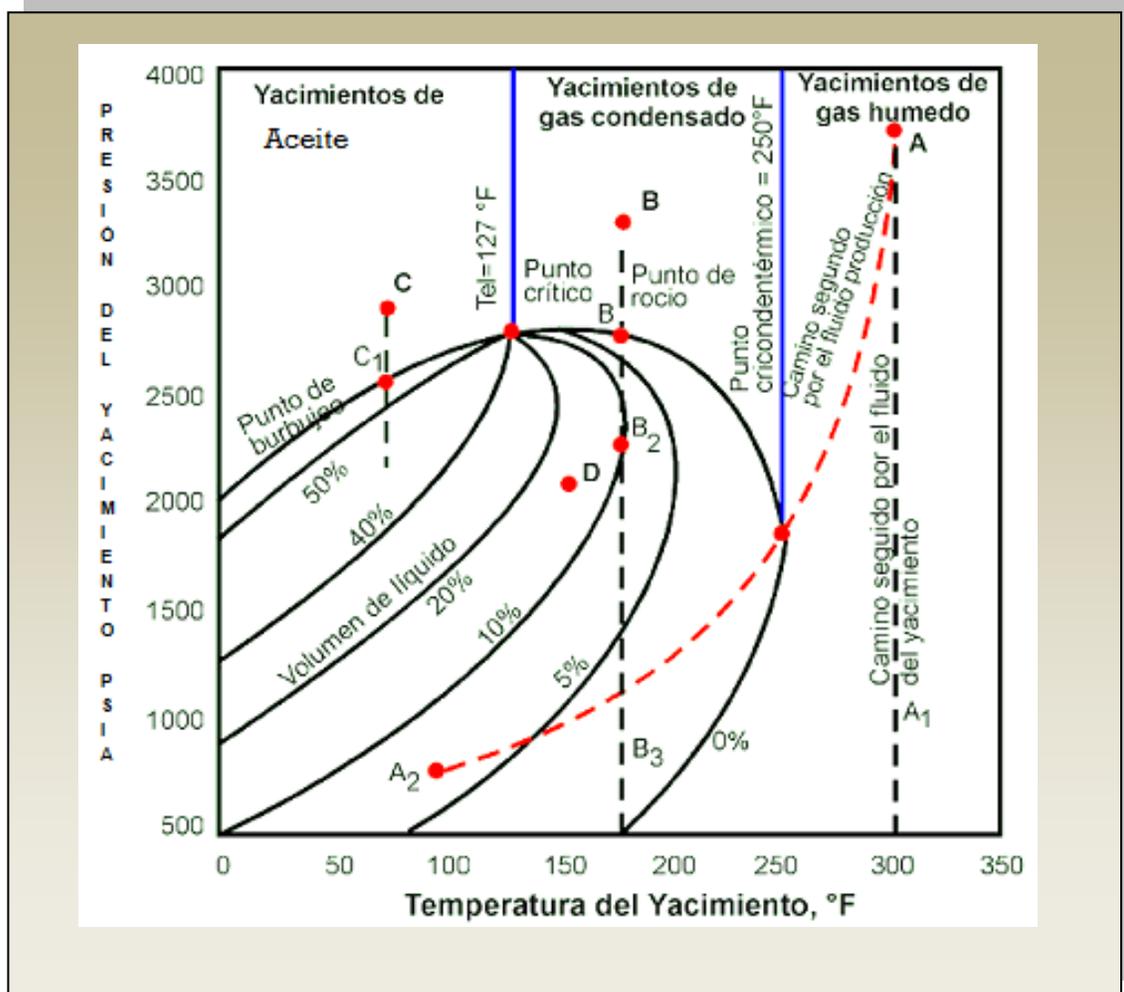


FIG.2.1 DIAGRAMA DE FASES PARA TRES TIPOS DE YACIENTOS.

II.1.1 Yacimiento de Gas Seco.

Los yacimientos de gas seco contienen principalmente metano con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ($\%C_{5+}$).

Debido al alto contenido de componentes volátiles del gas seco, la condensación del líquido sólo se alcanza a temperaturas bajo 0°F como se observa en el diagrama de fases mostrado en la Fig.2.2.

La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica y ni a las condiciones de yacimiento ni a las de superficie se entra a la región de dos fases durante el agotamiento de presión del yacimiento, por lo que la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en fase gaseosa. Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquidos en superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación de gas-aceite (RGA) mayor de 100,000 [pie³/b] se considera seco. Del gas seco se puede extraer cierta cantidad de líquido por medio de procesos criogénicos (enfriamiento).

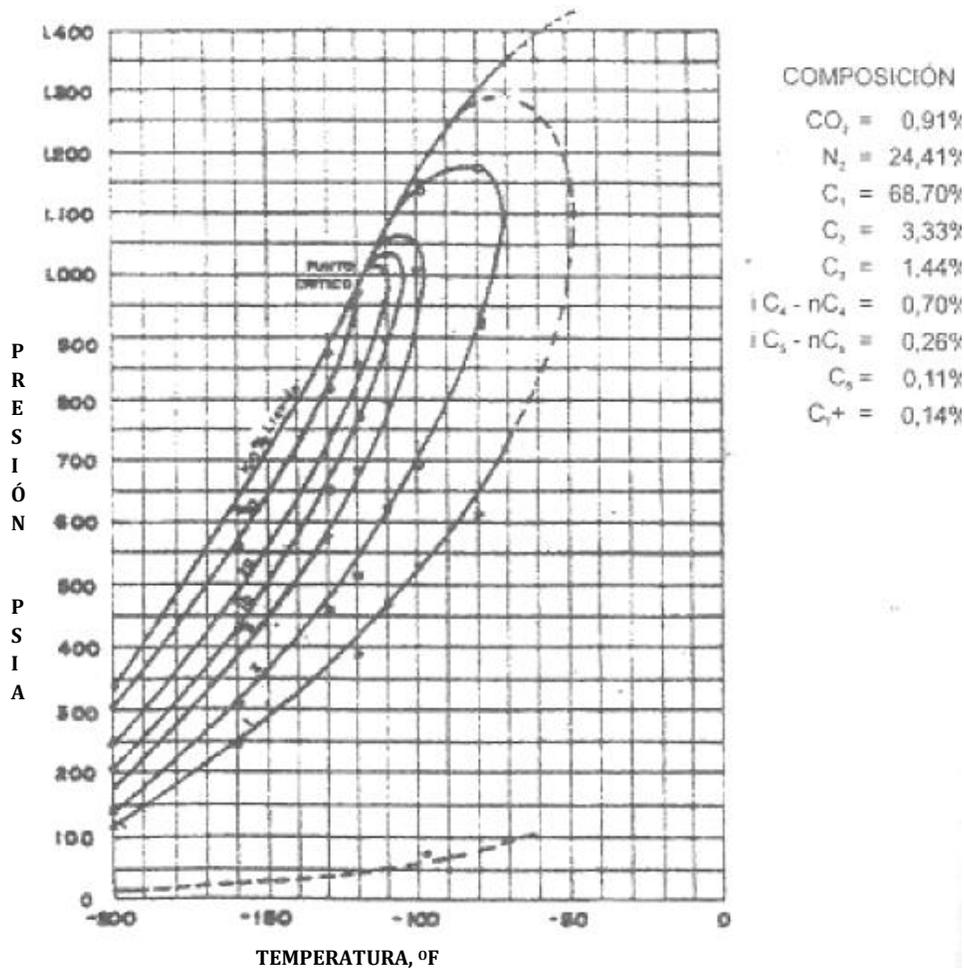


FIG.2.2 DIAGRAMA DE FASES DE UN GAS NATURAL

II.1.2 Yacimiento de Gas Húmedo.

Los gases húmedos se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término Húmedo indica que a las condiciones de separación en superficie, la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones gas-aceite mayores que 15000 [pie³/bl] de acuerdo a la Tabla 1.1 tomada del libro de Mc Cain¹.

El líquido del tanque tiende a ser incoloro (similar a la gasolina natural) con gravedad API mayor de 60°. El contenido líquido del gas húmedo es menor de 30 [bl/mmpie³].

Los gases húmedos difieren de los gases condensados en lo siguiente:

- No ocurre condensación retrógrada durante el agotamiento de presión.
- Tiene menos cantidad de componentes pesados.
- La cantidad de líquido condensado en el separador es menor.

Componente	Gas seco	Gas Húmedo	Gas y Condensado	Aceite Volátil	Aceite Negro
C ₁	96.0	90.0	75.0	60.0	48.83
C ₂	2.0	3.0	7.0	8.0	2.75
C ₃	1.0	2.0	4.5	4.0	1.93
iC ₄ -nC ₄	0.5	2.0	3.0	4.0	1.60
iC ₅ -nC ₅	0.5	1.0	2.0	3.0	1.15
C ₆	-	0.5	2.5	4.0	1.59
C ₇	-	1.5	6.0	17.0	42.15
Mc ₇	-	115	125	180	225
RGA,ft ³ /bl	-	26000	7000	2000	625
Líquido °API de	-	60°	55°	50°	34.3°
Tanque color	-	Incoloro, amarillo claro	Amarillo claro Amarillo	Amarillo Oscuro	Negro

TABLA 1.1 COMPOSICIONES TÍPICAS DE MEZCLAS PROVENIENTES DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.

¹ William D. Mc Cain: "The Properties of Petroleum Fluids, 2da Edición", Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma.

II.1.3 Yacimiento de Gas Condensado.

La composición de la mezcla de hidrocarburos en un yacimiento de gas condensado, es todavía predominantemente el metano; como en el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. Un gas condensado es un gas con aceite disuelto.

La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío.

La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondetérmica de la mezcla.

Un gas condensado presenta condensación retrógrada isotérmica en un intervalo de temperaturas (200°-400°F) y presiones (3000-8000 lb/pg² [psi]) normales en yacimientos.

En su camino hacia el tanque de almacenamiento el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de 2 fases para llegar a superficie con las siguientes características:

- RGA (Relación Gas-Aceite mayor que 3200 pie³/bl
- Gravedad API del condensado 40-60°
- El contenido de Metano del gas condensado es mayor o igual a 60% y el C₇ ±12.5%
- Color del condensado: incoloro, amarillo-claro

Entre más rico sea el gas condensado en componentes pesados (C₅+), menor es la RGC (Relación Gas y Condensado) al igual que la gravedad API del condensado. Además, el color se torna oscuro.

II.1.3.1 Presión de Rocío Retrógrada.

La importancia del conocimiento de la presión de rocío retrógrada reside en que a presiones por debajo de ella empieza a ocurrir condensación retrógrada del líquido.

Los factores que afectan en mayor grado a la Presión de Rocío retrógrada son: Temperatura del yacimiento y composición de la mezcla que se puede caracterizar a través de la RGC y de la gravedad API del condensado.

II.1.3.2 Condensación y Vaporización.

Cuando en un yacimiento de gas condensado se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la curva de rocío, se entra en la región de dos fases ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias. Estas fracciones se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, tiene el agravante de lo que se deposita; las fracciones más pesadas de la mezcla y por lo tanto, no solo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en tales fracciones.

II.1.4 Yacimiento de Aceite Volátil.

Estos yacimientos tienen una temperatura menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos. Además la P_c (Presión Crítica) es aproximadamente igual a P_{cb} (Presión Crítica de Burbuja). Debido a lo anterior, el equilibrio de fases en estos yacimientos es inestable y se produce un alto encogimiento del crudo (hasta de un 45%) cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo, es decir, los componentes más ligeros del crudo se volatizan rápidamente.

Los crudos volátiles se caracterizan por: (Véase Tabla 1.2)

- RGA en el intervalo de 1750 a 3200 pie^3/bl
- Aceite de tanque -----Gravedad API > 40°
- -----Color: amarillo oscuro a negro.

Factor de Volumen > 1.5 bl @ condiciones de yacimiento / bl @ condiciones estándar

	RGA (ft^3/bl)	°API	C_{7+}	C_1	Color
Gas Seco	>100.000	-----	Menor a 0.7%	Mayor a 90%	-----
Gas Húmedo	>15.000	Menor a 70	Menor a 4	Menor a 90	Incoloro
Gas y Condensado	>3200	Mayor a 40	Menor a 12.5	Mayor a 60	Amarillo claro
Aceite Volátil	>1750	Mayor a 40	Mayor a 12.5	Menor a 60	Amarillo oscuro
Aceite Negro	<1750	Menor a 45	Mayor a 20	Menor a 50	Negro-verdoso

TABLA 1.2 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS EN BASE A INFORMACIÓN DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y ANÁLISIS CROMATOGRÁFICOS (Mc Cain)².

² William D. Mc Cain: "The Properties of Petroleum Fluids, 2da Edición", Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma.

II.1.5 Yacimiento de Aceite Negro.

Estos yacimientos se caracterizan por tener un alto contenido de C_{7+} (>20%) y bajo contenido de metano (<50%). La temperatura de yacimientos es inferior a la temperatura crítica de la mezcla.

Los aceites llamados negros (black oils) se caracterizan por (Véase Tabla 1.2):

- RGA menor de 1750 pie³/bl
 - Petróleo de tanque: °API <45°, color: negro o verde oscuro.
- Factor de volumen < de 1.5 bl @ c.yac./ bl @c.e.

Los yacimientos de aceite negro pueden ser:

Saturados, P_i (Presión inicial) = P_b (Presión de burbuja)

O Bajosaturados, $P_i > P_b$

Cuando P_i es igual a P_b , el yacimiento puede tener una capa de gas arriba de la zona del aceite. Regularmente este gas es húmedo o seco y no presenta condensación retrógrada. La Fig. 2.3 muestra los diagramas de fases del gas, del petróleo y del fluido total (mezcla gas – petróleo) de un yacimiento de petróleo negro saturado.

A continuación (Véase Tabla 1.3) se muestra la Clasificación de los crudos según su gravedad por **PEMEX**.

ACEITE	°API
Superligero	>38
Ligero	<38 y >27
Pesado	<27
Extrapesado	<10

TABLA 1.3 CLASIFICACIÓN DE ACEITE SEGÚN SU GRAVEDAD

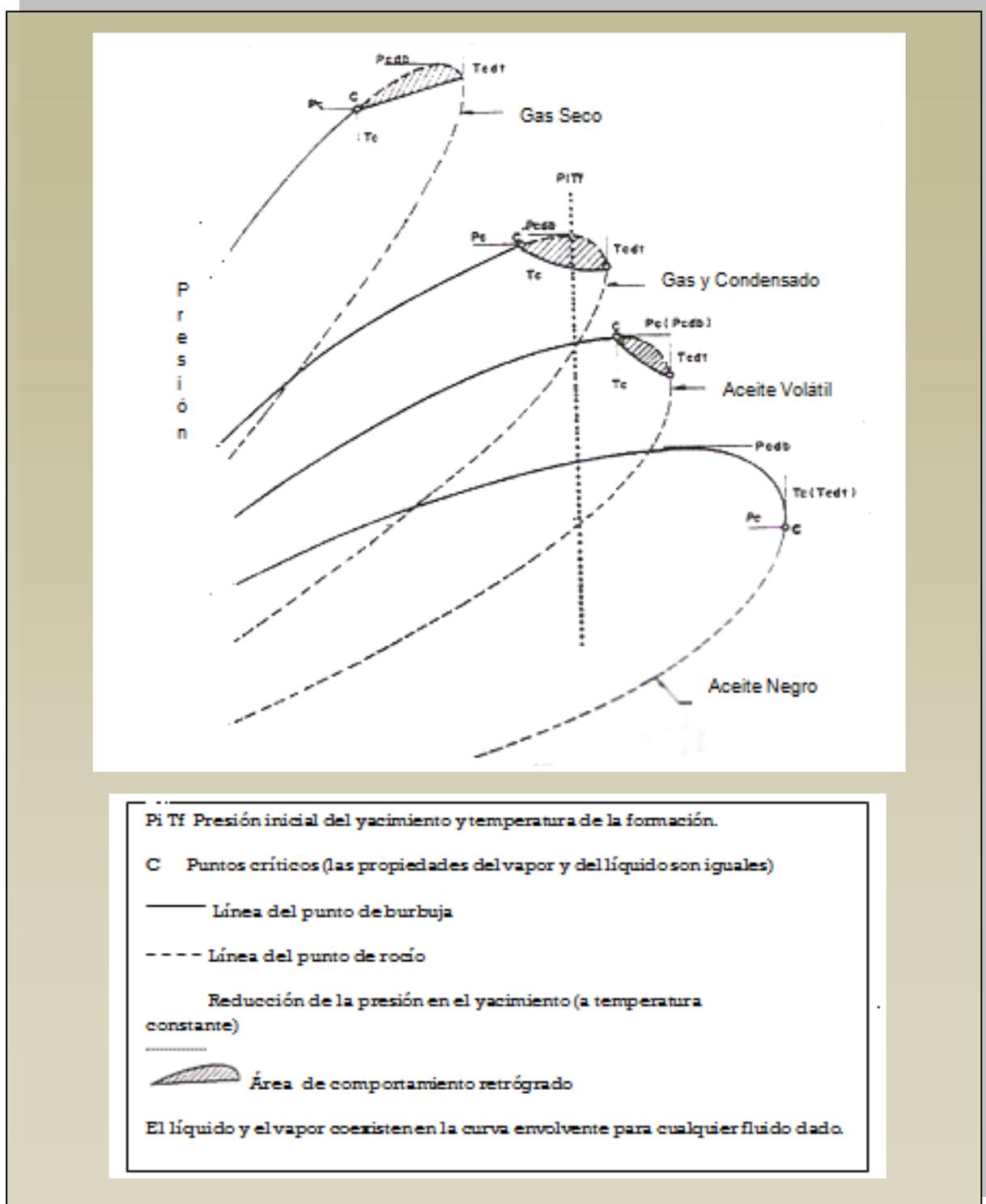


FIG.2.3 DIAGRAMA DE FASES PARA DIFERENTES TIPOS DE ACEITES Y GASES³

³ Gonzalo Rojas: "Ingeniería de Yacimientos de Gas y Condensados, 2da Edición", Puerto La Cruz, Venezuela, Mayo 2005.

II.2 COMPORTAMIENTO DE LA RGA Y GRAVEDAD API.

Las variaciones observadas por la RGA de los yacimientos de aceite negro, volátil y gas condensado corresponden a yacimientos bajo-saturados. En los tres casos se observa que la RGA aumenta cuando la presión del yacimiento cae por debajo de presión de saturación. La RGA permanece constante para un yacimiento de gas húmedo y no hay formación de líquido en el caso de un yacimiento de gas seco (Véase Fig.2.4).

La gravedad API también aumenta a presiones por debajo de la presión de saturación, siendo mayor este aumento en el caso de yacimientos de gas condensado debido a la condensación retrógrada en el yacimiento.

Los aceites volátiles y negros presentan a bajas presiones aumentos de la gravedad API debido al incremento de la gravedad específica del gas liberado y condensación en el tanque de componentes intermedios y pesados de este gas.

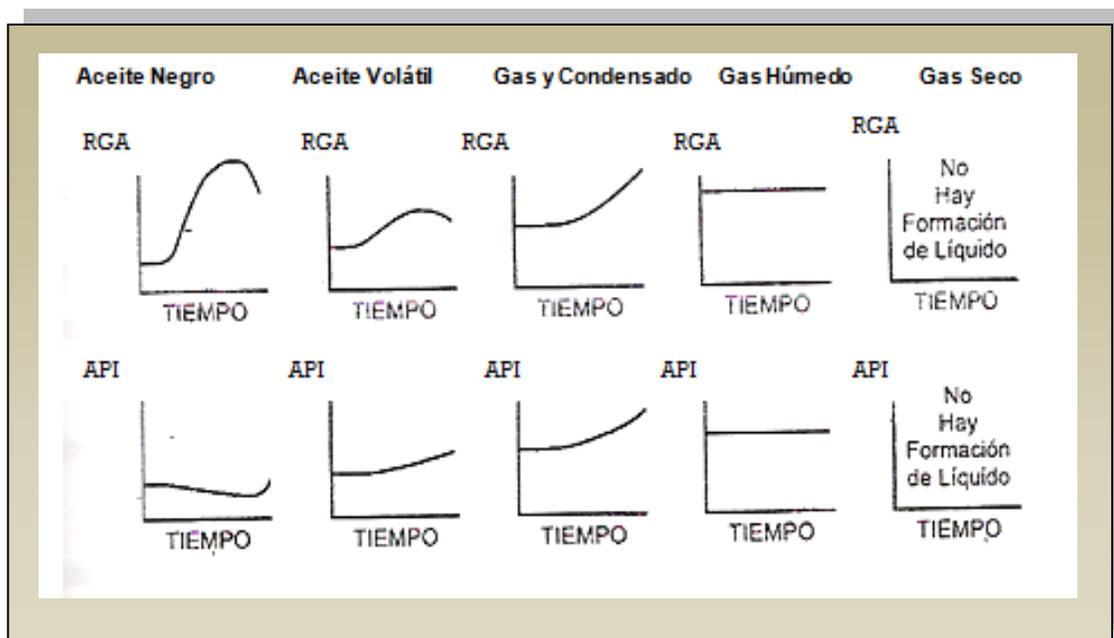


FIG.2.4 EVOLUCION DE LA RGA Y GRAVEDAD API EN EL TIEMPO⁴

⁴ Gonzalo Rojas: "Ingeniería de Yacimientos de Gas y Condensados, 2da Edición", Puerto La Cruz, Venezuela, Mayo 2005.

II.3 TIPOS DE POZOS.

Los pozos están generalmente clasificados como pozos exploratorios, pozos delimitadores, pozos de desarrollo o productores.

❖ Pozos exploratorios.

Son aquellos que se perforan en busca de incorporación de hidrocarburos, y con la información que se cuenta se tiene un alto grado de incertidumbre y riesgo.

❖ Pozos delimitadores.

Son perforados para determinar la extensión de un campo o el alcance de ésta área.

❖ Pozos de Desarrollo o Pozos Productores.

Son aquellos pozos los cuales son perforados en un campo existente para extraer a los hidrocarburos. Son perforados en un área probada con el fin de producir hidrocarburos.⁵

⁵ Definición extraída del Glosario 2007, PEMEX.

II.4 PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES

II.4.1 Definición

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. En sus principios, esta tecnología surgió como una operación de remedio. Se desarrolló de tal manera que ahora se considera una herramienta para la optimización de yacimientos. Comprende aspectos tales como: tecnología de pozos horizontales, pozos de alcance extendido y pozos multilaterales, el uso de herramientas que permiten determinar la inclinación y dirección de un pozo durante la perforación del mismo, estabilizadores y motores de fondo de calibre ajustable, por mencionar algunos.

II.4.2 Elementos de un perfil direccional (Véase Fig.2.5)

El punto de Desviación (KOP).

Esta localizado a una profundidad bajo la superficie donde el pozo es desviado hacia una dirección dada.

Inclinación del Pozo.

La inclinación del pozo es el ángulo a partir del cual el pozo es desviado desde la vertical.

Fin de Incremento de Presión (EOB).

Es el lugar donde el pozo finalizó su incremento de presión.

Ángulo Sostenido.

Ocurre cuando la inclinación del agujero es constante.

Sección Tangencial.

La sección tangencial ocurre, cuando la inclinación del agujero es constante para una cierta distancia. Podría haber una construcción adicional antes de alcanzar el objetivo.

Comienzo de caída.

El comienzo de caída es el lugar donde empieza el abatimiento de la inclinación.

Fin de la caída (EOH).

Es el lugar donde el pozo finaliza su abatimiento de inclinación.

Desplazamiento hacia la Zona Objetivo.

Es la distancia lateral desde el lugar de superficie al objetivo.

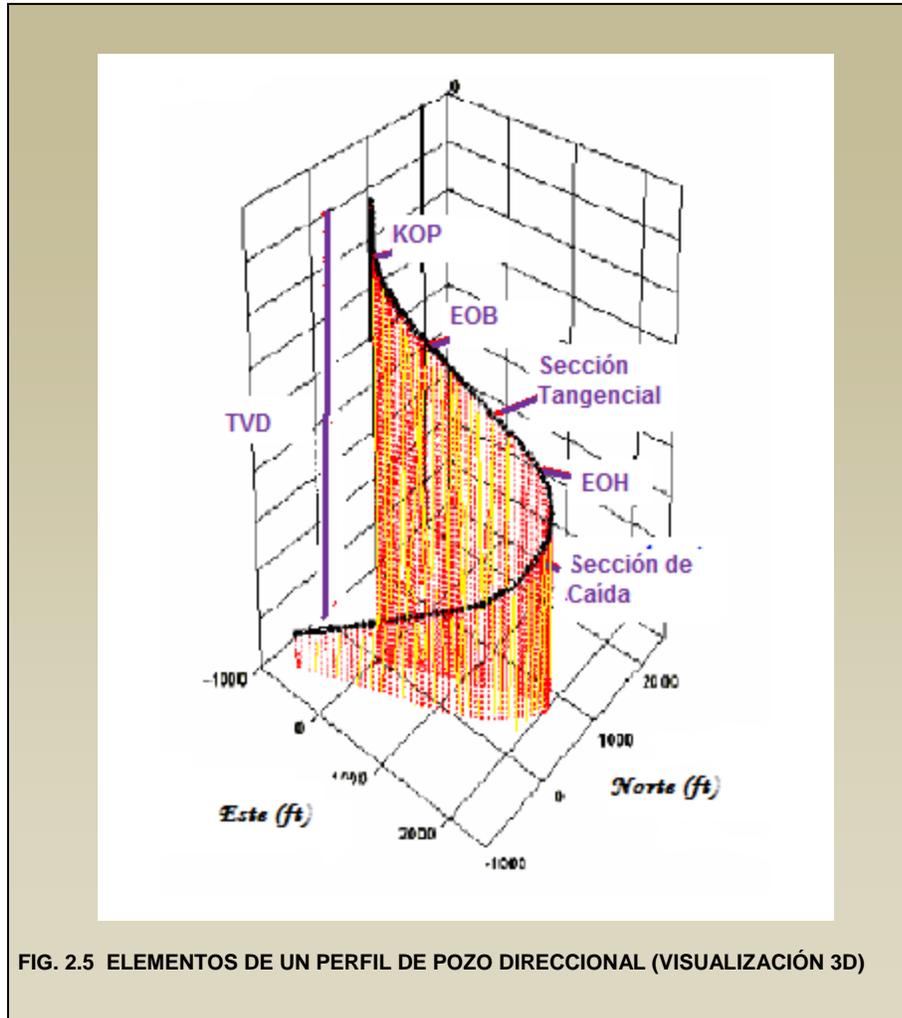
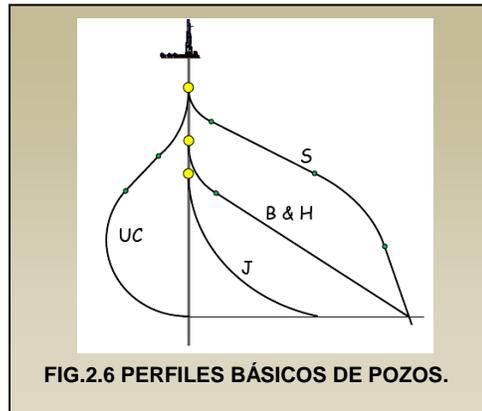


FIG. 2.5 ELEMENTOS DE UN PERFIL DE POZO DIRECCIONAL (VISUALIZACIÓN 3D)

PERFILES BÁSICOS DE POZOS

- Tipo "J"
- B & H : (building and holding) construir y mantener
- Tipo "S"
- Socavado (UC)



II.4.3 Criterios de Diseño para una Trayectoria Direccional.

El primer paso en la planeación de cualquier pozo direccional es diseñar la trayectoria del agujero para alcanzar un objetivo dado. El diseño inicial debe proponer los diferentes tipos de trayectoria que pueden ser perforados y que resulten económicamente rentables. El segundo paso, o diseño final debe incluir los efectos de las condiciones geológicas sobre los aparejos de fondo (BHA's) que serán utilizados y otros factores que pudieran influenciar la trayectoria final del agujero. Por lo tanto, podemos decir que la selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores:

Características de la estructura geológica.

Espaciamiento entre pozos.

Profundidad vertical.

Desplazamiento horizontal del objetivo.

Los parámetros necesarios para la planeación de pozos direccionales dependen de la zona en que se realizará la perforación. De esta zona se debe conocer la litología, la situación estructural y la profundidad vertical de los posibles intervalos productores. Realizando un análisis de esta información, se deben considerar los siguientes factores:

Características del objetivo. La forma, tamaño y profundidad vertical del objetivo son parámetros básicos que pueden obtenerse de los diferentes estudios realizados en la zona o región.

Profundidad vertical del objetivo. Este dato no es posible modificarlo, ya que es función de la profundidad a la cual se encuentra la estructura productora.

Localización del equipo. La localización superficial del equipo de perforación depende de la distribución estructural de las formaciones a perforar. Se deberá aprovechar la tendencia que presentan determinadas formaciones de desviar el curso de la barrena o de mantener su rumbo durante la perforación, de tal manera que la barrena sea dirigida hacia el objetivo según la trayectoria planeada. El conocimiento de las tendencias de desviación y el tipo de formaciones, determinará la posición del equipo de perforación, la profundidad de inicio de desviación y en consecuencia, del desplazamiento horizontal a los objetivos.

Desplazamiento horizontal del objetivo. Este valor está en función de la localización superficial que tenga el equipo de perforación. Dicha localización fue determinada considerando la distribución estructural de las formaciones a perforar, por lo tanto puede considerarse como un dato fijo.

Profundidad de inicio de desviación (KOP). Este dato debe obtenerse considerando las características de las formaciones a perforar. Se recomienda que la etapa de incremento de ángulo se lleve a cabo en formaciones suaves a medias suaves, además es conveniente que las zonas geopresionadas se atraviesen con un ángulo constante. Puede considerarse que la profundidad del KOP y la velocidad de incremento de ángulo darán la pauta para elegir el patrón de desviación.

Velocidad de incremento de ángulo. Si el espesor y la tendencia de presurización de las formaciones que se espera encontrar lo permiten, se pueden utilizar diferentes velocidades de incremento para calcular un juego de trayectorias. El contar con un conjunto de trayectorias para un mismo objetivo, le permitirán al personal encargado de las operaciones direccionales seleccionar la más conveniente de acuerdo a los ángulos máximos observados y a la experiencia acumulada en otros pozos. Si de antemano se conoce la velocidad de incremento de ángulo con la cual se obtiene un buen desarrollo de la perforación, no será necesario diseñar trayectorias alternas.

Tipo de Formación. Siempre que se analice un estudio direccional, se deberá tomar en cuenta la columna geológica que se desea perforar, clasificando la compacidad y la dureza de las formaciones a atravesar, así como los echados regionales para intentar predecir la variación del rumbo del pozo durante la perforación.

Diámetro del pozo. El diámetro del pozo y consecuentemente, el programa de tuberías de revestimiento, son parámetros que dependen de la profundidad del objetivo, de las características de las formaciones a perforar y de la producción esperada.

Fluido de Perforación. El tipo de lodo a utilizar, así como sus características de lubricación y arrastre son factores que deben ser supervisados continuamente durante la perforación.

Para la perforación de un pozo direccional se han fijado ciertas restricciones en la desviación:

En el tramo vertical, el pozo se debe mantener dentro de un cilindro imaginario de 25 pies de radio.

En la sección desviada no debe salirse de un cilindro de 50 pies de radio, alcanzando el objetivo dentro de un diámetro de 50 pies (termina en punta).

Al cilindro imaginario se le conoce como cilindro de control.

Cabe mencionar que para llegar al objetivo en condiciones óptimas es necesario desarrollar antes un agujero piloto para determinar de forma física la cima del objetivo (Véase Fig.2.7).

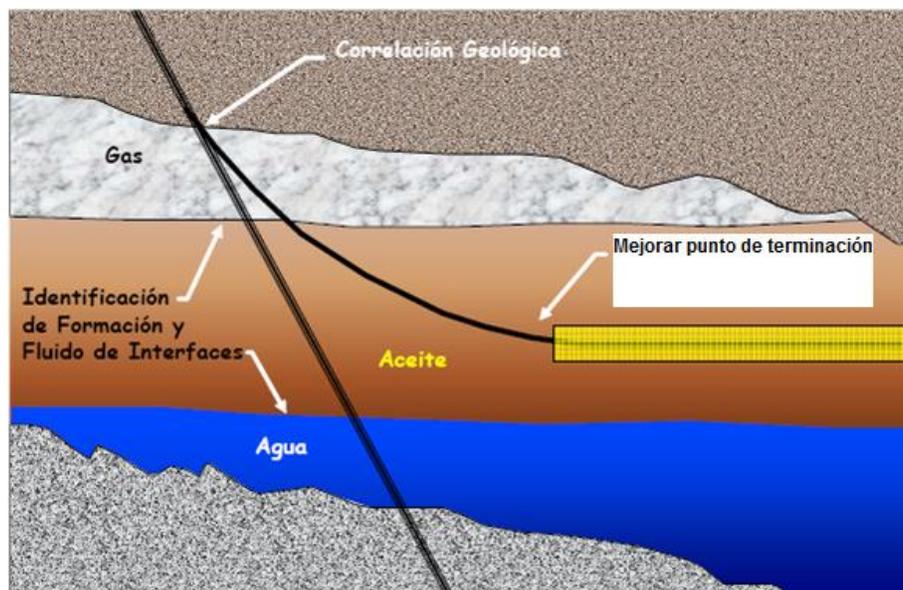


FIG. 2.7 AGUJERO PILOTO

Así pues, las consideraciones que deberán tomarse en cuenta para la planificación de un pozo direccional típico (J y S), son prácticamente las mismas que para una planificación direccional horizontal y multilateral. La diferencia radica en:

- ❖ Evitar pozos cercanos
- ❖ Profundidad del punto de inicio (kick-off)
- ❖ Forma de la trayectoria
- ❖ Curvatura, construcción-caída, tasa de giro (build-, drop-, turn rates)
- ❖ Inclinación y longitud de la sección tangencial
- ❖ Inclinación y longitud de la sección horizontal
- ❖ Detalles de la intersección de los objetivos.

II.4.4 Definiciones relacionadas con la Perforación Direccional.

❖ Profundidad desarrollada/PD (Measured depth/MD)

Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales.

Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el contador de profundidad de la línea de acero.

❖ Profundidad vertical verdadera/PVV (true vertical depth/TVD)

Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria del pozo.

❖ Inclinación

Es el ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada, y la tangente al eje del pozo en un punto determinado. Por convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal.

❖ Dirección del pozo.

La dirección del agujero es el ángulo medido en grados, de la trayectoria en el plano horizontal, las referencias utilizadas para su medición podrán expresarse en función de cuadrantes o azimut.

La dirección del pozo se puede expresar:

- a) En función de Cuadrantes
- b) En Azimuth

En Función de Cuadrantes

Tanto al Norte como al Sur le corresponderán ángulos de 0 a 90° como su nombre lo indica se dividirán en cuadrantes, los cuales estarán afectados tanto por el Oeste y Este dependiendo de la dirección en la cual se esté señalizando.

Azimuth,

El azimuth de un pozo determinado, es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia.

❖ **Objetivo.**

Se refiere a un área definida ó bien un volumen, el cual será penetrado por un pozo en una localización fija dentro de la corteza terrestre (Véase Fig.2.18).

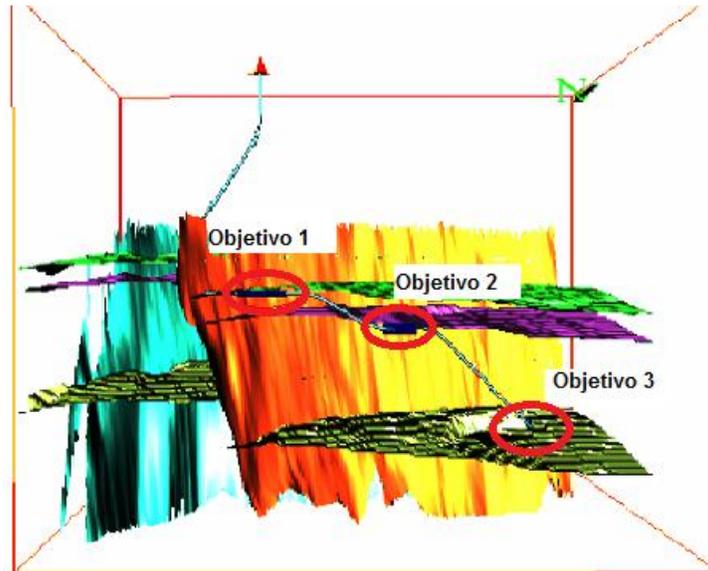


FIG.2.8 EJEMPLO DE OBJETIVOS (VISUALIZACIÓN 3D).

❖ **Consideraciones Anticolisión.**

La colisión con pozos vecinos puede ser un problema cuando se perforan varios pozos a partir de una misma localización superficial, lo cual es especialmente cierto en el caso de plataformas marinas que tienen pozos adyacentes en producción y una colisión podría resultar una situación extremadamente peligrosa. *La planeación anticolidión comienza con la toma de registros de desviación exactos del pozo en cuestión y con la recolección de todos los pozos vecinos, así como de un juego completo de los programas de pozos a perforar en el futuro en la misma localización o plataforma.* Los registros y los programas de los pozos se utilizan para “mapear” el pozo propuesto con respecto a todos los existentes y a los propuestos. Estos mapas, llamados comúnmente “arañas” muestran la proyección horizontal de los conductores. Estas arañas generalmente están construidas a una escala pequeña para proporcionar una vista general del campo (Véase Fig.2.9), aunque también pueden construirse en una escala mayor para permitir realizar análisis detallados de una parte específica del campo, tal como la localizaciones superficial. La araña puede ser utilizada para trazar una trayectoria programada y analizar visualmente el riesgo de colisionar con otros pozos.

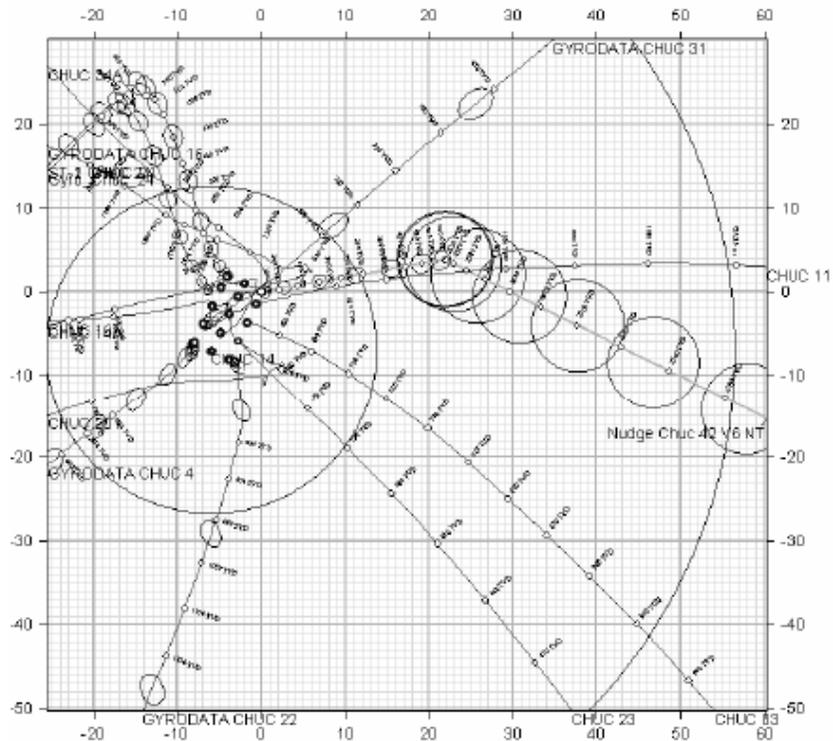


FIG.2.9 EJEMPLO DE UN DIAGRAMA DE ARAÑA

II.4.5 Aplicaciones más comunes de un Pozo Direccional.

Existen varias razones que hacen que se programen pozos direccionales, estas pueden ser planificadas previamente o por presentarse problemas en las operaciones que ameriten un cambio de programa en la perforación. Las más comunes son las siguientes:

- **Localizaciones inaccesibles:** son aquellas áreas a perforar donde se encuentra algún tipo de instalación o edificación (parque, edificio), o donde el terreno por condiciones naturales (lagunas, ríos, montañas) hacen difícil su acceso.
- **Domo salino:** donde los yacimientos a desarrollar están bajo la fachada de un levantamiento de sal por razones operacionales no se desee atravesar el domo.
- **Formaciones con fallas:** donde el yacimiento está dividido por varias fallas que se originan durante la compactación del mismo.
- **Múltiple pozo con una misma plataforma:** desde la plataforma se pueden perforar varios pozos para reducir el costo de la construcción de plataformas individuales y minimizar los costos por instalación de facilidades de producción.

- **Pozos de alivio:** es aquel que se perfora para controlar un pozo en erupción. Mediante el pozo de alivio se contrarrestan las presiones que ocasionaron el reventón.
- **Desarrollo múltiple de un yacimiento:** cuando se requiere drenar el yacimiento lo mas rápido posible o para establecer los límites de contacto gas-aceite ó aceite-agua.

II.5 CONCEPTO DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE POZOS HORIZONTALES

II.5.1 Definición de Perforación Horizontal

La perforación horizontal es el proceso de dirigir la barrena durante la perforación de un pozo en una dirección y orientación aproximada de 90° con respecto a la vertical para lograr extenderse varios cientos de metros dentro del yacimiento con el fin de alcanzar cuatro objetivos principales.

Estos objetivos son:

- 1) Incremento de la producción primaria (aumento en los gastos de producción).
- 2) Incremento de la producción secundaria (incremento de las reservas).
- 3) Recuperar la producción primaria y secundaria.
- 4) Reducir el número de pozos verticales requeridos para el desarrollo del campo y por lo tanto el costo de la inversión.

II.5.2 Clasificación de los Pozos Horizontales

Lateral sencillo: es una extensión horizontal o lateral al final de la curva que esta construida a una inclinación mayor de 80°.

Lateral Apilado: son dos extensiones horizontales o laterales al final de la curva construida a una inclinación mayor de 80°.

Pozos de alcance extendido: se define como un pozo que tiene contacto con el yacimiento, excediendo los 5 Km de extensión, con una configuración simple o multilateral.

Multilaterales: Consiste en un agujero primario y uno o mas agujeros secundarios que parten del primario, cuyo objetivo principal es reducir el número de pozos que se perforan, además de optimizar la producción de las reservas.

Reentradas o "Reentries": son pozos perforados desde pozos ya existentes, pudiéndose perforar un nuevo agujero utilizando parte de un pozo perforado previamente. Esta nueva sección puede ser re-perforada con una sección vertical o direccional.

II.5.3 Criterios para el Diseño de un Pozo Horizontal

Las consideraciones que deben tomarse para el diseño de un pozo horizontal son las siguientes:

- Capacidad del equipo de perforación
- Diseño de la Sarta o BHA
- Trayectoria
- Hidráulica, limpieza de agujero
- Torque y Arrastre; capacidad de torsión y tensión de la sarta
- Consideraciones de tortuosidad
- Reología y control de sólidos
- Utilización de LWD

Los yacimientos candidatos para ser desarrollados con la perforación de pozos horizontales deben cumplir con las siguientes características:

- Espesores mayores a 15 pies.
- Reservas remanentes mayores a 500 Mbbl, dependiendo de las características del yacimiento.
- Profundidad cercana a los 10.000 pies o menos.
- Buena caracterización del yacimiento.
- Mecanismos de producción del yacimiento definidos.
- Información de núcleos.

II.5.4 Ventajas y Desventajas de los Pozos Horizontales

Las ventajas más sobresalientes de los pozos horizontales:

- Permiten incrementar la productividad del yacimiento y mejorar el recobro final del mismo, principalmente en áreas de aceites medianos, pesados y extrapesados.
- Aumento del área de drene del pozo o del área expuesta al flujo.
- Incremento en la eficiencia de barrido del pozo. Un espesor mínimo de 15 pies garantiza una buena eficiencia de barrido y un buen factor de recuperación.
- Retarda la conificación de agua y/o gas debido a que es posible obtener más producción con una menor caída de presión. Esto debido a que, a diferencia de los pozos verticales, la mayor caída de presión ocurre en las cercanías del pozo; mientras que en pozos horizontales, ésta caída de presión es pequeña y aproximadamente uniforme a lo largo del yacimiento.
- Mejora en las expectativas de explotar yacimientos con bajos porcentajes de recobro de hidrocarburos.

Las desventajas de los pozos horizontales son las siguientes:

- Barreras de la permeabilidad vertical restringen la eficiencia de barrido en esa dirección.
- Elevados costos de perforación, ya que se requiere mayor tiempo de equipo que en pozos verticales.
- Las opciones de terminación son limitadas en situaciones en las que se desee controlar problemas originados por elevados cortes de agua y/o relaciones de gas-aceite.
- Dificultad para la toma de núcleos.
- La corrida de registros para corregir el rumbo de la perforación presenta dificultad.
- Únicamente una parte de la longitud total, permite producir o inyectar (longitud efectiva del pozos).

II.6 CONCEPTOS DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE POZOS MULTILATERALES.

II.6.1 Definición de perforación de pozos multilaterales.

La perforación multilateral es el proceso de perforación múltiple de varios pozos con el fin de incrementar el área de drenaje del yacimiento (Véase Fig.2.10), es decir, perforar uno o varios ramales (laterales) en varias direcciones dentro de la sección horizontal, vertical o direccional y lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie.

En el caso de re entradas, éstas son las operaciones de perforación y terminación que se realizan por medio de reentradas side – tracks (apertura de ventanas en T.R's.) y desde el mismo agujero en pozos productores ya existentes, cuando se tienen varios horizontes sin ser explotados; el número de ramales varía de dos a ocho, dependiendo de las expectativas de producción y de la evaluación del yacimiento, teniendo como objetivo principal el incremento de la producción de reservas de hidrocarburos a un bajo costo.

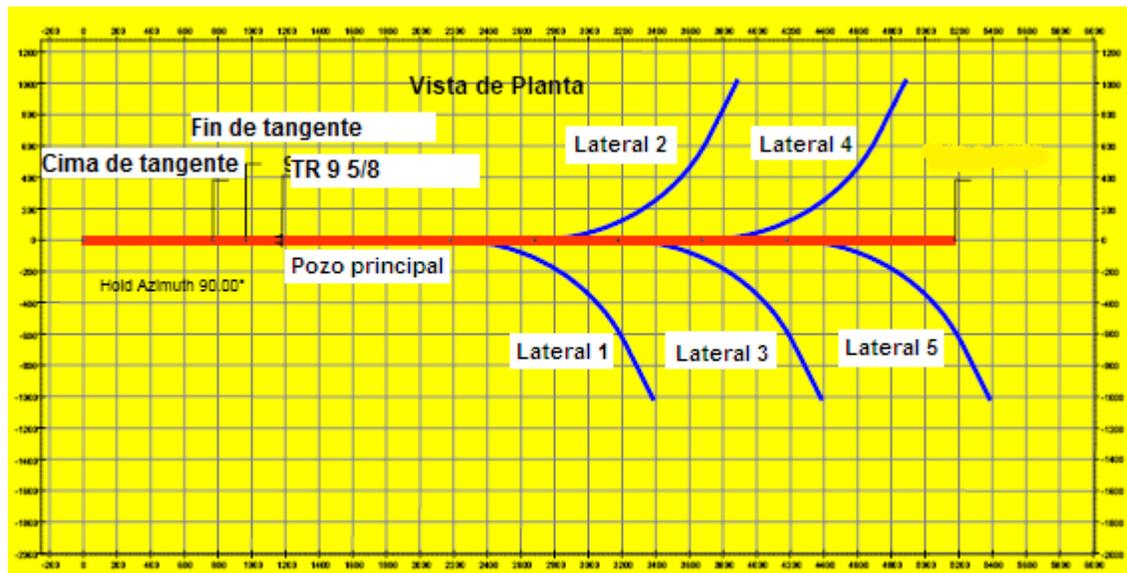


FIG. 2.10 DISEÑO ESPINA DE PESCADO (POZO MULTILATERAL)

II.6.2 Técnicas Especiales de Ramales

Las técnicas de perforación para perforar pozos horizontales y pozos laterales se clasifican en cuatro categorías (Véase Fig.2.11), dependiendo del radio de curvatura. El radio de curvatura es el radio requerido para cambiar la dirección vertical a la horizontal.

- radio de curvatura ultracorto.
- radio de curvatura corto.
- radio de curvatura medio.
- radio de curvatura largo.

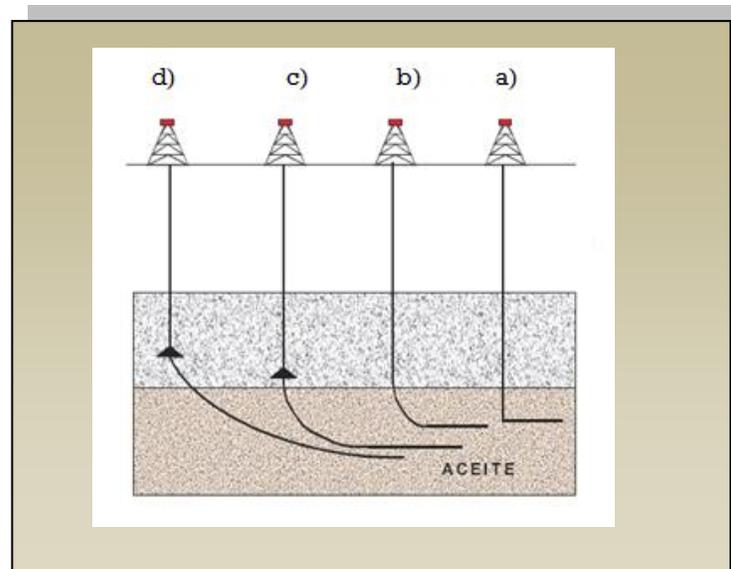


FIG.2.11 ILUSTRACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CURVATURA.

II.6.2.1 Pozos de Radio de Curvatura Ultra Corto

Son aquellos pozos horizontales que poseen un radio de curvatura de 1 y 2 pies (0.3048 y 0.6096 m), con grados de desviación entre 45° y 60° grados por pie y un desplazamiento horizontal de 100 pies (30.48 m). Esta técnica permite perforar pozos horizontales a diferentes niveles desde un mismo pozo vertical, facilitando de esta forma el drenaje de yacimientos multicapas y formaciones poco consolidadas.

Esta técnica es muy apropiada en la aplicación de inyección de agua en formaciones blandas, no consolidadas y depresionadas. La aplicación más común de la perforación radial dentro del yacimiento se usa para reducir la despresurización del yacimiento por segregación gravitacional o para la inyección de vapores u otros fluidos, dentro del yacimiento que tiene recuperación de energía no natural.

II.6.2.2 Pozos de Radio de Curvatura Corto

Estos pozos tienen un radio de curvatura entre 20 y 45 pies (6.096 y 13.716 m), con un ángulo de desviación de 1° a 3° grados por pie y un desplazamiento horizontal de 100 a 500 pies (30.48 a 152.4 m). El diámetro del hoyo es una de las pocas variables que limitan la aplicación del sistema.

La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas geológicos por encima de la dirección del yacimiento o bien por razones económicas. De esta manera el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento.

Esta técnica también es conveniente para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad y por cambio de objetivo. Rigurosamente se usan herramientas articuladas en la sarta de perforación.

Una de las ventajas es que se tiene una curva corta; para yacimientos poco profundos, sin embargo dentro de sus desventajas se encuentra el hecho de que se trata de un agujero limitado por lo que se necesitan de múltiples viajes así como requerimiento de rotación.

Dentro de las herramientas utilizadas se encuentran las flexibles y las tuberías articuladas.

II.6.2.3 Pozos de Radio de Curvatura Medio

Este tipo de pozos tiene un radio de curvatura entre 100 y 1,000 pies (30.48 y 304.8 m), con un máximo de desviación de 20°/100 pies cuando se perfora en forma orientada, aunque el espacio entre el hoyo, la herramienta y la bajada del revestidor pueden cambiar estos límites. Debido a su reducida profundidad vertical, se requiere menos espacio de localizaciones para alcanzar un objetivo horizontal comparativamente con pozos de radio largo. Una curva de radio largo requiere 1,400 pies (426.72 m) de hoyo desviado.

Esta técnica es la más usada en pozos terrestres. La curvatura tiene la función de proteger la ubicación del agujero cuando se tienen formaciones con aflamamientos y estratos muy pronunciados. Con ello se logra que el pozo pueda perforarse y terminarse en el tiempo estimado.

Su aplicación principalmente es yacimientos fracturados, marinos y cuando se tiene problemas de conificación de agua y gas.

II.6.2.4 Pozos de Radio de Curvatura Largo.

El uso de este tipo de pozos es limitado para las perforaciones de desarrollo, por lo que uso es básicamente con fines de estudio y definición del yacimiento. El radio de curvatura oscila entre 1,000 y 3,000 pies (304.8 y 914.4 m), con un ángulo de desviación de 1° a 7° grados por cada 100 pies (30.48 m). La longitud del radio determina la profundidad a la cual se debe perforar para alcanzar la inclinación

deseada, sin embargo, sería necesario incrementar el diámetro del hoyo para asentar revestidores intermedios en la porción desviada del hoyo.

En este tipo de pozos se pueden utilizar los métodos de levantamiento artificial, pero considerando el riesgo operacional. Si se colocan en la sección superior del pozo se puede arriesgar la producción si no se tiene una presión de formación mínima para levantar la columna de fluido por encima del equipo de levantamiento.

Ésta técnica es la más común y aplicable en pozos costa afuera. Es conocida como *largo alcance* o *alcance extendido*.

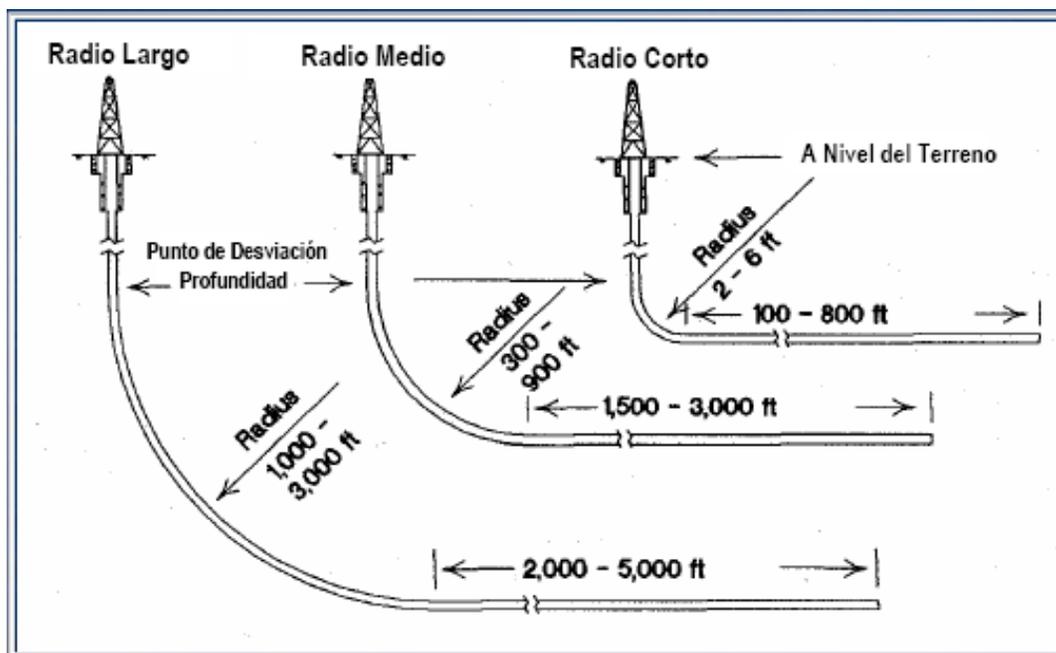


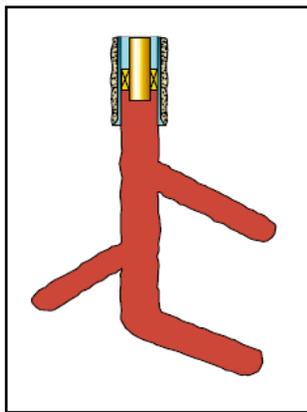
FIG.2.12 ILUSTRACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CURVATURA II

II.6.3 Clasificación TAML.

A nivel mundial existe una clasificación de pozos multilaterales realizada por la asociación de compañías de perforación que laboran principalmente en los campos petroleros de Mar del Norte.

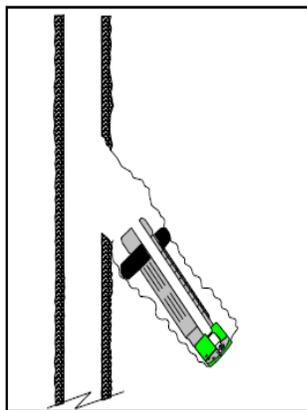
Dicho organismo conocido como Technical Advancement of Multilaterals (TAML) por sus iniciales en Inglés, considera principalmente el riesgo operativo que existe en la construcción de un pozo multilateral para evaluar el nivel asignado.

Una vez efectuada la revisión de todas las configuraciones posibles, se culminó con una reglamentación oficial, contenida en el documento: " Matriz de complejidad TAML", la cual describe las características más importantes de los 6 niveles de clasificación resultantes.



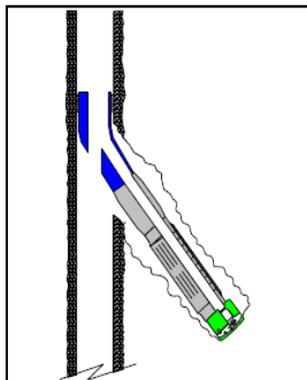
NIVEL-1

Pozo principal y lateral en agujero descubierto.



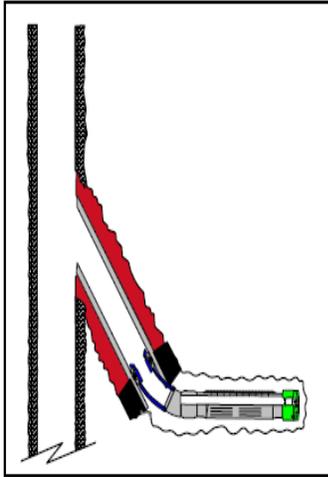
NIVEL-2

Pozo principal revestido y cementado; pozo lateral en agujero descubierto.



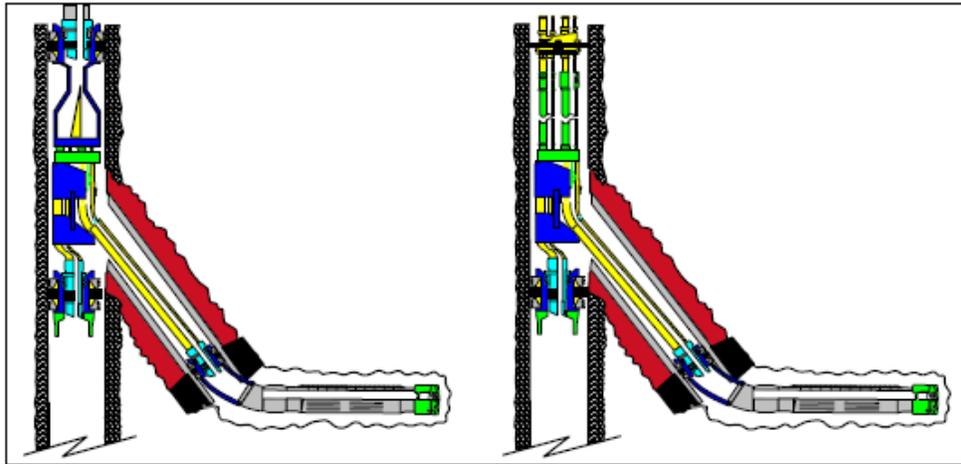
NIVEL-3

Pozo principal revestido y cementado; pozo lateral revestido con TR corta anclado sin cementar.



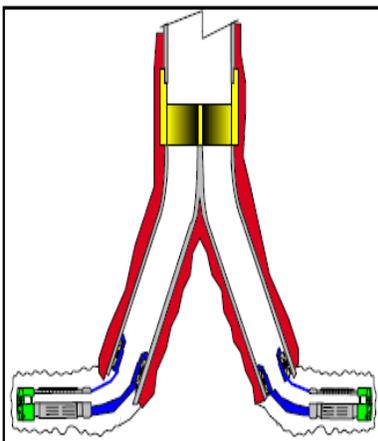
NIVEL-4

Pozos principal y lateral revestidos y cementados; unión sellada.



NIVEL-5

Pozos principal y lateral revestidos y cementados, integridad mecánica de la unión lograda con operaciones de terminación.



NIVEL-6 Pozos principal y lateral revestidos y cementados, integridad lograda con accesorios.

La matriz de complejidad TAML considera principalmente los siguientes eventos operativos para asignar el nivel de construcción del pozo:

- El grado de complejidad operativa para realizar la unión ó ensamble entre el pozo principal y el pozo lateral.
- La funcionalidad del pozo para operaciones de terminación y posteriores accesos a cada lateral para actividades de mantenimiento.
- La confiabilidad alcanzada en el manejo seguro de la presión y volumen de producción.

En forma general puede establecerse que la clasificación TAML básicamente diferencia 2 principales categorías de pozos multilaterales:

- a) Los que no requieren control de presión entre el pozo principal y el lateral.
- b) Los que requieren integridad de presión en la unión para cumplir con requerimientos de terminación y producción.

Por lo tanto, los niveles del 1 al 4 quedan comprendidos en la primer categoría, ya que no ofrecen integridad de presión en la unión; de estos, los niveles 3 y 4 proveen de soporte mecánico en la unión.

No obstante, los niveles 5 y 6 pertenecen a la 2da categoría, ya que en este caso proporcionan plena integridad de presión en la unión de los laterales. Sin embargo, es de notarse que mientras en el nivel 5 se requiere de una compleja terminación de doble aparejo para obtenerla, en el nivel 6 esta se alcanza de una forma más simple mediante accesorios y novedosas herramientas.

II.6.4 Perfiles direccionales de Pozos Multilaterales

Según la geometría del yacimiento se pueden construir distintos perfiles de pozos multilaterales para lograr drenar los yacimientos de manera más eficiente, entre ellas tenemos:

- **Agujeros de diámetro reducido o “Slim Hole”:** son pozos que se perforan con propósitos de hacer el trabajo economizando recursos y obteniendo mas provecho, utilizando sarta de 7” o menos. La utilización de este método es muy efectiva en exploración y/o captura de información sobre los yacimientos.

Hasta la fecha no se ha encontrado una manera de clasificar al tipo de pozo multilateral ya que la forma y variedad esta solo limitada a la imaginación y a las características de nuestros yacimientos. Así podemos tener (Véase Fig.2.13):

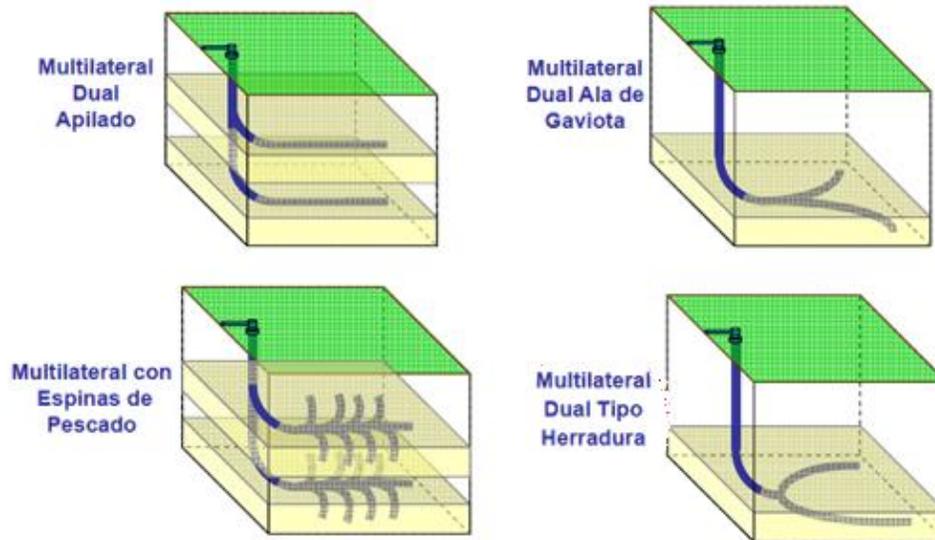


FIG.2.13 EJEMPLOS DE POZOS MULTILATERALES.

II.6.5 Criterios Para el Diseño de un Pozo Multilateral

Existen dos factores principales que justifican la perforación de pozos multilaterales:

Factores de la Construcción:

- Reducir en número de pozos
- Reducir la cantidad de **slots** en plataformas costa afuera
- Reducir el número de **macollas**
- Reducir la cantidad de instalaciones de superficie
- Se pueden utilizar pozos existentes sin necesidad de construir otro nuevo
- Reducir los costos de terminación
- Reducir la cantidad de tuberías intermedias

Factores de Desarrollo de Yacimientos:

- La exposición del yacimiento será incrementada tanto para estrategias de perforación e inyección
- Incremento de reservas
- Explotación mas eficiente de estructuras geológicas complejas
- Acceso a yacimientos múltiples desde un solo punto en superficie
- Exploración y evaluación de objetivos múltiples
- Valor agregado en términos de producción adicional

- Valor agregado en términos de producción acelerada

Es importante recalcar que un multilateral no son dos pozos, y que en teoría, se espera un incremento en la producción de un 30 - 60 %.

II.6.6 Yacimientos Candidatos para la perforación de Pozos Multilaterales.

Debido a que la perforación de los pozos multilaterales es un avance tecnológico de la perforación horizontal, en la cual el pozo mantiene una trayectoria aproximadamente paralela a la formación (con un alto ángulo), con lo cual se tendrá expuesta una mayor área de producción y por consiguiente una mayor recuperación; los yacimientos candidatos para la aplicación de la tecnología de pozos multilaterales son:

❖ Yacimientos irregulares.

Donde se encuentran formaciones productoras; este tipo de formaciones son muy difíciles de localizar con precisión con mediciones sísmicas. Una vez que han sido localizadas estas formaciones, pueden ser fácilmente alcanzadas por pozos multilaterales.

❖ Yacimientos con problemas de conificación de agua.

Cuando en las zonas productoras existe agua y particularmente cuando la viscosidad del aceite es significativamente más alta que la del agua, si se perfora un pozo vertical se tendrán problemas de conificación, ya que se produce agua y aceite, y con el transcurso del tiempo, aumenta la producción de agua. Si se perfora un pozo multilateral que atraviese únicamente la formación productora, se reducirá la conificación del agua.

❖ Yacimientos con problemas de conificación de gas.

Debido a que el gas tiene una menor viscosidad que el aceite, la conificación del gas es mucho más severa que la del agua. Si la conificación del gas no se puede controlar, el gas que se extrajo debe inyectarse nuevamente al yacimiento para evitar un depresionamiento prematuro en el yacimiento. Si se perfora un pozo multilateral, ayudaría a prevenir problemas de conificación del gas, asegurándose que los pozos sean terminados en las zonas productoras de aceite y alejados del gas, obteniendo con esto volúmenes de producción económicos sin excesivos gradientes de presión los cuales inducen a la conificación.

❖ Yacimiento fracturados verticalmente.

En yacimientos con fracturas verticales con zonas productoras orientadas en éste plano, un pozo vertical podría fallar en alcanzar alguna zona, pero con pozos multilaterales y perpendiculares a los planos de las zonas productoras aumenta la probabilidad de intersección y drenado para diferentes sistemas de fracturas y así obtener una mayor producción.

❖ Formaciones de baja permeabilidad.

En formaciones con baja permeabilidad, perforar un pozo multilateral a través de la zona productora produce excelentes resultados, si se perforan varios cientos de pies, el pozo se comportará como una fractura, incrementando la permeabilidad y mejorando la productividad.

❖ Yacimientos con poco espesor.

Donde se tienen zonas productoras con poco espesor (delgados) se puede abatir este problema realizando perforación doble lateral en forma de 'Y', con lo cual se tendrá una mayor área expuesta y mayor área de drene, incrementando la productividad del pozo.

❖ Zonas con cuerpos productores multicapas.

Si se tienen zonas productoras multicapas, con pozos multilaterales se pueden abarcar todas las capas productoras con lo que se tendrá una mayor productividad del pozo.

❖ Estructuras en forma de domo.

Cuando se tienen estructuras en forma de domo y si se cuenta 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.

Un pozo multilateral consiste de dos o más ramales perforados desde un pozo vertical común, ya sea como un pozo nuevo o uno de re-entrada, éstas re-entradas se hacen a través de la Tubería de Revestimiento principal, a las ranuras hechas a través de la Tubería de Revestimiento se les llama ventanas, para poder abrir estas ventanas se tiene que moler la Tubería de Revestimiento con un molino para comenzar la perforación de los laterales.

Existen varios procedimientos para abrir una ventana a partir de un pozo vertical, ya sea de un pozo nuevo o de uno existente, el más común es colocar un tapón de cemento en el punto de interés, bajar una cuchara desviadora, mediante un motor de fondo, este se acopla con un molino para cortar la Tubería de Revestimiento o abrir una ventana directamente a través de la formación sin revestir y así continuar con la perforación de la sección desviada del lateral. Cuando se utiliza la cuchara desviadora, el desvío de la perforación se realiza empleando técnicas y herramientas más sofisticadas, las cuales se pueden instalar en un solo viaje.

Esta técnica comienza con la perforación de laterales desde el pozo principal, donde se corre y se coloca una tubería corta lateral, después se sella esta tubería con una junta entre el lateral y el pozo principal.

Después los pozos son terminados para conseguir la conectividad, el aislamiento y el acceso en cada una de las juntas de los laterales, Aunque técnicamente no hay limitaciones en el número de laterales que pueden ser perforados desde un solo pozo principal existente, se recomienda perforar de dos a cinco laterales para limitar el factor de riesgo.

Cuando se decide perforar laterales a partir de un pozo antiguo, se debe de hacer un reconocimiento del estado en que se encuentra el pozo, es decir, hay que evaluar las condiciones en que se encuentra la Tubería de Revestimiento y la cementación, además, se deben correr registros para detectar fugas en la Tubería de Revestimiento, el estado que guardan los cabezales, para saber si se puede aplicar directamente la técnica de perforación multilateral, con todo esto se puede saber cuántos laterales se pueden perforar, además si algunos de éstos en el futuro podrán ser estimulados, fracturados o convertidos en inyectores, etc.

II.6.7 Ventajas y Desventajas de Pozos Multilaterales.

Ventajas.

- Reducir los costos de producción.
- Aumentar la recuperación de reservas por pozo.
- Incrementar la producción.
- Reducir problemas de conificación de agua y gas.
- Mejorar la arquitectura de drene del yacimiento.
- Conectar fracturas naturales.
- Comunicar zonas discontinuas.
- Incrementar la eficiencia del barrido vertical y areal.
- Reducir el impacto ambiental al disminuir el número de pozos.
- Reducir los costos de desarrollo de un campo.
- Permitir la recuperación de reservas marginales que no pueden ser económicamente desarrolladas en forma independiente.
- Mejorar el índice de productividad.
- Acelerar el proceso de drene de un yacimiento.

Desventajas.

La principal desventaja de un pozo multilateral es que aun no está concretada una evaluación del riesgo operativo implícito en las operaciones. Si bien, la etapa de perforación en lo que respecta a la apertura de ventanas y trayectorias direccionales está debidamente cubierta; en la etapa de terminación del pozo, aún existen detalles que considerar.

Así mismo, la condición más crítica de un pozo multilateral es cuando en la etapa de terminación se requiere del control de elevadas presiones de trabajo como las registradas en un fracturamiento hidráulico.

II.7 CONCEPTOS DE TERMINACIÓN DE POZOS

II.7.1 Definición de Terminación de Pozos

La terminación de un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie, mediante la perforación de la tubería de revestimiento (T.R.) de explotación, que es la que aísla a la zona productora.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. Para esto deben emplearse técnicas y equipos adecuados a las características del yacimiento, como son el tipo de formación, mecanismos de empuje, etc. En las actividades de planeación no solo deben considerarse los costos iniciales y la producción en la etapa fluyente de la vida del pozo, sino las condiciones del pozo a largo plazo, previniendo las futuras reparaciones y la instalación de sistemas artificiales.

Para que de un pozo petrolero se puedan extraer con eficiencia los hidrocarburos, se deberá construir una salida estable y duradera. Para esto se utiliza un revestimiento metálico, diseñado de acuerdo con los diversos esfuerzos que se presentan, como son la tensión, presión interior, colapso, compresión y torsión, y todo con el menor costo posible.

Una buena terminación, tiene su antecedente en la operación de cementación primaria de la tubería de revestimiento de explotación. Esta tubería permite aislar la formación productora, para evitar la invasión, proveniente de zonas vecinas, de fluidos no deseables (agua y/o gas) hacía el pozo, mismas que contaminan los hidrocarburos producidos y reducen su recuperación. En formaciones productoras con una zona inferior de agua o un casquete de gas, se presentará la entrada de esos fluidos debido al gradiente de presiones existentes entre el yacimiento y el pozo. Esto puede restringir la producción, ya que si se tiene entrada de agua se generará una contrapresión por efectos de columna hidrostática, o si se tiene entrada de gas, la energía del yacimiento disminuirá, de aquí la importancia de seleccionar adecuadamente el intervalo productor.

Un factor que afecta comúnmente a la producción es el *daño a la formación* (disminución de la permeabilidad) causado por el filtrado de lodo durante la perforación y más aún al disparar el intervalo productor. Lo anterior ha llevado a tomar en cuenta los efectos perjudiciales que pueden ocasionar los diversos fluidos de control sobre las formaciones por lo que es necesario seleccionar cuidadosamente los fluidos utilizados en la terminación de los pozos.

En el diseño del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente, durante las actividades de perforación, a partir de muestras de canal, núcleos, análisis PVT y los registros geofísicos de explotación.

II.7.1.1 Técnicas de Terminación

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

Es posible terminar los pozos horizontales y laterales en agujero descubierto, con tuberías cortas ranuradas, tuberías cortas con empacamientos de TR externos, y tuberías cortas cementadas y perforadas. La elección del método de terminación tiene una influencia significativa en el comportamiento del pozo.

Así pues dentro de los objetivos del tipo de terminación se encuentran:

- ❖ Prevenir el colapso del agujero.
- ❖ Eliminar la producción de arenas
- ❖ Aislar zonas productoras de agua y gas.
- ❖ Permitir tratamientos efectivos de estimulación, entre otros.

Como se ha mencionado anteriormente, la selección del método de terminación para un pozo horizontal requiere de ciertas consideraciones tales como la estabilidad del agujero, alternativas de TR's, capacidad y sistemas artificiales de producción, aislamiento de zonas de agua, gas y de fracturas naturales.

II.7.1.1.1 Agujero descubierto.

La terminación de un pozo en agujero descubierto es poco costosa pero está limitada al tipo de formación, adicionalmente, es difícil estimular estos pozos y controlar la inyección o producción.

En éste tipo de terminaciones la tubería de revestimiento es cementada en la cima de la zona productora. Así pues, la sección horizontal se deja en agujero descubierto.

Es aplicable en formaciones estables como carbonatos y zonas de calizas fracturadas. Así mismo, en formaciones altamente permeables y donde la conificación de agua y gas no se hagan presentes. Teóricamente el agujero descubierto no es una terminación práctica para arenas poco consolidadas y espesores delgados, debido a problemas de colapso.

La producción esperada en agujero descubierto es tres veces más alta que cualquier otra opción de terminación. Esto se debe a que se tiene una gran área abierta al flujo y menos restricciones de producción.

Para obtener altos gastos de producción en este tipo de terminaciones, es necesario asegurar una buena limpieza del agujero y el mínimo daño, durante las etapas de perforación y terminación misma del pozo.

La terminación en agujero descubierto, permite las pruebas de producción, las estimulaciones, tratamientos de taponamiento y colocación de apuntalantes, toma de registros y algunas otras operaciones; además de originar un daño mínimo. (Véase Fig.2.14)



II.7.1.1.2 Tubería Ranurada.

La terminación con tubería ranurada es económica y muy común en la terminación de pozos horizontales. La mayor ventaja de la tubería ranurada es la protección de agujero para evitar el colapso.

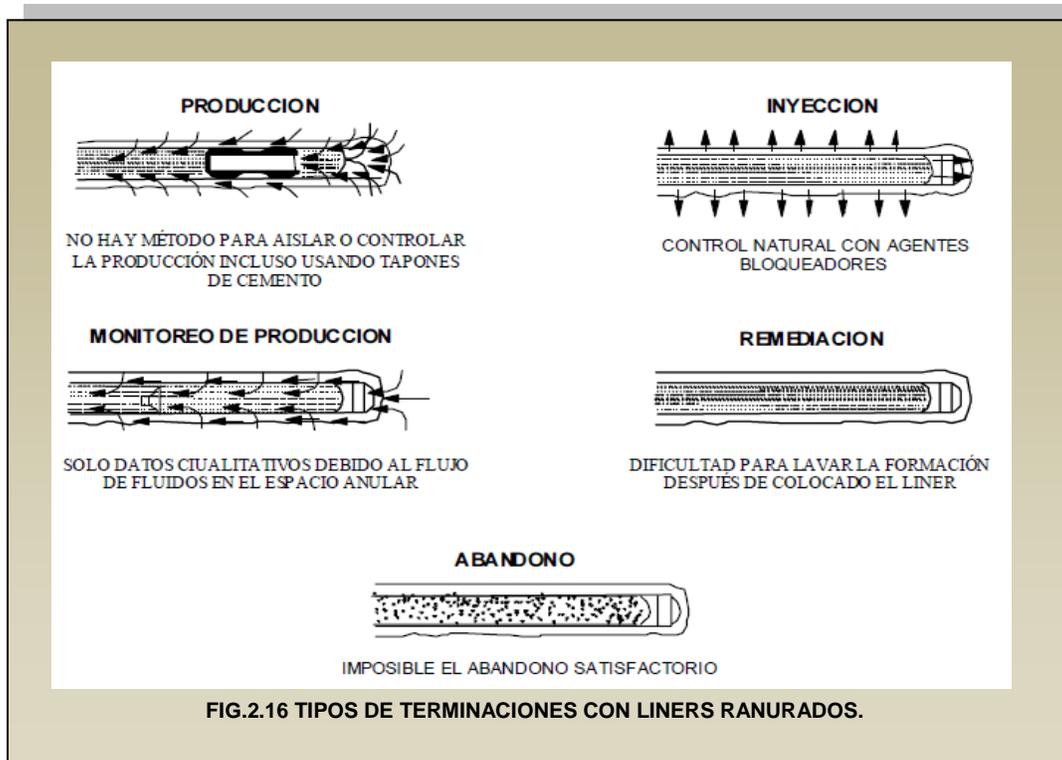
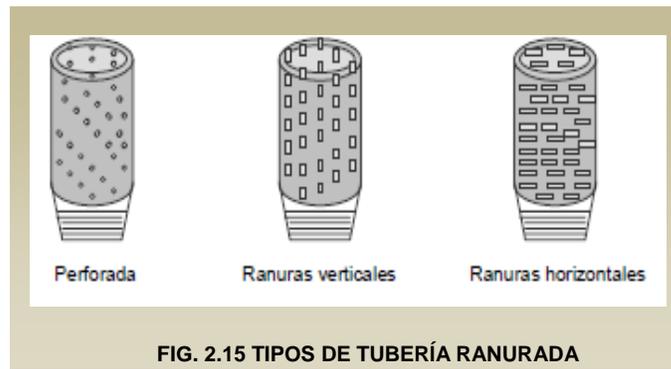
Esta favorece la estabilidad del agujero cuando se presentan cavidades en el frente que restringen severamente la producción. También mantiene la integridad del agujero cuando la presión de formación decrece con el tiempo de producción.

El diámetro de las perforaciones de la tubería va de 0.02 a 0.25 pulgadas. Este intervalo puede variar de acuerdo a la capacidad de la tubería para un buen control de arenamiento (menor de 0.02 pulg.). La tubería ranurada (Véase Fig.2.15) es susceptible al taponamiento cuando las partículas son de un diámetro muy pequeño. La Fig.2.16 muestra los tipos de terminación en agujero descubierto.

Este tipo de terminación se utiliza en los pozos horizontales de radio largo, medio y corto perforados en formaciones poco consolidadas.

Dentro de las desventajas encontramos:

- ❖ No provee aislamiento de zonas de interés.
- ❖ No controla la producción de arena.



II.7.1.1.3 Tubería Ranurada con empacador externo.

Este tipo de terminación (Véase Fig.2.17) es similar al de la tubería Ranurada, con excepción de que se corre con un empacador externo para conseguir aislar alguna zona que requiera de una acidificación o para separar algunos intervalos dañados.

Las aplicaciones para este tipo de terminación son:

- ❖ Aislamiento de zonas, ya sea de fracturas indeseables, cementación o producción en intervalos de interés.
- ❖ Estimulaciones selectivas en los intervalos productores.
- ❖ Aislar y cementar zonas por debajo de la tubería Ranurada.

En formaciones con alta permeabilidad o fracturadas, el aceite fluye directamente de la formación alrededor del empacador.

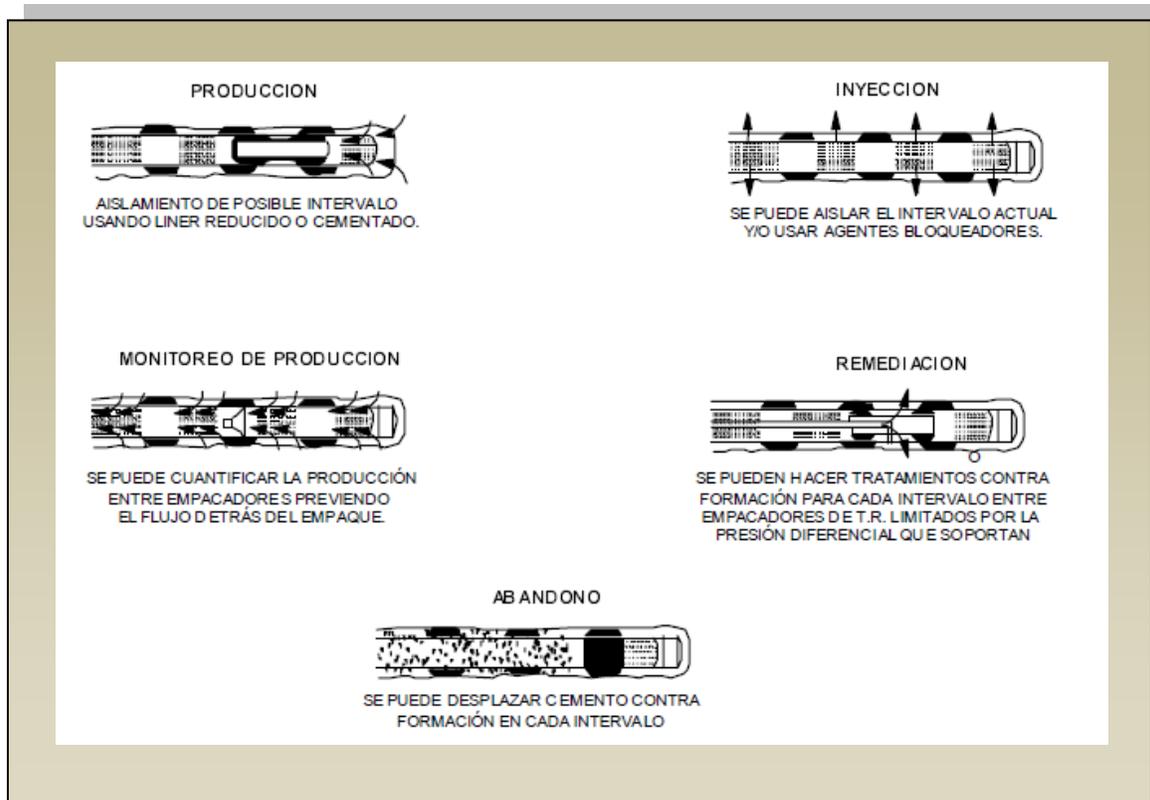


FIG.2.17 TIPOS DE TERMINACIONES EN LINERS RANURADOS CON EMPACADOR EXTERNO

II.7.1.1.4 Tubería de Revestimiento cementada.

Desde el punto de vista operativo, este tipo de terminación (Véase Fig.2.18) es muy costosa y complicada. Pero ofrece buena integridad. Prolonga la vida del pozo evitando el colapso del agujero. También facilita los trabajos de reparación, requerimientos de estimulación y limpieza, abandonos temporales y totales y la toma de registros de producción. La terminación con tubería cementada es aplicable a pozos exploratorios, pozos de alta presión y pozos con problemas de conificación. La mayor desventaja es la restricción de la producción, debido a su comunicación con el yacimiento.

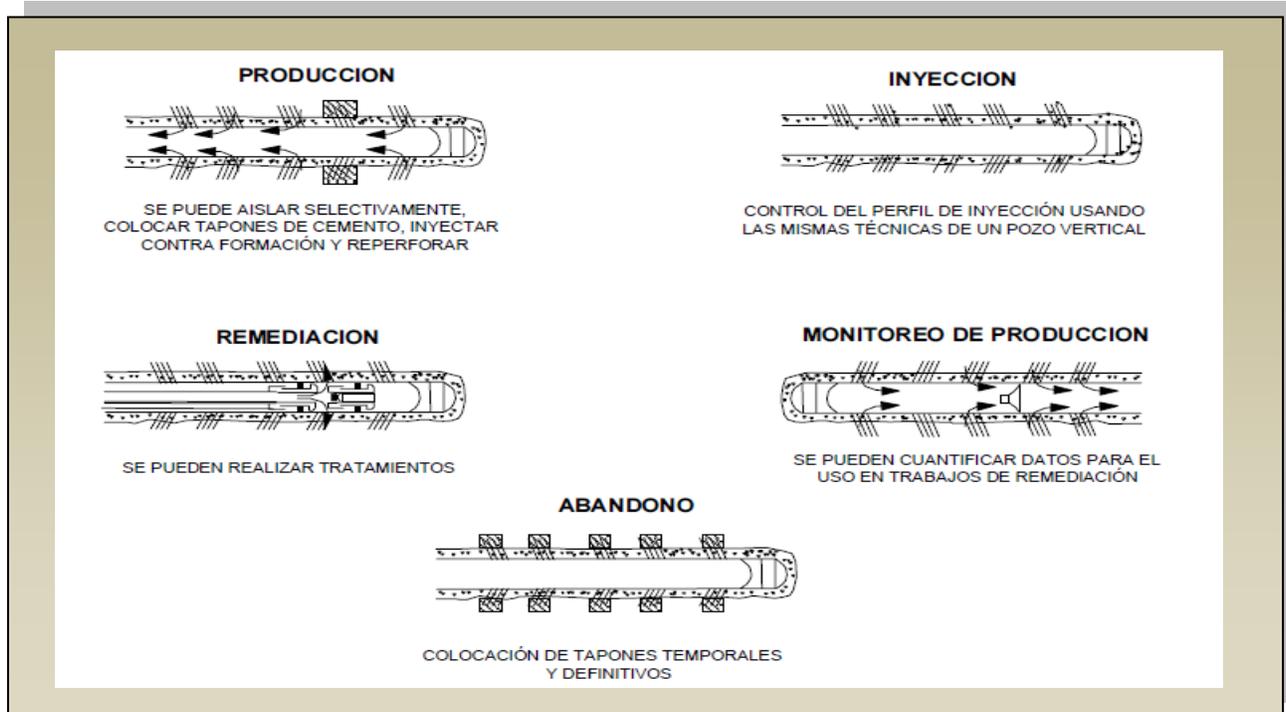


FIG.2.18 TERMINACIONES CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CEMENTADA.

II.7.1.1.5 Tubería pre- empacada y protegida.

Esta terminación es aplicable a yacimientos con formaciones poco consolidadas y con permeabilidades alrededor de 1 darcy. Se utiliza en yacimientos con gran producción de arena y es preferible a la tubería Ranurada. La técnica consiste en la colocación de una malla de 40 – 60 pre- empacada con grava y resina en la tubería para el control de la producción de arena. El diseño de la malla depende de las condiciones del yacimiento. No se recomienda en terminaciones donde es necesario aislar intervalos de gas y agua.

II.8 FRACTURAMIENTO EN POZOS HORIZONTALES Y MULTILATERALES

Un tratamiento de fracturamiento consiste esencialmente en el rompimiento de la formación productora, con un fluido inyectado a un gasto mayor que el que puede admitir matricialmente la roca, o con gastos menores cuando al fluido se le hace acompañar de materiales obstruyentes de los poros.

Cabe mencionar que el propósito de un tratamiento de fractura es facilitar la conducción de fluidos dentro de la formación.

Fracturamiento Hidráulico.

Consiste en la inyección continua de un fluido fracturante, el cual será utilizado para transmitir la presión hidráulica, permitiendo ampliar y extender la fractura. Cuando está por alcanzarse una amplitud tal que no impida el paso de partículas sólidas de tamaño establecido, se agregan éstas al fluido para que sean acarreadas hasta la abertura, de manera que formen un empaque, cuya finalidad es prevenir el cierre de la fractura generada y establecer un conducto altamente permeable al término de la operación. El sólido es conocido como agente apuntalante o sustentante,

Se usa un material sustentante, como: arena, cascara de nuez y cuentas de vidrio de alta resistencia y/o material similar, clasificados de acuerdo al tamaño, generalmente por el tamiz con su designación de malla.

II.8.1 Fracturamiento Hidráulico en Pozos Horizontales

En yacimientos de baja permeabilidad, los efectos combinados de las fracturas naturales e hidráulicas son en gran medida responsables de mejoramiento de la productividad de los pozos horizontales cuando se compara con la producción de pozos verticales. Las características de ambos tipos de fractura dictaminan el azimut preferencial en el que deberían perforarse los pozos altamente desviados y horizontales. Teóricamente en un pozo horizontal perforado en sentido paralelo a la dirección del esfuerzo horizontal máximo, las operaciones de estimulación hidráulica producen una sola fractura longitudinal a lo largo del pozo horizontal.

II.8.2 Fracturamiento en Pozos Multilaterales

II.8.2.1 Fracturamiento Selectivo con Tubería Flexible

Una reciente implementación de la Tubería Flexible (TF) es en el área de estimulación por fracturamiento, ya que es la única con la que se pueden aislar temporalmente las zonas de interés. Este proceso se realiza con el fin de estimular multi-zonas individualmente en pozos verticales y horizontales con un solo viaje hasta el sitio de interés, para mejorar los resultados de producción.

Con esta tecnología es posible estimular selectivamente cada uno de los intervalos de pozo, aislando los demás evitando que se contaminen con el producto mientras se estimula uno. Puede incrementar el flujo de las reservas, reduce el incremento de los costos de pre frac y acorta significativamente el ciclo de tiempo comparado con los tratamientos convencionales multi-etapa.

Para realizar las estimulaciones los productos que se ocupan son: ácidos, apuntalantes, nitrógeno, agua, aceite, diesel, CO₂, entre otros. Un exitoso tratamiento depende de la identificación de las causas de la deficiencia del pozo que será tratado.

SurguFrac* es una técnica para terminar pozos horizontales en yacimientos de baja permeabilidad. Esta técnica combina la tecnología del HydraJet* y las técnicas de fracturar para permitir la colocación de fracturas múltiples con una precisión quirúrgica en pozos horizontales sin bajar empacadores hacia el pozo. Al usar esta técnica el aumento de la producción es significativo.

La tecnología del SrgiFrac es el método acertado para resolver el problema del control de la colocación de la fractura en el agujero descubierto. El proceso se comporta satisfactoriamente para tratar formaciones carbonatadas con ácido o usar sistemas con agente apuntalante para alcanzar la conductividad deseada de la fractura.

Ventajas:

- Se utiliza en pozos terminados con agujero descubierto
- En pozos horizontales y verticales
- Se hace cuando el yacimiento está muy dañado
- Se utiliza ácido para romper la roca y hacer canales conductivos para que produzca

Desventajas:

- Se usa en formaciones muy consolidadas como la caliza

*Marcas Registradas por Halliburton.

CAPÍTULO III.
PRODUCTIVIDAD DE UN POZO
MULTILATERAL

III. 1 Introducción.

Los métodos de perforación y terminación multilateral han sido practicados desde mediados de 1940. La primera aplicación fue desarrollada para la explotación minera, donde múltiples agujeros fueron perforados desde un pozo principal.

III.2 Consideraciones de Diseño.

Cuando los pozos multilaterales están diseñados correctamente, pueden proporcionar altos índices de productividad (mayor a 0.5 bl/lb/pg^2) y aumentar la recuperación del yacimiento a costos relativamente bajos. Antes de decidir perforar un pozo, los ingenieros deben evaluar cuidadosamente el desempeño que se quiera del mismo, riesgos operativos y económicos, posibles escenarios de producción y lo más importante, el manejo del pozo y mantenimiento de los radios de drene individuales dentro del yacimiento. Con los avances en la tecnología de la tubería flexibles y radios-cortos, las ramas de los pozos multilaterales pueden ser perforadas con el mismo detalle de la perforación direccional.

Sin embargo, la selección de los candidatos adecuados con base en las unidades geológicas de flujo, su configuración, producción y terminación, resulta ser un punto crítico.

III.3 Selección del Candidato.

Hoy en día la selección del mejor sistema de pozos para un yacimiento es un reto. Para la ingeniería de yacimiento, el grado de comunicación entre las áreas de drene en cada una de las ramas individuales es probablemente; el tema más importante. Las tres categorías siguientes de drene son las más comunes y la combinación de las mismas también, es posible:

- ❖ Drene de una sola capa en la cual la permeabilidad anisotrópica del área, es crítica.
- ❖ Drene de muchas capas, que pueden o no comunicarse.
- ❖ Drene de varios compartimentos, los cuales pueden o no comunicarse.

La segunda opción favorece al agujero principal en perforación vertical, mientras que la primera y tercera opción favorece al agujero principal en una perforación horizontal, con la excepción de pozos multilaterales.

Otro aspecto muy importante, es el grado de administración que se requerirá en el pozo con lo cual se otorgará un mayor soporte en la terminaciones del mismo.

Así, las tres siguientes configuraciones son posibles:

- ❖ Producción de mezcla (aceite)
- ❖ Producción de mezcla por ramas individuales.
- ❖ Tubería individual de producción que impide el retorno a la superficie

Estas opciones de producción corresponden al tema de la administración del yacimiento, debido a la necesidad de control en el pozo; la cual aumenta cuando la comunicación de cada una de las porciones de drenaje en el yacimiento también lo hace. Por ejemplo, si la presión de poro y la de formación y/o las propiedades de los fluidos difieren en una extensa capa de la formación, un sistema de pozos que drena por diversas capas requerirá de la administración selectiva de capas o ramas a modo individual. (Véase Fig. 3.1)



FIG.3.1 POZOS MULTILATERALES ALCANZANDO UNIDADES GEOLÓGICAS DISCONTINUAS DE FLUJO.

Los laterales son posicionados con respecto a las descripciones del yacimiento, en el cual se incluye; la sísmica 3D, un análisis petrofísico, y el manejo en tiempo real del Intervalo productor o zona productora. El manejo en tiempo real de la zona productora involucra la disposición de herramientas y medidas que se proponen para mantener la trayectoria del pozo dentro de la zona objetivo.

Los yacimientos de capas delgadas son buenos candidatos para pozos horizontales. Las formaciones laminadas, consisten de varias capas delgadas separadas por estratos impermeables y se pueden explotar como se muestra en la Fig. 3.2.

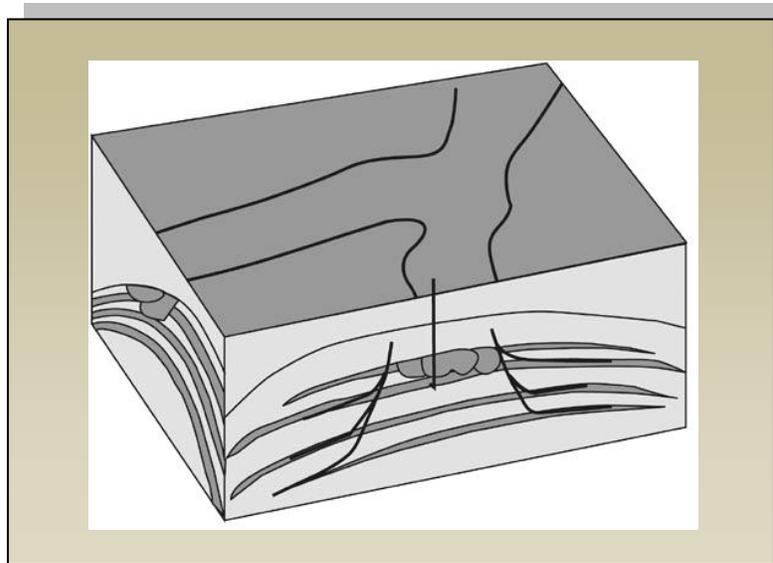


FIG. 3.2 YACIMIENTO DE CAPAS –DELGADAS CON POZOS MULTILATERALES.

La inyección de agua con la tradicional configuración de un pozo inyector/productor puede dar lugar a dos problemas: (1) barrido ineficiente en una capa o yacimiento específico y (2) rompimiento de agua.

La Fig. 3.3 muestra un ejemplo de solución del barrido ineficiente en capas específicas; esta solución se utiliza en algunos yacimientos del oeste de Texas por ejemplo.

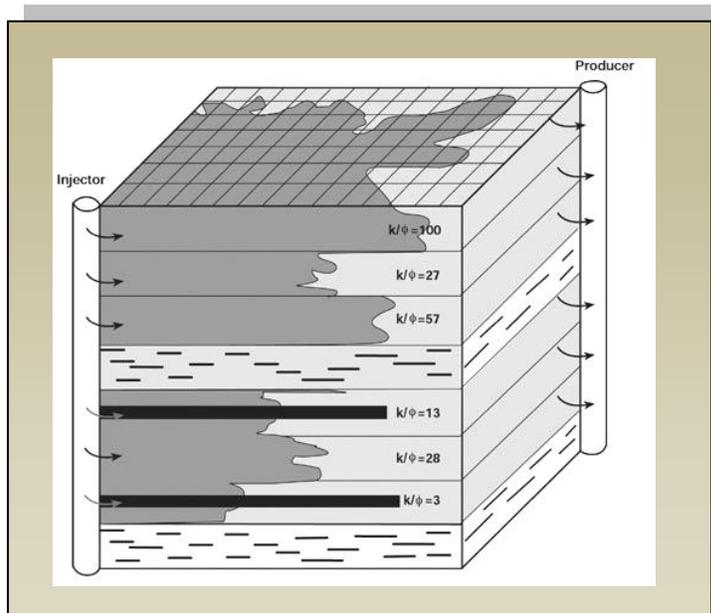


FIG.3.3 DESVIACIÓN HORIZONTAL PARA AUMENTAR LA EFICIENCIA DE BARRIDO DE CAPAS ESPECÍFICAS DURANTE LA INYECCIÓN DE AGUA.

Las perforaciones horizontales (laterales) de un pozo vertical inyector, aumenta la eficiencia de barrido en capas objetivo.

Los pozos inyectores de agua son posicionados donde el frente de agua se ve afectado por las fracturas naturales anisotrópicas. (Véase Fig.3.4)

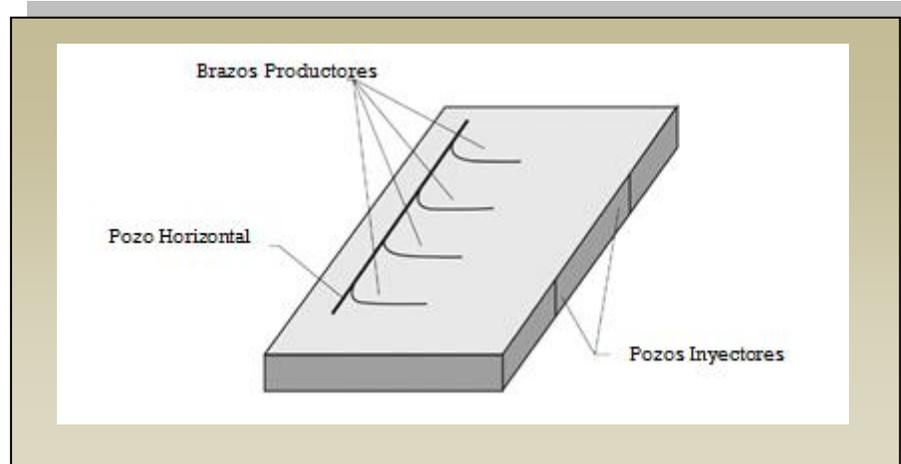


FIG.3.4 PRODUCCIÓN MULTIRAMAL E INYECTORES DE AGUA EN UN YACIMIENTO ANISOTRÓPICO BAJO LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE INYECCIÓN DE AGUA

Estos posicionamientos previenen un rompimiento rápido del agua. Los pozos multilaterales perforados desde un pozo principal horizontal se pueden utilizar como pozos productores. Las Fig. 3.5 y 3.6 demuestran como una descripción robusta del yacimiento puede influir en las configuraciones de un pozo.

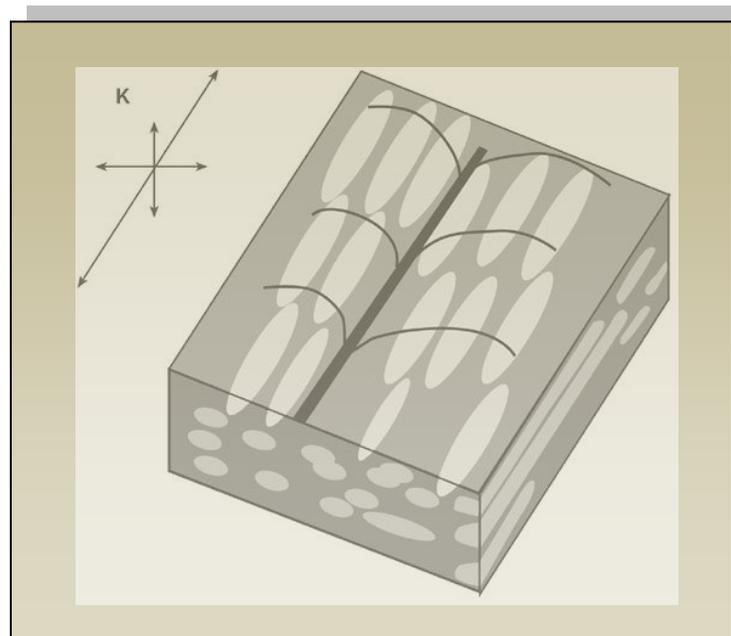


FIG.3.5 POZO MULTILATERAL, EXPLOTANDO VARIOS CANALES TRENZADOS CON UNA CAPACIDAD INDIVIDUAL LIMITADA.

La Fig. 3.5 muestra el uso de los pozos multilaterales que apuntan los canales trenzados, que son característicos de muchos depósitos en el mundo, especialmente en la costa norte de Sudamérica (Venezuela y Colombia).

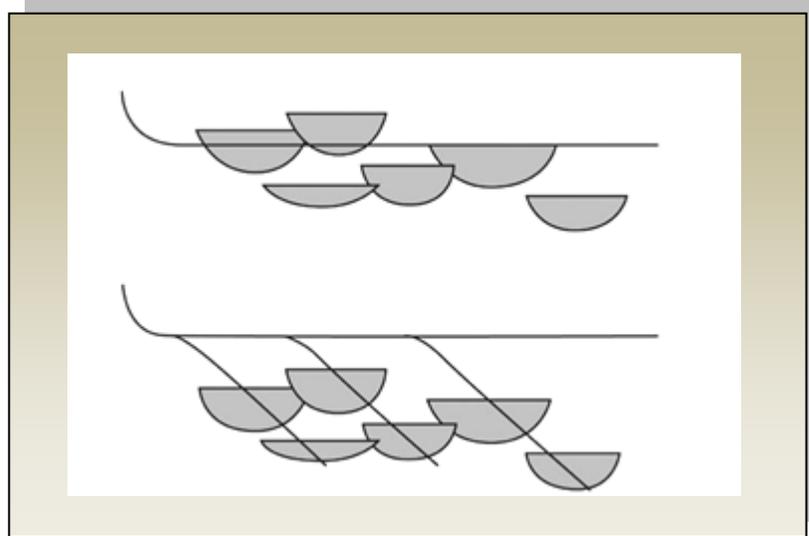


FIG. 3.6 PERFORACIÓN DE POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO (ARRIBA). PERFORACIÓN DIRIGIDA EN POZOS MULTILATERALES DESDE UN POZO HORIZONTAL, SIN ANTES NO HABER HECHO UNA APROPIADA CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACION (ABAJO).

En la parte superior del esquema en la Fig. 3.6 se muestra un pozo horizontal perforado con base en una descripción escasa del yacimiento, por lo tanto, varias unidades de flujo no son perforadas. En la parte inferior del diagrama, se muestra a los pozos multilaterales dirigidos exactamente a las unidades de flujo a partir de un pozo horizontal principal, éstos fueron diseñados a partir de una descripción más detallada de los yacimientos. Claramente la segunda configuración es más deseable.

Si las caídas de presión llegan a ser perjudiciales durante el flujo de fluidos en el pozo horizontal, se pueden perforar dos pozos laterales que sean opuestos (Véase Fig.3.7).

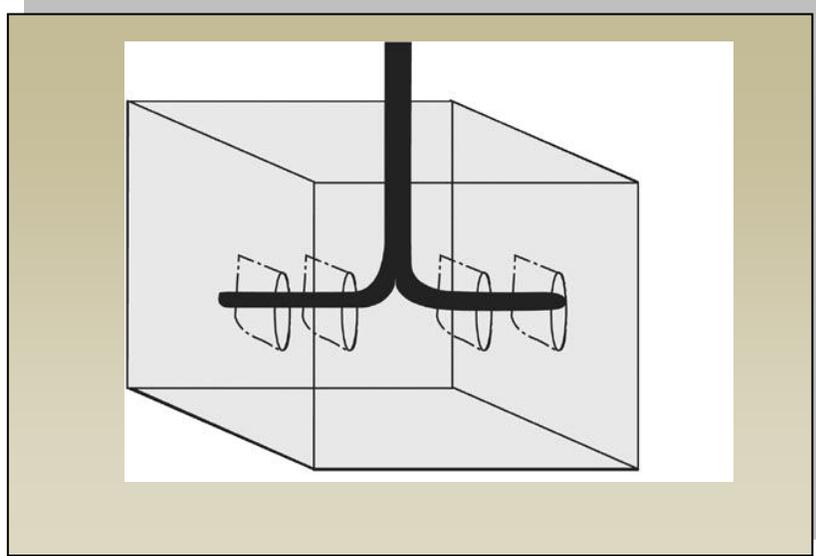


FIG.3.7 DOS LATERALES OPUESTOS

Se pueden construir multilaterales apilados en formaciones delgadas con crudos de baja movilidad como es el caso de los aceites pesados. (Véase Fig.3.8).

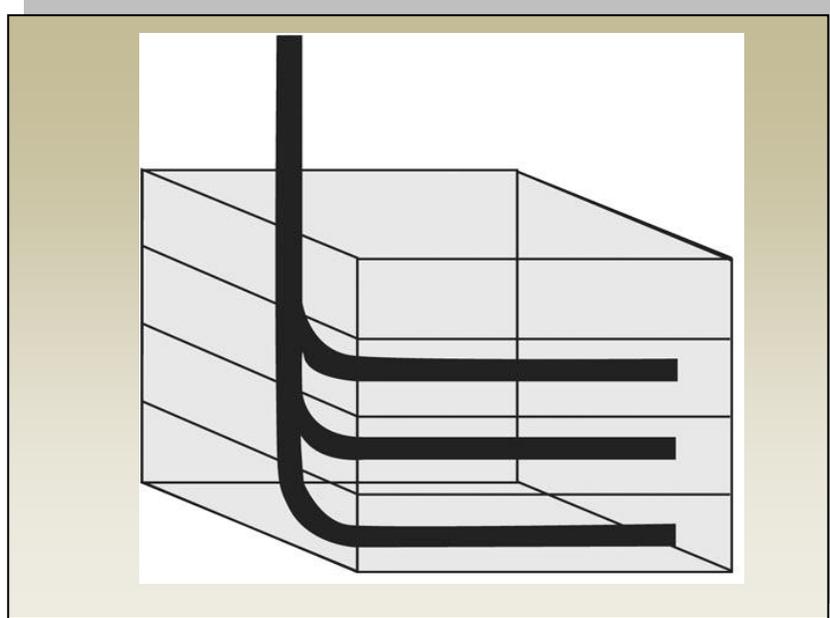


FIG.3.8 POZOS MULTILATERALES PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO.

Finalmente, una técnica innovadora sugerida por Ehlig Economides, et al. (1996), es perforar pozos verticales multilaterales desde un tronco horizontal y fracturar hidráulicamente sus ramas (Figura 3.9).

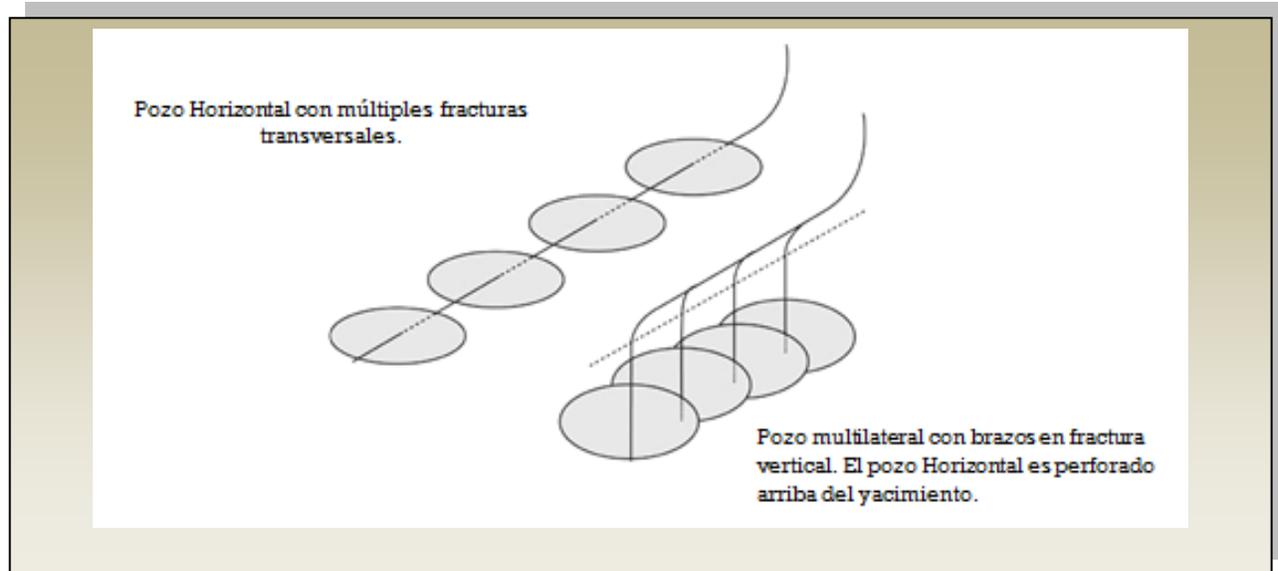


FIG.3.9 POZO HORIZONTAL CON MÚLTIPLES FRACTURAS TRANSVERSALES Y POZO MULTILATERAL CON BRAZOS EN FRACTURA VERTICAL

III.4 Producción desde pozos horizontales, multilaterales

Para la selección apropiada de la configuración de pozos, los ingenieros no solo deben tener una buena descripción del yacimiento, sino también deben predecir el desempeño de los mismos y las reservas a desarrollar; así como la optimización de todo el sistema (Economides et. al, 1994; Salas et. al., 1996).

Asimismo, se ha introducido un modelo de productividad y de inyección para multi-pozos y para pozos individuales, que permite la colocación arbitraria de los mismos pozos en formaciones anisotrópicas (Economides et. al, 1994). Este modelo flexible y generalizado, se puede utilizar para el estudio de varios panoramas admisibles; especialmente en el aspecto económico para la perforación de pozos horizontales y multilaterales.

III.5 Factor de Daño.

La idea de un factor de daño, fue introducido por primera vez en la industria petrolera por Van Everdingen y Hurst, quienes observaron que para un valor dado de tasa de flujo, la presión medida de fondo fluyente era menor que la calculada teóricamente, indicando la existencia de una caída de presión adicional. Así mismo esta repuesta de la presión, resultó ser independiente del tiempo; atribuyéndose a la existencia de una pequeña zona de permeabilidad reducida en la zona cercana al pozo.

Cuando se perfora un pozo, es necesario tener una presión diferencial positiva actuando desde el pozo a la formación para prevenir la entrada de fluidos hacia el mismo. Ocasionando que una fracción de fluidos de perforación y de partículas suspendidas en éste entren hacia la formación, taponando algunos espacios porosos alrededor del pozo, y dando como resultado una reducción de permeabilidad en zonas cercanas al pozo (Véase Fig. 3.10).

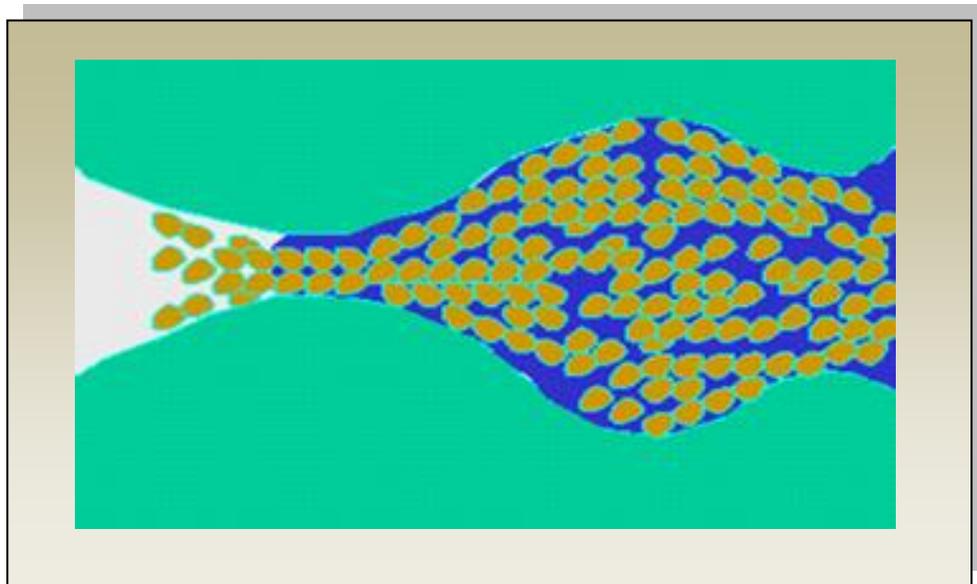


FIG.3.10. DAÑO DE FORMACIÓN POR INVASIÓN DE PARTÍCULAS.

El daño a la formación es causa de la reducción de la productividad en muchos yacimientos de aceite y gas. Dado que la mayoría de los pozos horizontales son terminados a agujero descubierto, el efecto de daño puede ser mucho más severo que el equivalente en pozos verticales.

Existe la hipótesis de que el daño alrededor de un pozo horizontal estaría distribuido uniformemente ya sea radial o axialmente, en donde se esperaría que el radio de daño cercano a la región del talón de la

horizontal sería mayor que su radio al pie del pozo, siendo esto debido al tiempo de exposición a fluidos durante procesos de perforación y terminación del pozo.

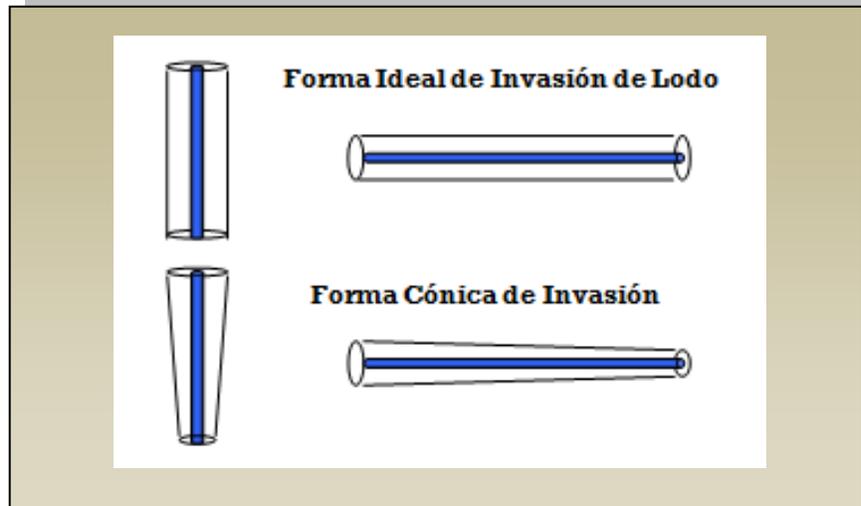


FIG. 3.11. FORMAS DE LA ZONA DE DAÑO PARA POZOS HORIZONTALES.

Los pozos horizontales son mucho más susceptibles a presentar daño que los pozos verticales debido a varias razones, entre las que podemos citar:

- ❖ Exposición sustancialmente mayor a los fluidos de perforación. En un pozo vertical el área de exposición se limita al espesor del yacimiento durante un tiempo que generalmente se puede medir en horas, mientras que en un pozo horizontal el área y el tiempo de exposición son mayores.
- ❖ La estimulación de pozos horizontales es extremadamente difícil y costosa. Si un efecto de daño ocurre en el pozo este es normalmente permanente.
- ❖ En pozos horizontales es extremadamente complicado, obtener elevadas caídas de presión en la sección horizontal del pozo, originado una mayor dificultad para lograr una buena limpieza de la invasión de fluidos y sólidos durante los procesos de perforación y terminación.
- ❖ La mayoría de los pozos horizontales no son perforados y entubados, y permanecen como terminaciones en agujero descubierto.

Este factor de daño a la formación puede ocurrir potencialmente en cualquier momento en que los fluidos que transportan sólidos (fluidos de perforación) entran en el yacimiento, o cuando los fluidos en equilibrio son desplazados a velocidades extremas. Así la mayoría de los procesos usados para perforar, terminar o para estimular los yacimientos tienen el potencial de causar daño a la formación. Los mecanismos por medio de los cuales se origina un daño a la formación pueden clasificarse en cuatro categorías principales:

I. Daño de Formación mecánicamente inducido.

❖ Migración de Finos.

La migración de finos se controla mediante varios factores tales como la mojabilidad del medio poroso (generalmente los finos tiende a migrar a través de la fase mojada de la roca). Este proceso se ilustra en la Fig. 3.12. Otros factores que controlan la migración de finos en la formación son: la distribución de tamaño de poro y tamaño de fino, la configuración del pozo y velocidad del fluido en el espacio intersticial.

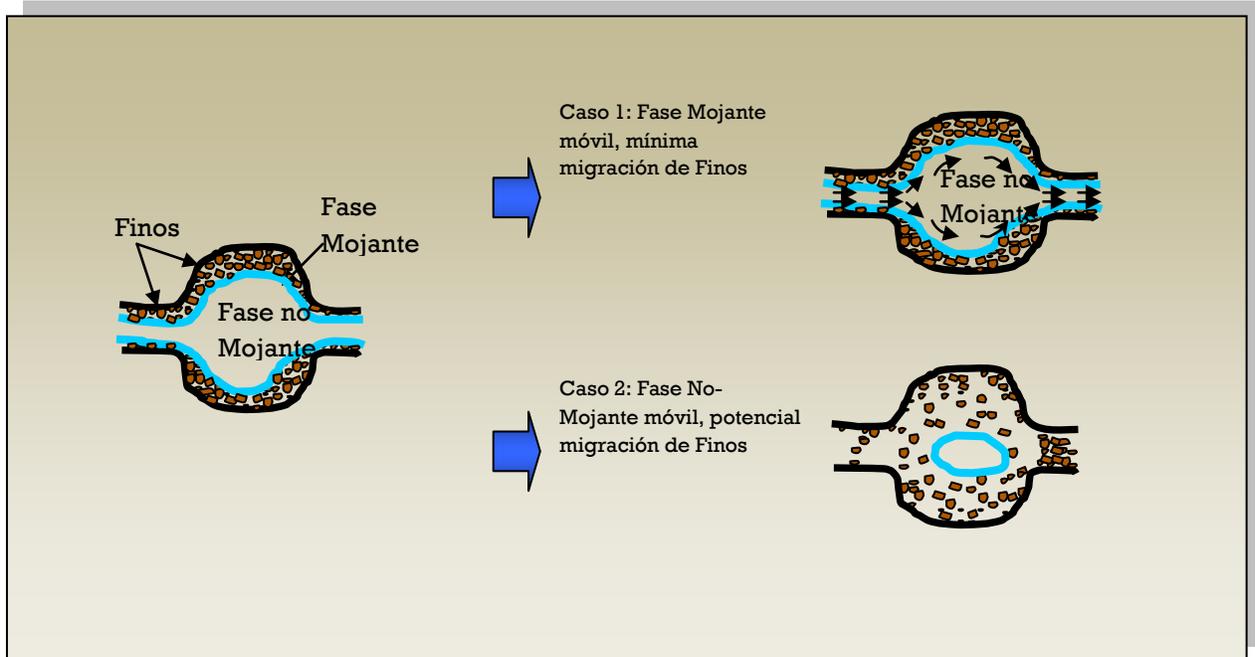


FIG. 3.12. MIGRACIÓN DE FINOS EN EL MEDIO POROSO.

En muchos yacimientos de aceites pesados y extrapesados las formaciones son de naturaleza clástica que contienen una alta concentración de partículas y finos particularmente movibles. Estas partículas pueden estar constituidas por arcillas tales como la Caolinita, fragmento de rocas detríticas, pyrobitumen u otro material potencialmente movable.

La producción de finos en yacimientos de aceites pesados y extrapesados pueden controlarse a partir de la reducción de la velocidad aparente; por la utilización de terminaciones en agujero descubierto y trabajos de fracturamiento efectivo. Para controlar la movilización de arcillas, estas pueden ser estabilizadas mediante tratamiento químico.

❖ Producción y control de arena.

Uno de los mayores problemas asociados a la explotación de aceites pesados y extrapesados es la dificultad de producir el petróleo de baja gravedad API y la producción de arena.

Una gran variedad de técnicas se han desarrollado para controlar o minimizar la producción de arena tales como el uso de empaque de grava en terminaciones en agujero descubierto, pre-empacado, etc.

❖ Invasión de sólidos.

En la Fig. 3.13 se ilustra un esquema del mecanismo de invasión de sólidos en una matriz homogénea, comúnmente asociada a más aplicaciones de aceites pesados.

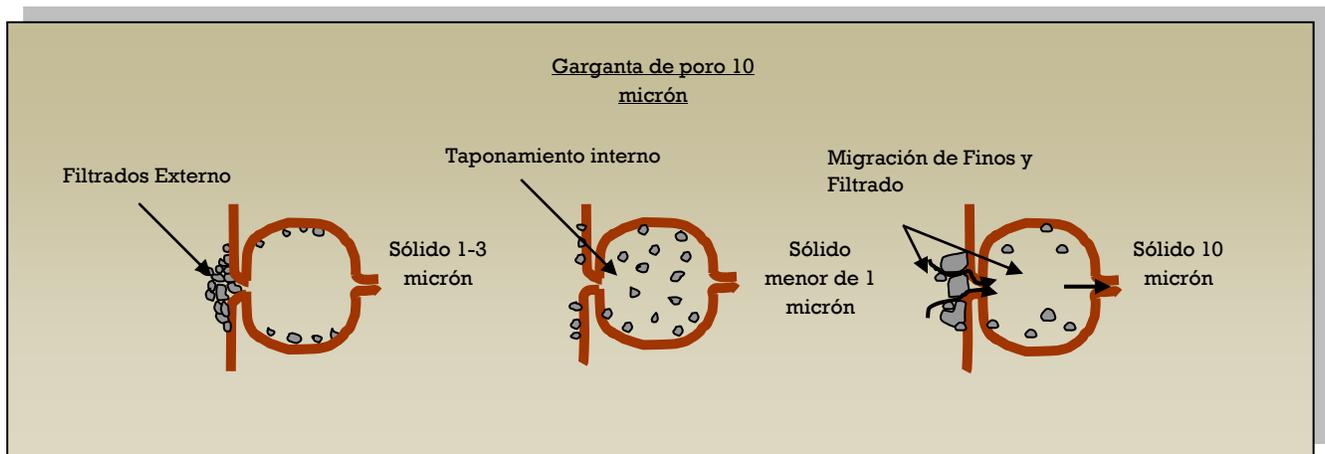


FIG. 3.13 INVASIÓN DE SÓLIDOS EN EL MEDIO POROSO.

La invasión de sólidos ocurre durante la perforación sobrebalance y en operaciones de terminación de pozos, debido al efecto de la presión hidrostática de los fluidos circulantes.

Provocado principalmente por los valores generalmente altos de permeabilidad de los horizontes. Los cuales producen crudos de baja gravedad API, esto es como resultado de una garganta de poro grande.

Estudios realizados muestran que en la mayoría de los yacimientos de aceites pesados y extrapesados con altas permeabilidades o que son perforados y terminados en condiciones de alto sobrebalance y una baja presión de formación, el valor del daño de formación por invasión de sólidos puede extenderse una distancia considerable dentro de la formación, tal como generalmente es el caso de los pozos horizontales, originando así barreras de permeabilidad que tienden a reducir significativamente la productividad.

❖ Efectos de Permeabilidad Relativa (trapping).

La retención y entrapamiento de agua o fase acuosa no es usualmente considerado como un problema permanente, en muchos yacimientos de aceites pesados y extrapesados exhiben altos valores de permeabilidad y porosidad; indicando una aparente baja de presión capilar y los valores de saturación de agua inicial es comparable a la saturación de agua irreducible.

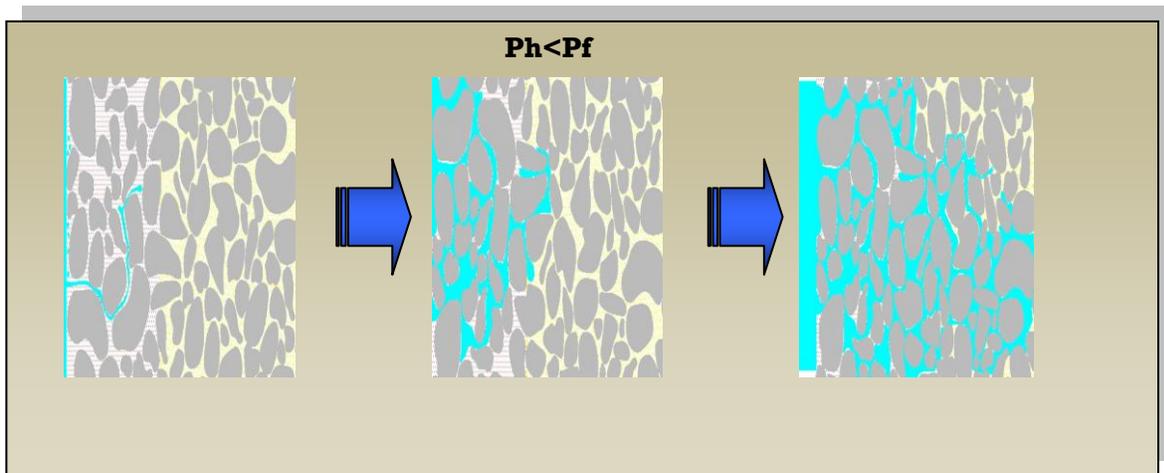


FIG.3.14 EFECTOS DE PERMEABILIDAD

En general, debido a la alta permeabilidad existente en muchos yacimientos de aceites pesados y extrapesados, estos pueden ser susceptibles a fenómenos como; una zona altamente saturada de la fase acuosa. Creando un efecto de permeabilidad relativa adverso, donde en la zona altamente saturada de agua se origina una reducción significativa en la permeabilidad relativa al aceite (Véase Fig. 3.14).

Este fenómeno generalmente (si no existe el efecto de otros mecanismos de daño presentes como la formación de emulsiones, migración de finos o reacciones de arcillas) puede ser reversible en cierto grado ya que la zona de alta saturación de fase acuosa puede reducirse al limpiarse gradualmente durante un período de tiempo dado, esto siempre y cuando se pueda cambiar la dirección del gradiente de presión dentro de la formación a una distancia mayor de la zona invadida y así producir el fluido atrás del área cercana al pozo.

Con lo expuesto anteriormente, se ocasiona una reducción en la productividad del pozo durante un periodo de tiempo y se tiene que pensar también en la reducción de la permeabilidad en yacimientos de aceites pesados y extrapesados, debido al establecimiento de barreras de permeabilidad en la cercanía del pozo, causando así una pequeña o mediana influencia en las tasas de producción de pozos. Un valor bajo de permeabilidad, es un factor el cual provoca que la formación y retención de una fase acuosa en la zona cercana al pozo, tenga un efecto de entrapamiento más duradero.

II. Químicos.

❖ Hinchamiento y defloculación de arcillas.

Es definido como la sustitución del agua en las arcillas hidratables, como la smectite. Es un tipo clásico de daño a la formación que en la mayoría de los casos, puede prevenirse.

Una discusión del mecanismo de hidratación y estructura de las arcillas hinchables fue presentada por Wang (1988). La expansión de arcillas por hidratación puede causar severas reducciones en la permeabilidad de la formación.

Una causa a veces poco comprendida en el daño de formación es, la defloculación.

La defloculación, se da cuando las fuerzas de repulsión entre dos partículas son mayores que las de atracción trayendo como consecuencia la dispersión.

La defloculación ocurre cuando el balance iónico que rodea electrostáticamente a las arcillas y a las partículas de la pared del poro entre sí, se rompe.

❖ Depositación de parafinas.

La depositación puede representar un problema en algunos yacimientos de aceites pesados, la cual es controlada principalmente por la reducción en la temperatura. En muchas situaciones, la depositación de parafinas tiende a ser más un problema de producción en el fondo del pozo que a condiciones de yacimiento la temperatura debería de ser suficientemente alta como para inhibir la depositación de parafinas.

❖ Precipitación de sólidos.

Los aceites pesados y extrapesados se caracterizan por contener una alta concentración de asfáltenos. Esto no necesariamente constituye un problema, si los asfáltenos son peptizados o están en suspensión o en solución con el petróleo.

Cuando los asfáltenos son desestabilizados en el aceite, se produce la floculación provocándose una reducción de la permeabilidad en el medio poroso, así como también problemas en los equipos de producción. Generalmente estos tienden a desestabilizarse por la reducción en la temperatura y de la presión, como también por el contacto con agentes precipitantes como ácido clorhídrico y una variedad de materiales orgánicos.

❖ Precipitación de escamas.

Los precipitados insolubles y escamas pueden ocurrir por incompatibilidad química entre los fluidos de formación y los fluidos inyectados. Estos precipitados pueden incluir sulfato de calcio y bario que pueden a menudo causar severos problemas de permeabilidad a largo plazo en pozos de producción e inyección.

❖ Alteración de la humectabilidad de la roca.

La inyección de varios aditivos químicos, polímeros, surfactantes lavadores, inhibidores, estabilizadores, etc... pueden ocasionar un cambio en la humectabilidad que puede alterar la permeabilidad.

❖ Estabilidad de emulsiones.

Es un problema asociado con algunas operaciones con crudos pesados, donde se produce agua y petróleo simultáneamente. Bennion discute la formación de emulsiones en sitio a elevadas temperaturas dentro del medio poroso. Existen dos tipos de emulsiones posibles entre el agua y el aceite dependiendo de qué elemento constituya la fase continua y la fase dispersa; emulsiones de agua en aceite y de aceite en agua.

La emulsión de agua en el aceite es generada por una serie de fenómenos y procesos que incluyen la existencia de turbulencia, arena y finos dispersos, parafinas, asfáltenos y resinas, sulfuros, una variedad de ácidos orgánicos y componentes hidrocarburos cíclicos y aromáticos.

El mayor problema asociado con la formación de una emulsión de agua en aceite la constituye la alta viscosidad que exhiben estos fluidos. La magnitud del incremento en la viscosidad puede llegar a ser hasta de un valor de cuatro veces mayor, en comparación con la viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento.

❖ Fluidos ácidos.

Ciertos ácidos pueden causar la precipitación química de elementos insolubles, provocando un efecto de bloqueo o entrapamiento en el medio poroso, favoreciendo la formación de emulsiones de altas viscosidades en la zona cercana al pozo.

III. Biológicos.

❖ Algunos pozos, particularmente los pozos de inyección de agua son susceptibles al daño causado por bacterias que se desarrollan en el ambiente cercano al agujero. Esto puede ser prevenido con el uso de bactericidas.

❖ Por otro lado, la inyección de bacterias en la formación; de manera particular las bacterias anaeróbicas, son utilizadas como un método de recuperación mejorada; ayudando a tapar los espacios de poro con ellas o con la precipitación que resulte de la actividad biológica de los organismos.

Cabe mencionar que el uso de inyección de bacterias es con el fin de reducir la permeabilidad básicamente en zonas ladronas.

Una bacteria anaeróbica se alimenta de H, puede vivir sin O y desprende CO₂. Su crecimiento es bastante rápido.

IV. Daño de formación inducido Térmicamente.

❖ Transformación de minerales.

Este tipo de daño ocurre casi exclusivamente en zonas donde se exceden los 200 °C, en proyectos de recuperación térmica, donde la transformación de minerales está presente.

Ocurre cuando arcillas relativamente inertes como la Caolinita se transforma en esmectita hinchable.

❖ Solubilidad y fenómenos de disolución.

Otro mecanismo potencial de daño a la formación inducido térmicamente, es la solubilidad tanto de carbonatos como de porciones de sílice en solución acuosa cuando la temperatura es elevada, Esto puede resultar en la disolución de porciones de la formación.

❖ Alteraciones de humectabilidad.

La humectabilidad del medio poroso está controlada por la adsorción física de los componentes polares en la superficie de la roca y ésta es depende de los cambios en la temperatura. Cuando la temperatura se hace mayor, la cantidad adsorbida disminuye por lo que muchos de los componentes con alta polaridad tienden a ser desadsorbidos de la superficie de la roca, ocasionando que la formación sea más y más humectada por agua.

Esto generalmente tiene una connotación favorable sobre la permeabilidad relativa al aceite, mientras que la permeabilidad relativa al agua se reduce, resultando benéfico en proyectos de inyección cíclica de vapor, donde la relación de movilidad se mejora trayendo consigo una mayor producción de petróleo en cada ciclo de producción.

III. 6 Permeabilidad Anisotrópica areal

Tradicionalmente, los ingenieros petroleros no han estado al tanto de la permeabilidad anisotrópica horizontal ya que cuando se conciben pozos verticales, la permeabilidad anisotrópica no es de mucha importancia, porque en el flujo cilíndrico, la permeabilidad promedio, K_h , está en plano horizontal y es fácil de calcular:

$$K_h = \sqrt{k_x k_y} \quad (1)$$

Muchos estudios han demostrado que permeabilidades anisotrópicas grandes, en el plano horizontal son comunes en muchos yacimientos (Warpinski, 1991; Deimbacher *et al.*, 1992). Las formaciones naturalmente fracturadas (los cuales son excelentes candidatas para pozos horizontales), generalmente muestran una permeabilidad anisotrópica horizontal. En este caso se tienen dos principales permeabilidades horizontales que pueden ser identificadas como K_{Hmax} y K_{Hmin} . La decisión de perforar un pozo horizontal se basa a menudo en el área de drene estimada, donde el parámetro más importante es la permeabilidad anisotrópica horizontal, particularmente en los casos de la orientación de fracturas. Warpinski (1991) y Buchsteiner (1993) señalan casos donde las relaciones de permeabilidad en el plano horizontal son del orden de 50:1, aunque las relaciones de 3:1 o 4:1 son más comunes.

La permeabilidad anisotrópica y la dirección del pozo pueden ser determinadas con mediciones de esfuerzos (stress) en un pozo vertical piloto antes de direccionar al pozo horizontal, o por experimentos con núcleos obtenidos del mismo pozo piloto. Las pruebas de pozos Horizontales o las pruebas de interferencia multipozos son las mejores técnicas de medición en la permeabilidad anisotrópica. Las pruebas de presión transitoria en un pozo son comúnmente usadas para mediciones de magnitud y dirección de permeabilidad, mientras que las pruebas de interferencia se utilizan en raras ocasiones.

Antes de que un pozo horizontal sea perforado, se debe perforar primero un pozo piloto vertical, seguido por una prueba en la sarta de perforación por una penetración parcial. Esta prueba se puede realizar de dos formas: 1) por perforación sólo parcial dentro de la zona productora o, 2) habiendo terminado la perforación de la zona productora y después empacando solamente una pequeña porción del intervalo.

Una segunda prueba conducida por la parte de la zona productora abierta al flujo debe proporcionar la permeabilidad horizontal, K_h . Las permeabilidades horizontales y verticales y el espesor del yacimiento pueden indicar la viabilidad de perforar un pozo horizontal en la formación probada. Si el pozo horizontal será perforado, el azimut apropiado del pozo debe entonces determinarse. (Beliveau, 1995).

Los esfuerzos de un yacimiento pueden ser descritos como tres esfuerzos principales, un esfuerzo vertical, un esfuerzo mínimo horizontal y un esfuerzo máximo horizontal.

Con las medidas de dichos esfuerzo se pueden identificar las direcciones del máximo y mínimo esfuerzo horizontal, usualmente coincidiendo con las direcciones del máximo y mínimo de permeabilidad horizontal.

Las fracturas perpendiculares a la dirección del esfuerzo máximo son compactas, mientras que las fracturas del esfuerzo mínimo son relativamente abiertas.

Las anchuras grandes de la grieta implican una permeabilidad más grande a lo largo de esas grietas.

Esta idea ilustra porqué los componentes de esfuerzos máximos coinciden normalmente con la permeabilidad máxima y los componentes de esfuerzos mínimos usualmente coinciden con las mínimas permeabilidades. Estas medidas de esfuerzos en un pozo vertical piloto son validas para el manejo apropiado de un pozo horizontal

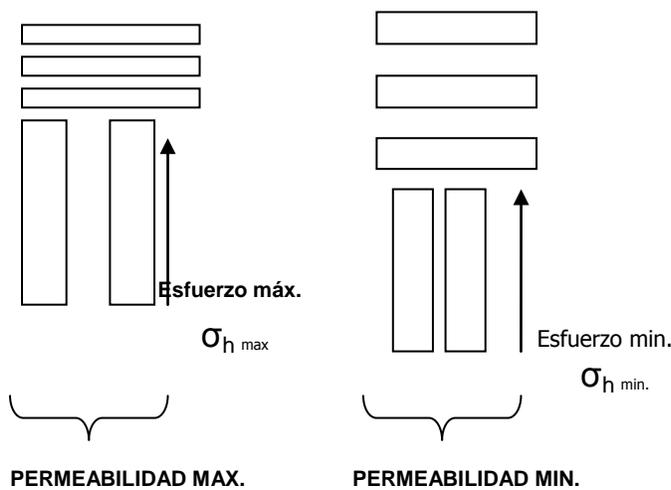


FIG.3.15 RELACIÓN CONCEPTUAL ENTRE LOS COMPONENTES DEL ESFUERZO Y DE LA PERMEABILIDAD.

III.7 Formas de Flujo.

En general los datos de producción en la forma de flujo y presión de flujo están disponibles en un yacimiento que produce gas y aceite. Además de pruebas de presión y otras propiedades de la formación como la permeabilidad, daño y área de drene. Una aproximación práctica es utilizar el índice de productividad (IP) para caracterizar el funcionamiento del pozo y comparar esto con pozos similares. El índice de productividad es denotado con la letra 'J' y se expresa matemáticamente para un pozo de aceite como:

$$J = \frac{q}{\Delta p} = \frac{q}{(p - p_w)}$$

(2)

En general, las unidades usadas son bbl/día/psi o m³/día/KPa.

El índice de productividad es considerado como una medida de la capacidad del pozo. En esta forma el IP representa un estado de flujo constante.

Durante la vida operacional, el pozo productor de hidrocarburos pasa a través de varias etapas. Estas etapas dependen principalmente de la caída de presión y de las condiciones de frontera ó límite. A continuación se describen cuatro escenarios de flujo, los cuales ocurren durante la vida operacional del pozo. Estos son:

- ❖ Flujo Inestable.
- ❖ Pseudo – estacionario.
- ❖ Estacionario.
- ❖ Transición.

❖ Estado Inestable (No estacionario).

Esta es la condición del pozo cuando los desequilibrios de presión causados por el flujo no han alcanzado ninguna de las fronteras del yacimiento. Esto también es conocido como actuación-infinita ó bien, estado transitorio.

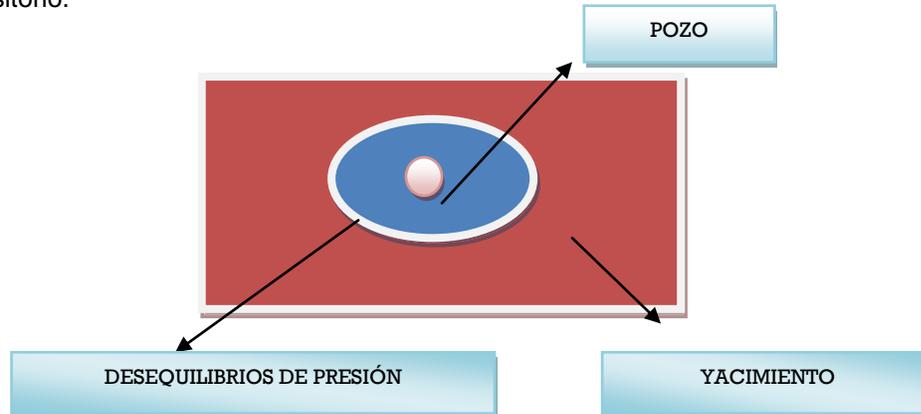


FIG.3.16 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL ESTADO INESTABLE(NO ESTACIONARIO).

Matemáticamente, el estado no estacionario es definido como:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = f(r, t) \quad (3)$$

❖ Estado Pseudo – Estacionario.

Esta es la condición del pozo en un yacimiento que se encuentra limitado y se da, cuando los desequilibrios de presión causados por el flujo han alcanzado todas las fronteras del yacimiento. Durante este régimen de flujo el yacimiento se comporta como un tanque. La presión en todas partes del yacimiento decrece a una medida o gasto constante.

Matemáticamente, el estado pseudo estacionario esta dado por:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \text{constant} \quad (4)$$

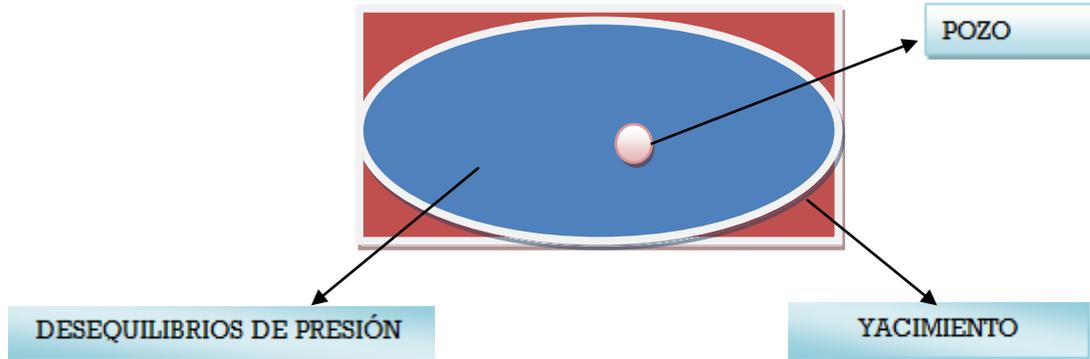


FIG.3.17 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL ESTADO PSEUDO-ESTACIONARIO

❖ Estado Estacionario.

Esta condición ocurre durante el último periodo de explotación y se da cuando una presión constante existe en la frontera del yacimiento.

La presión constante en la frontera del yacimiento se presenta cuando el yacimiento cuenta con la ayuda de un acuífero o por la expansión de capa de gas.

Matemáticamente, el estado estacionario se da como:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (5)$$

❖ Estado Tardío de Transición.

Este estado se encuentra entre el estado inestable o no estacionario y el pseudo - estacionario. Durante este régimen la distribución de presión alcanza algunos de las fronteras del yacimiento pero no todas.

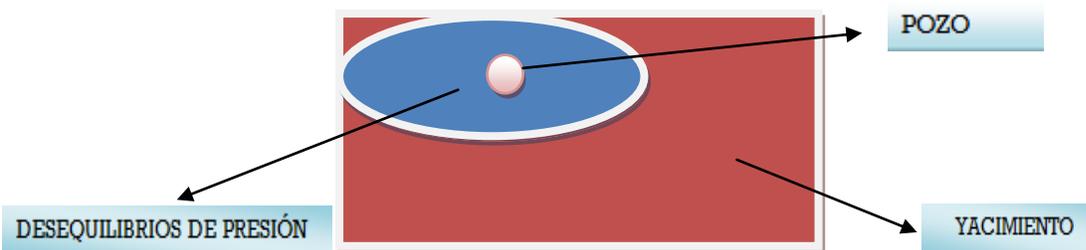


FIG.3.18 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL ESTADO TARDÍO DE TRANSICIÓN.

III. 8 Modelo de Productividad

Los investigadores han hecho varios intentos para poder describir y estimar la productividad en pozos horizontales y multilaterales. Basados sobre los tradicionales modelos de productividad en pozos verticales, así pues; el pozo análogo y la geometría del yacimiento han sido considerados para la búsqueda de modelos analíticos o semi-analíticos simples.

Una aproximación ampliamente utilizada para calcular el área de drene del pozo, es un modelo de paralelepípedo sin flujo o presión constante en la fronteras superior e inferior, y sin flujo o acción infinita en las fronteras laterales, con lo que se puede emplear la simulación numérica para incorporar heterogeneidades y otras complejidades del yacimiento; sin embargo, el uso de los modelos analíticos para el cálculo de los índices de productividad es atractivo.

A Continuación mostraremos una breve descripción de algunos modelos usados a través de los años así como la influencia de algunos para el desarrollo de otros.

Año	Autor	Descripción del Modelo
1964	<i>Borisov</i>	<i>Asume una presión constante en un drene elíptico en el cual las dimensiones dependen de la longitud del pozo</i>
1988	<i>Joshi</i>	<i>Utiliza la misma configuración de Borisov, sin embargo incluye la permeabilidad anisotrópica.</i>
1989	<i>Babu y Odeh</i>	<i>Usa una expresión para las caídas de presión. Consideran la línea fuente de Green en espacio y tiempo. Incluye expresiones de suma infinita y esto para un edo. Pseudo-estacionario.</i>
1991	<i>Economides</i>	<i>Es una extensión del modelo de Joshi y maneja coordenadas elípticas.</i>

Cabe mencionar que estos son algunos ejemplos de los modelos de productividad, puesto que así como los anteriores; existen varios de ellos.

Recordemos que los primeros modelos tuvieron su origen poco más de 1950 y por considerar solo hasta el año 2000 son 50 años de diferencia en los cuales el desarrollo e investigación han estado presentes.

Así pues, en el pasado el modelo de flujo más simple usado, era el modelo del flujo uniforme; en el cual el gasto del flujo por unidad de longitud del pozo es constante para cada sección del pozo.

Las soluciones para un flujo uniforme predicen la caída de presión del flujo esto, en general, varia a lo largo del pozo. Siendo más alto hacia el centro y decreciendo de manera considerable cerca del final del pozo. Para obtener la presión del fondo del pozo el planteamiento de Kuchuk (1988) promedia la presión a lo largo del pozo.

Por otro lado, Babu y Odeh (1989) registran la presión a un punto medio del pozo y otros modelos predicen un índice de productividad levemente más pequeño que el de Kuchuk (1988)

Ninguno de los modelos anteriores pueden representar adecuadamente las configuraciones de los múltiples pozos horizontales provenientes desde un mismo pozo vertical.

La solución de Economides (1994) obtiene presiones adimensionales para puntos fuente de unidad de longitud en una caja del yacimiento donde no hay flujo (Véase Fig, 3.20).

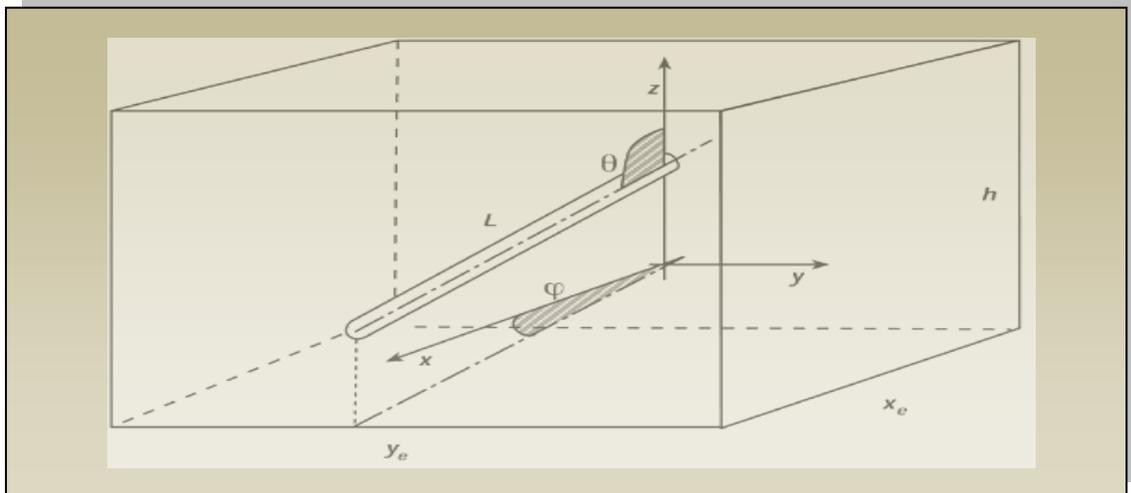


FIG.3.19 MODELO BÁSICO DE PARALELEPÍPEDO CON COORDENADAS APROPIADAS.(DESPUÉS BESSON 1990)

Usando una línea fuente con flujo uniforme, se integra la solución para los puntos fuentes a lo largo de cualquier trayectoria arbitraria del pozo. La conmutación cuidadosa de soluciones semi analíticas de flujo temprano y tardío permite cálculos muy exactos de la composición de presión sin dimensión de algunas configuraciones de pozos.

El índice de productividad J, es relacionado para presiones adimensionales bajo condiciones transitorias.

$$J = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{\bar{k}x_e}{887.22B\mu\left(p_D + \frac{x_e}{2\pi L} \sum s\right)} \quad (6)$$

Donde:

P: presión en el yacimiento (psia)

P_{wf} : Presión de Fondo Fluyendo (psia)

μ: viscosidad (cp)

B: factor de volumen de formación

P_D: presión calculada sin dimensiones.

K: el promedio de la permeabilidad en el yacimiento.

ΣS: suma de todos los factores de daño y pseudo-daño

L: longitud horizontal de pozo.

Las dimensiones calculadas están basadas sobre la longitud del yacimiento x;

La solución generalizada para las presiones adimensionales, P_D, comienzan con un comportamiento de tiempo transitorio temprano y finaliza con el estado pseudo estacionario si todos los límites de drene son detectados.

$$P_D = \frac{x_e C_H}{4\pi h} + \frac{x_e}{2\pi L} S_x \quad (7)$$

Donde Ch es un factor de "forma", características de pozo y configuraciones del yacimiento en el plano horizontal. Sh es el daño por los efectos verticales.

La expresión para los efectos de daño es:

$$s_x = \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right) + \frac{h}{6L} + s_e \quad (8)$$

Y Sh, describiendo los efectos de excentricidad en dirección vertical es:

$$s_e = \frac{h}{L} \left[\frac{2z_w}{h} - \frac{1}{2} \left(\frac{2z_w}{h} \right)^2 - \frac{1}{2} \right] - \ln \left[\sin \left(\frac{\pi z_w}{h} \right) \right] \quad (9)$$

El cual es insignificante si el pozo es posicionado en el centro del yacimiento de manera vertical.

III.8.1 MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE PRODUCTIVIDAD.

Existen diferentes métodos para la predicción del Índice de Productividad (IP) de ambos tipos de pozos (pozos horizontales y verticales). En este estudio los pozos multilaterales son considerados como pozos horizontales.

III.8.1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

III.8.1.1.1 ESTADO ESTACIONARIO.

Existen algunos métodos para predecir el índice de Productividad en pozos horizontales. Estos son:

- ❖ Método de Borlsov.
- ❖ Método de Giger – Reiss – Jourdan
- ❖ Método de Joshi.
- ❖ Método de Renard- Dupuy.

Método de Borisov.

Borisov propuso la siguiente expresión para producir el índice de productividad de un pozo horizontal en un yacimiento isotrópico, donde $K_v = K_h$

$$J_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{4r_{eh}}{L} \right) + \left(\frac{L}{h} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]} \quad (10)$$

Método de Giger- Reiss – Jourdan

Giger – Reiss – Jourdan propusieron la siguiente expresión para predecir el índice de productividad de un pozo horizontal en un yacimiento isotrópico. $K_v = K_h$

$$J_h = \frac{0.00708 L k_h}{\mu_o B_o \left[\left(\frac{L}{h} \right) \ln(X) + \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (11)$$

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{L}{2r_{eh}} \right)^2}}{L / (2r_{eh})} \quad (12)$$

Para yacimientos anisotrópicos, el propone la siguiente expresión:

$$J_h = \frac{0.00708 k_h}{\mu_o B_o \left[\left(\frac{1}{h} \right) \ln(X) + \left(\frac{B^2}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (13)$$

$$B = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (14)$$

Método de Joshi

Joshi propuso la siguiente expresión para estimar el índice de productividad de un pozo horizontal en un yacimiento isotrópico:

$$J_h = \frac{0.00708hk_h}{\mu_o B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) \right]} \quad (15)$$

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \quad (16)$$

Donde 'a' es la mitad del eje principal de la zona de drenaje elíptica y está dada por:

$$a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0.5} \quad (17)$$

Para yacimientos anisotrópicos, él propuso la siguiente relación con la permeabilidad vertical K_v .

$$J_h = \frac{0.00708hk_h}{\mu_o B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{B^2h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) \right]} \quad (18)$$

$$B = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (19)$$

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \quad (20)$$

Donde 'a' representa la mitad del eje principal de una zona de drenaje elíptica y está dada por:

$$a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0.5} \quad (21)$$

Método de Renard - Dupuy

Para un yacimiento isotrópico, Renard y Dupuy propusieron la siguiente expresión:

$$J_h = \frac{0.00708hk_h}{\mu_o B_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2a}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]} \quad (22)$$

Donde 'a' representa la mitad del eje principal de una zona de drene elíptica y está dada por:

$$a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0.5} \quad (23)$$

Para un yacimiento anisotropico, estos autores propusieron la siguiente relación:

$$J_h = \frac{0.00708hk_h}{\mu_o B_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2a}{L} \right) + \left(\frac{Bh}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w'} \right) \right]} \quad (24)$$

Donde

$$r_w' = \frac{(1+B)r_w}{2B}, \quad B = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (25)$$

Los parámetros que se utilizan en las ecuaciones antes mencionadas así como sus unidades se muestran a continuación:

h: espesor del yacimiento, [pie]

K_h: permeabilidad horizontal, [mD]

K_v: permeabilidad vertical, [mD]

μ_o: viscosidad del aceite, [cp]

B_o: factor de volumen de formación, [bbl@yacimiento/bbl@estándar]

r_{eh}: radio de drene del pozo horizontal, [pie]

L: longitud del pozo horizontal, [pie]

r_w: radio del pozo, [pie]

J: índice de productividad, [bpd/psi]

III.8.1.1.2 ESTADO PSEUDO - ESTACIONARIO

Hay diferentes métodos para predecir el IP de un estado pseudo – estacionario para pozos horizontales. A continuación se discutirán tres métodos:

- ❖ Método de Babu – Odeh
- ❖ Método Kuchuk
- ❖ Método de Economides.

Método de Babu – Odeh

Babu y Odeh presentaron la siguiente ecuación para condiciones de un estado pseudo – estacionario:

$$J_h = \frac{0.00708 L_y \sqrt{k_x k_y}}{\mu B \left[\ln\left(\frac{\sqrt{L_x h}}{r_w}\right) + \ln(C_h) - 0.75 + S_R + S_d \right]} \quad (26)$$

Donde

$$\ln(C_h) = 6.28 L_x / h \sqrt{k_z / k_x} \left[\frac{1}{3} - \frac{x_o}{L_x} + \left(\frac{x_o}{L_x}\right)^2 \right] - \ln(\sin 180^\circ z_o h) - 0.5 \ln\left[\left(\frac{L_x}{h}\right) \sqrt{k_z / k_x}\right] - 1.088 \quad (27)$$

Aquí x_o y z_o son las coordenadas que miden el centro del pozo en el plano vertical, L_x y L_y son dimensiones del área de drene, ortogonal y paralelo respectivamente al pozo horizontal. S_r y S_d son los factores de daño bajo diferentes condiciones.

Método de Kuchuk.

La ecuación de productividad sugerida por Kuchuk usa una solución aproximada de la conductividad infinita. Esto es expresada como:

$$J_h = \frac{k_h h / (70.6 \mu_o)}{F + (h / 0.5L) \sqrt{k_h / k_v} s_x} \quad (28)$$

Donde F es una función adimensional y depende de: $y_w/(2y_e)$, $x_w/(2x_e)$, $L/(4x_e)$ and (y_e/x_e)

El valor de S_x es calculado usando la siguiente ecuación.

$$s_x = \ln \left[\left(\frac{\pi r_w}{h} \right) \left(1 + \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \right) \sin \left(\frac{\pi z_w}{h} \right) \right] - \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \left(\frac{2h}{L} \right) \left[\frac{1}{3} - \left(\frac{z_w}{h} \right) + \left(\frac{z_w}{h} \right)^2 \right] \quad (29)$$

Método de Economides.

Economides sugirió la siguiente ecuación para calcular el IP.

$$J = \frac{q_o}{(p - p_{wf})} = \frac{\bar{k}x_e}{887.22B\mu(p_D + \frac{x_e}{2\pi L} \sum s)} \quad (30)$$

Donde,

$$p_D = \frac{x_e C_H}{4\pi h} + \frac{x_e}{2\pi L} S_x \quad (31)$$

Σs Es la suma de todos los factores de daño y pseudo daño.

El Efecto de daño S_x es:

$$s_x = \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) - \frac{h}{6L} + s_e \quad (32)$$

Donde

$$s_e = \frac{h}{L} \left[\frac{2z_w}{h} - \frac{1}{2} \left(\frac{2z_w}{h} \right)^2 - \frac{1}{2} \right] - \ln \left[\sin \left(\frac{\pi z_w}{h} \right) \right] \quad (33)$$

CAPÍTULO IV.
EVALUACIÓN DE CASOS DE CAMPO.

IV.1. INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN CAMPO PELICAN LAKE REGIÓN DE WABASCA, ALBERTA CANADÁ

El área Pelican Lake, a 300 Km del norte de Edmonton en la región de Wabasca en Alberta Canadá, cubre un área total de 280 Km².

IV.1.1 OBJETIVO DE LOS MULTILATERALES

El objetivo principal es la explotación de las reservas de aceite de la formación Wabiskaw "A", la cual es de poco espesor (de 4 a 6 m), somera (409 m de profundidad vertical verdadera TVD), de arena no consolidada con una porosidad del 26% y en promedio una permeabilidad horizontal de 3 Darcy. La viscosidad del aceite oscila entre 600 y 1000 cp a condiciones de yacimiento.

TABLA 1A. CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN			
Área [Km ²]	Espesor h [m]	Porosidad ϕ [%]	Permeabilidad K_h [Darcy]
280	4-6	26	3

En este campo se implantaron "pozos avanzados" (Véase Fig. 1A) se les nombra así por la complejidad de su geometría y arquitectura.

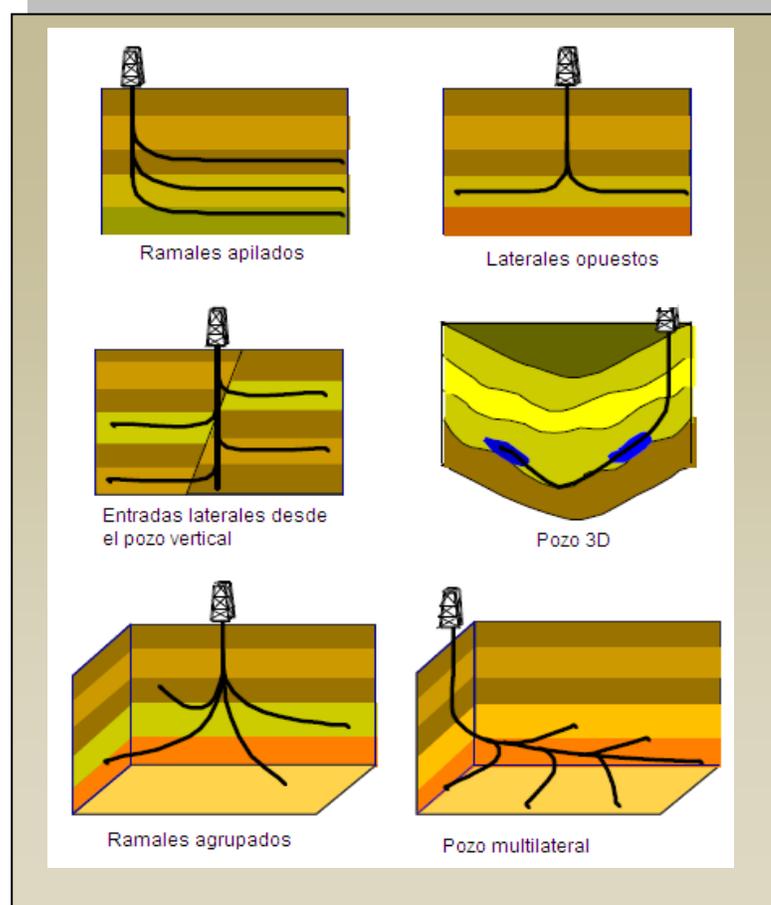


FIG. 1A DIFERENTES TIPOS DE “POZOS AVANZADOS”

Durante el período de 1988 a 1996 la compañía operadora CS Resource perforó 36 pozos horizontales en la formación Wabiskaw (Véase Fig. 2A) de los cuales 3 se terminaron como pozos multilaterales. Cada uno se perforó con secciones horizontales que van desde 448 m a 1560 m de longitud.

La Compañía CS Resource realizó exitosamente la perforación del primer multilateral en esta zona, utilizando el sistema Lateral Tie-Back (LTBS); esta herramienta permite que los brazos laterales sean terminados con un liner manteniendo la integridad de éste y de toda la zona.

El yacimiento fue exitosamente rentable; el último pozo multilateral tuvo una longitud de 5340 m con laterales de 1064, 1048, 1200 y 826 m respectivamente (las líneas puenteadas representan los multilaterales, Véase Fig, 2A).

Para este tipo de yacimiento que es producido con gas disuelto, la producción fue mayor y teniendo el espaciamiento adecuado entre cada pozo no se afectó el área de drene (Véase Fig, 3A).

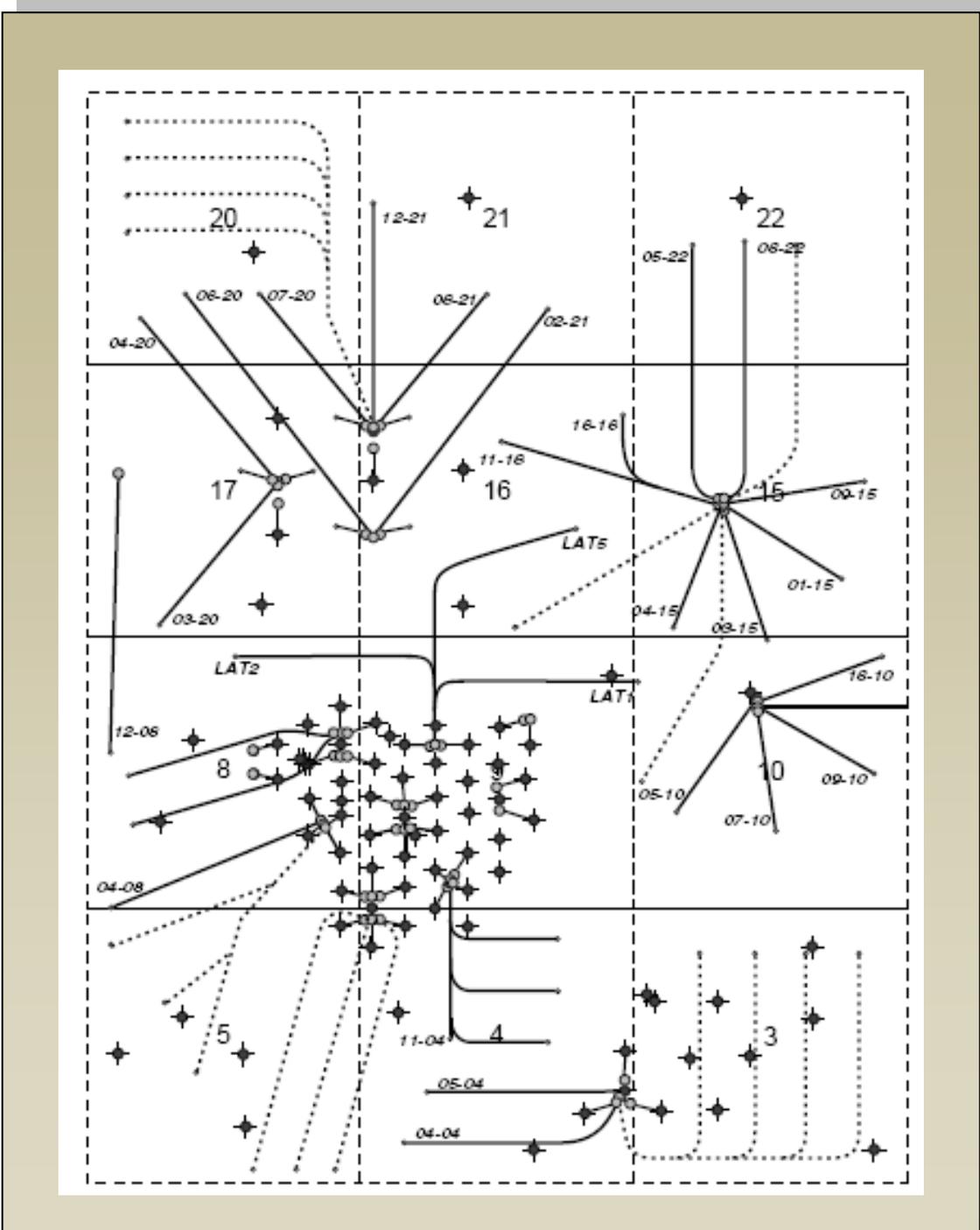


FIG. 2A DESARROLLO DEL CAMPO PELICAN LAKE (LAS LINEAS PUNTEADAS REPRESENTAN LOS POZOS MULTILATERALES)

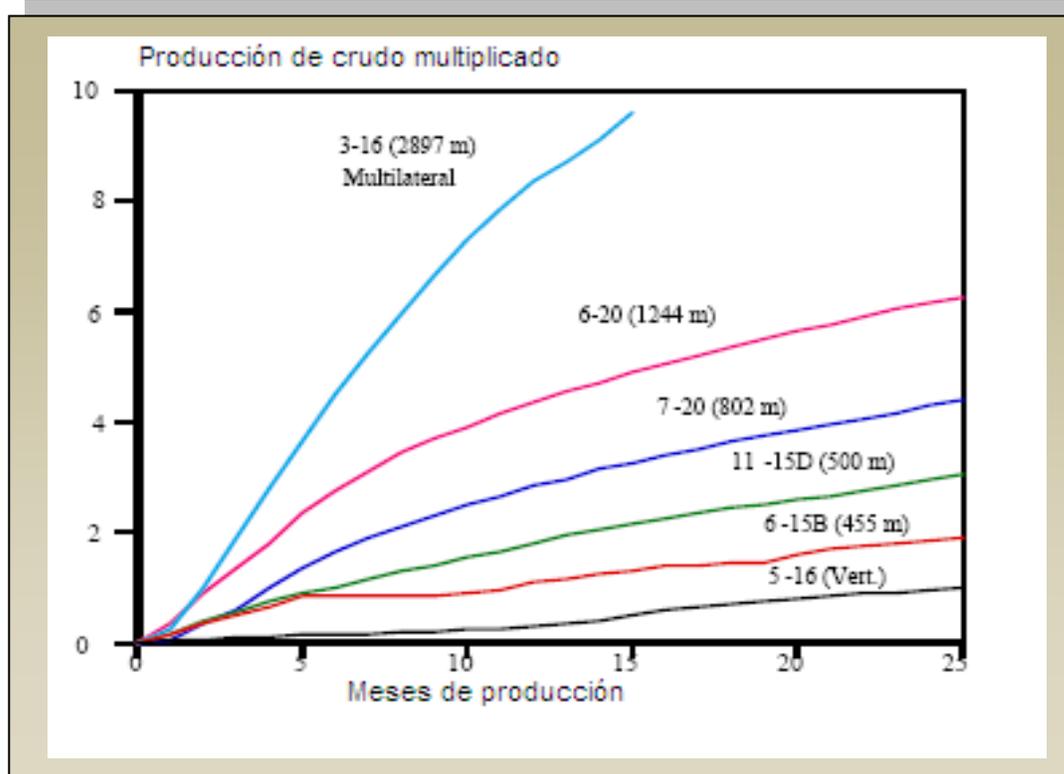


FIG. 3A CAMPO PELICAN LAKE: RENDIMIENTO DE LOS POZOS HORIZONTALES (PRODUCCIÓN MULTIPLICADA POR ENCIMA DE LOS POZOS VERTICALES)

La Fig. 4A muestra como los costos de perforación por metro han mejorado durante la vida del proyecto. Ocho de los primeros pozos se perforaron en 9 días aproximadamente, su costo promedio fue de 621 000 dólares; el costo promedio de los pozos que se perforaron en el año 1996 fue de 500 000 dólares. Estos pozos se perforaron en un promedio de 7 días con una sección horizontal de 1500 m; el costo por metro horizontal se redujo de 1240 dólares en el año 1988 a 340 dólares desde el año 1993. Haciendo una comparación de costos en el área, los pozos verticales se perforaron con 140 000 dólares, es decir, 340 dólares por metro perforado; éstos son similares a los costos por metro de los pozos horizontales, teniendo una mayor producción.

La instalación de los pozos ha evolucionado desde el inicio del proyecto. Los primeros pozos horizontales fueron perforados con las técnicas utilizadas en ese tiempo, ahora los pozos multilaterales con brazos paralelos entre sí permiten una mejor administración del yacimiento así como una buena arquitectura de drenaje que pueda mantener una producción óptima en el futuro.

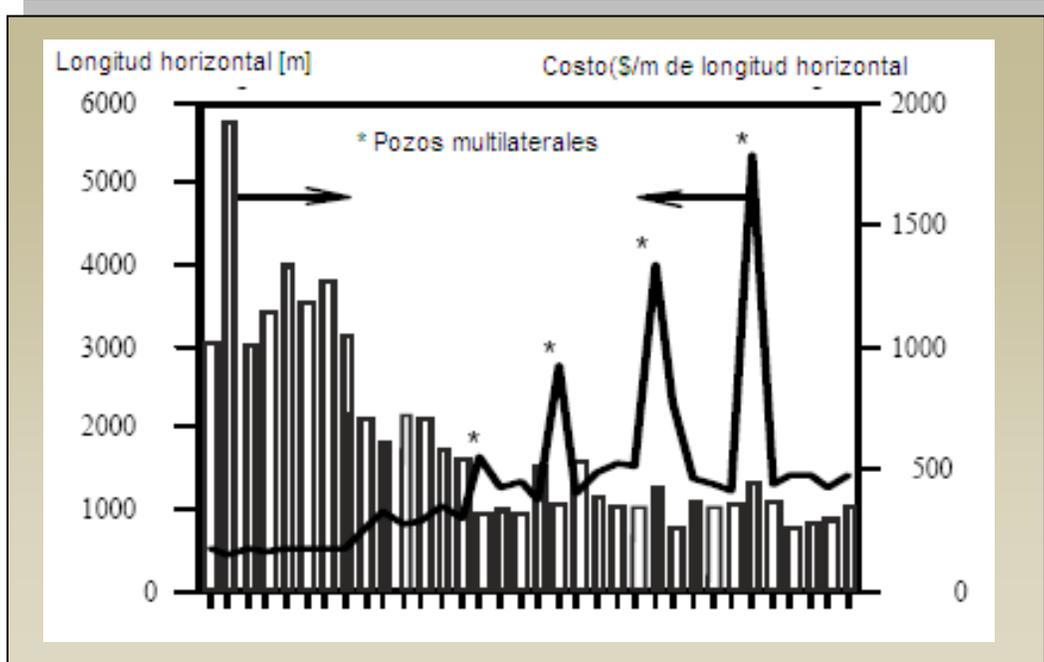


FIG. 4A CAMPO PELICAN LAKE: GASTOS DEL CAPITAL POR LONGITUD HORIZONTAL

IV.1.2 Conificación

En situaciones de conificación, como el caso de la producción de aceite con un acuífero asociado o una zona productora con presencia de casquete de gas, los pozos multilaterales deben reducir la conificación incluso en comparación con los pozos horizontales ya que deben permitir los mismos gastos de producción a lo largo del yacimiento y en el área de drenaje; por lo tanto reducir las contrapresiones en la formación.

Para este caso se asume que se tiene la misma longitud de perforación desde la superficie para ambos modelos de producción (Véase Fig. 5A y Fig. 6A) y se considera un yacimiento homogéneo. La producción de un volumen elemental de ancho "a", longitud "L", espesor "h", y profundidad \bar{d} es simulada considerando "n" pozos horizontales paralelos de longitud "L" o solo un multilateral que consta de un pozo principal de longitud "L", los brazos laterales de longitud $a/2$ perpendiculares al pozo principal.

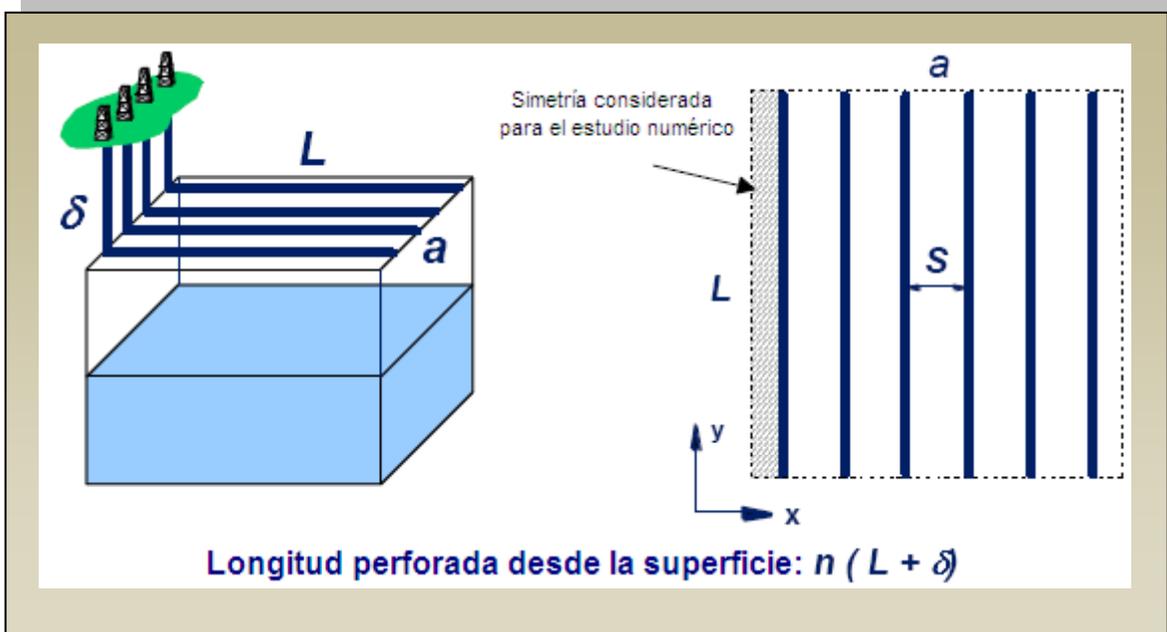


FIG. 5A PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO CON N POZOS HORIZONTALES (CONIFICACIÓN DE AGUA)

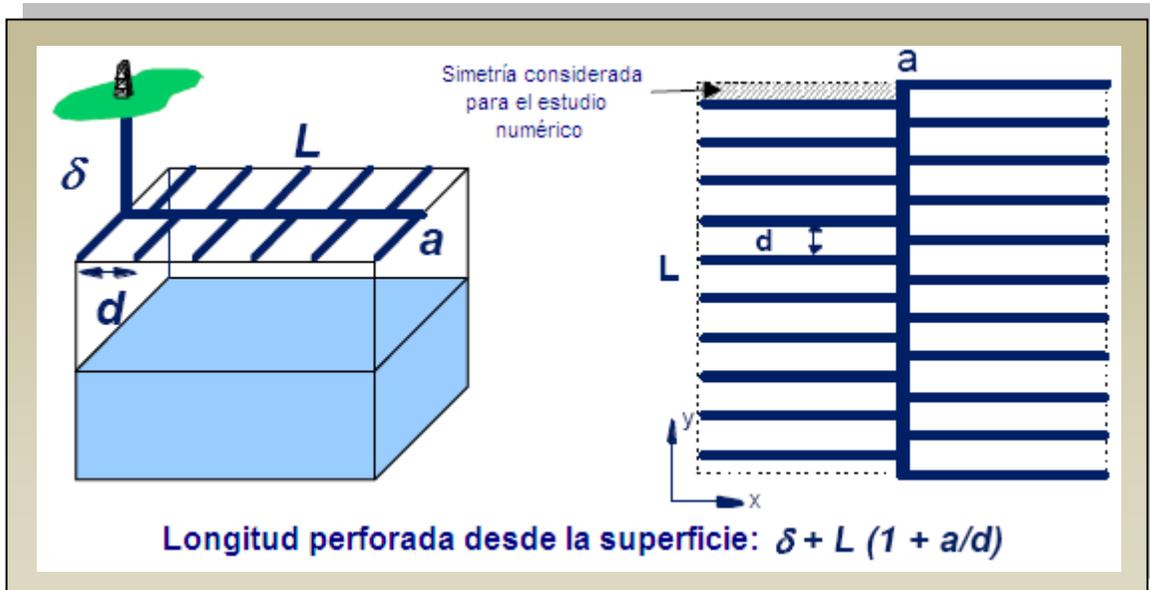


FIG. 6A PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO CON UN POZO MULTILATERAL (CONIFICACIÓN DE AGUA)

IV.1.3 Resultados

Los resultados del estudio, en el caso del acuífero, muestran que la reducción de la conificación es muy relevante con el pozo multilateral; por ejemplo para 14 m de espesor del yacimiento a una profundidad de 1000 m la recuperación de crudo es de 1.7 ésta es equivalente al modelo de los pozos horizontales. La recuperación se incremento tres veces en una profundidad de 4000 m indicando que el crudo recuperado mejora significativamente con el número de brazos laterales (Véase Fig.7A).

Por otra parte los resultados en el caso de casquete de gas corroboran que la reducción de conificación es muy importante con el multilateral, la recuperación de crudo se acelera y la producción final se incrementa considerablemente. (Véase Fig.8A)

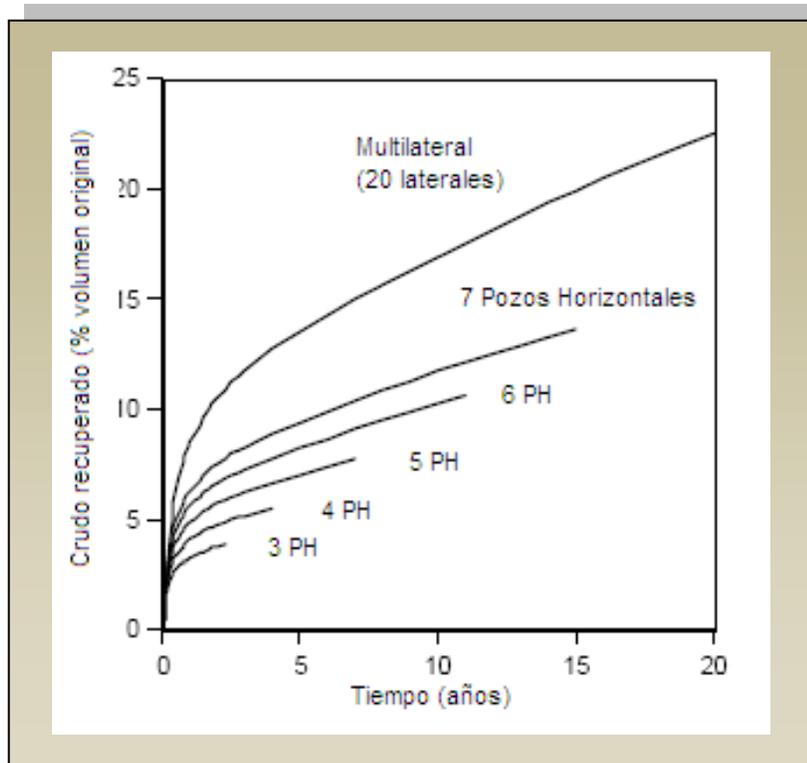


FIG. 7A RECUPERACIÓN DE CRUDO DEL MULTILATERAL CON CONIFICACIÓN DE AGUA COMPARADO CON N POZOS PARALELOS HORIZONTALES (N= 3 A 7). MISMO GASTO ($2000 \text{ M}^3/\text{D}$). $KV=KH=600 \text{ MD}$. VISCOSIDAD DEL CRUDO 600 CP .

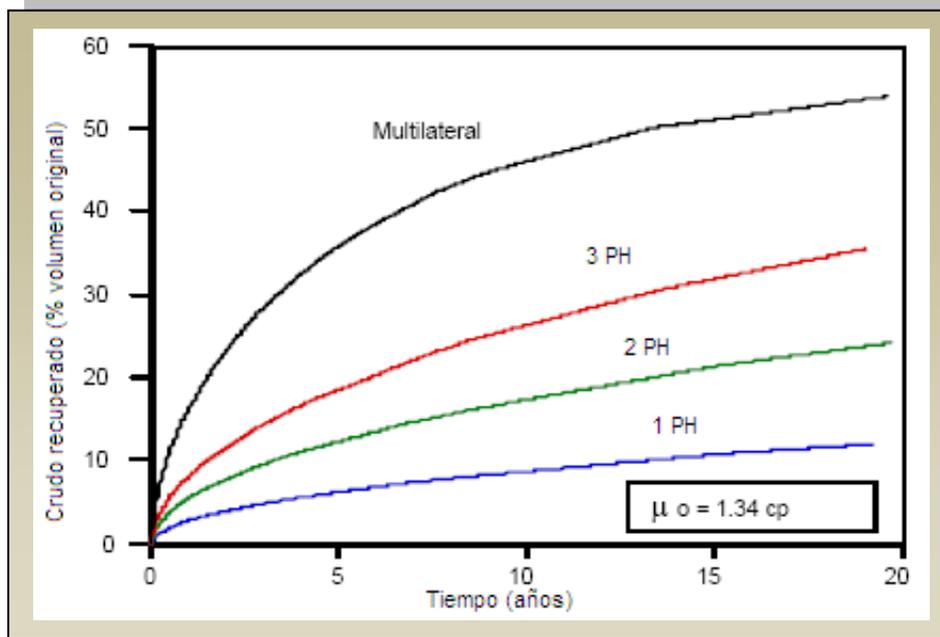


FIG. 8A CRUDO RECUPERADO DE UN MULTILATERAL (10 LATERALES) COMPARADO CON 1, 2 Y 3 POZOS HORIZONTALES (CONIFICACIÓN DE GAS)

IV.2 PRODUCCIÓN DEL POZO MULTILATERAL 30/9-F-29 Y1/Y2 EN EL CAMPO OSEBERG SØR

El campo Oseberg SØr, operado por Norks Hydro, se encuentra a 130 Km al este de la costa de Noruega. El yacimiento productor se encuentra en la formación Tarbert, el cual consta de varios yacimientos con rangos de permeabilidad que van desde 1mD hasta 1 D. El aceite es ligero bajo saturado con 33° API. El campo comprende varias estructuras que son drenadas por laterales de alcance extendido y pozos horizontales. La presión del yacimiento se mantiene por medio de inyección de agua e inyección de gas.

IV.2.1 Objetivo del Pozo Multilateral.

El primer pozo multilateral 30/9-F-29 Y1/Y2 en el campo Oseberg SØr fue perforado desde la plataforma. El objetivo del pozo es drenar la parte superior del yacimiento Tarbert en el cual existe una falla como frontera y es de baja permeabilidad. El pozo principal Y1 se perforó en el flanco occidental de la estructura y el lateral al oriente del flanco (Véase Fig.1B).

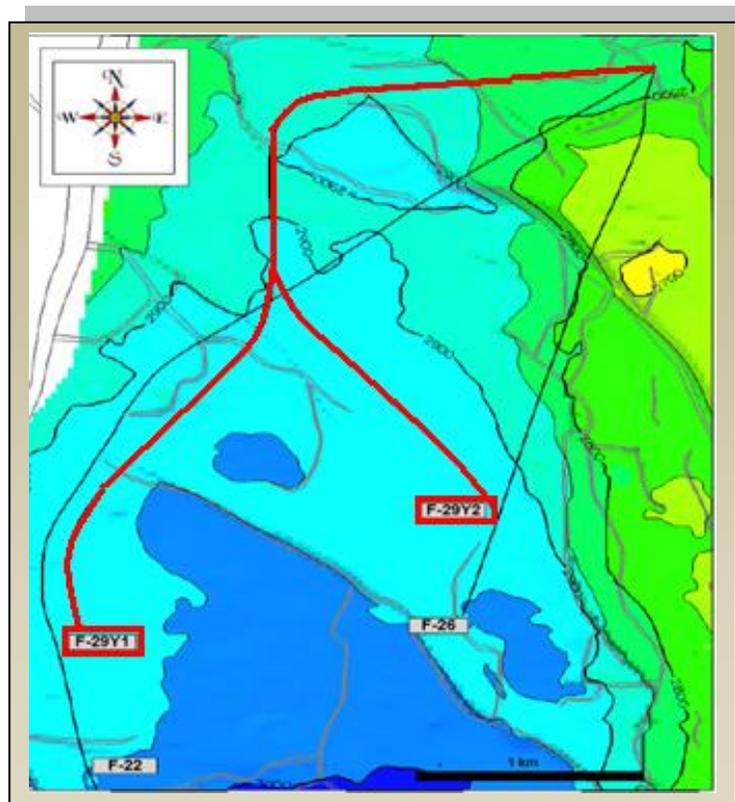


FIG.1B.- LOCALIZACIÓN EN EL MAPA DEL POZO 30/9-F-29 Y1/Y2

IV.2.2 Terminación del Pozo.

Se colocó un inyector de agua entre los dos brazos laterales para mantener la presión. El yacimiento llegó a la presión de saturación y se esperaba producción de gas libre.

El requerimiento principal para que la terminación del multilateral F-29 tenga éxito es mantener una presión íntegra en la unión y operar a control remoto la afluencia del pozo principal y del pozo lateral, permitiendo que durante la producción, el pozo lateral pueda cerrarse en caso de haber un problema y el pozo principal alcance una máxima producción. La diferencia de presiones en el yacimiento requiere un incremento de presión en la unión del multilateral para el pozo F-29 de 86 a 200 bares. Se tienen sensores en el fondo del pozo los cuales permiten monitorear en tiempo real la presión y temperatura desde ambos brazos.

Para dar la integridad de presión requerida, el pozo Oseberg Sør F-29 se construyó con un nivel 5 multilateral según la clasificación del TAML. El TAML en la industria es un reconocido sistema de clasificación para laterales, con niveles de 1 a 6 los cuales representan la funcionalidad del sistema. El nivel 5 es el requerido para dar integridad de presión en este caso en estudio. La Fig, 2B muestra la terminación inteligente instalada en el pozo F-29. El flujo del lateral es proporcionado por una tubería recuperable, una válvula de control y por una línea simple de control en la superficie. Se utilizaron las mismas válvulas para todo el sistema además de los estranguladores. Para aislar los dos brazos del multilateral, se empleó un sistema de sellos en el fondo de la tubería y se alojaron en un sello del pozo en la unión.

El medidor del flujo (Véase Fig, 3B) en el fondo del pozo se instaló debajo de la válvula de control de flujo. El sistema de medición incluye tres medidores de presión y tres de temperatura, una fuente de rayos gamma, un detector y un dispositivo Venturi para proporcionar varias mediciones. Dos medidores de presión proporcionan las presiones del fondo tanto del pozo principal como del lateral; un tercero mide las presiones a lo largo del Venturi y junto con la fuente de rayos gamma y el detector, se proporcionan las mediciones del flujo en dos fases en el pozo principal.

Estos fueron los principios físicos empleados en la herramienta de medición de la densidad de flujo:

- El diferencial de presión a través de la boquilla del medidor de flujo Venturi está en función del gasto.
- La atenuación de los rayos gamma está en función de la densidad de la mezcla fluyente.

La cantidad total del flujo másico se calcula a partir de la caída de presión en el medidor de flujo Venturi, mientras que la densidad de la mezcla de fluidos se calcula con las lecturas de los rayos gamma, que a su vez se obtienen también del análisis PVT.

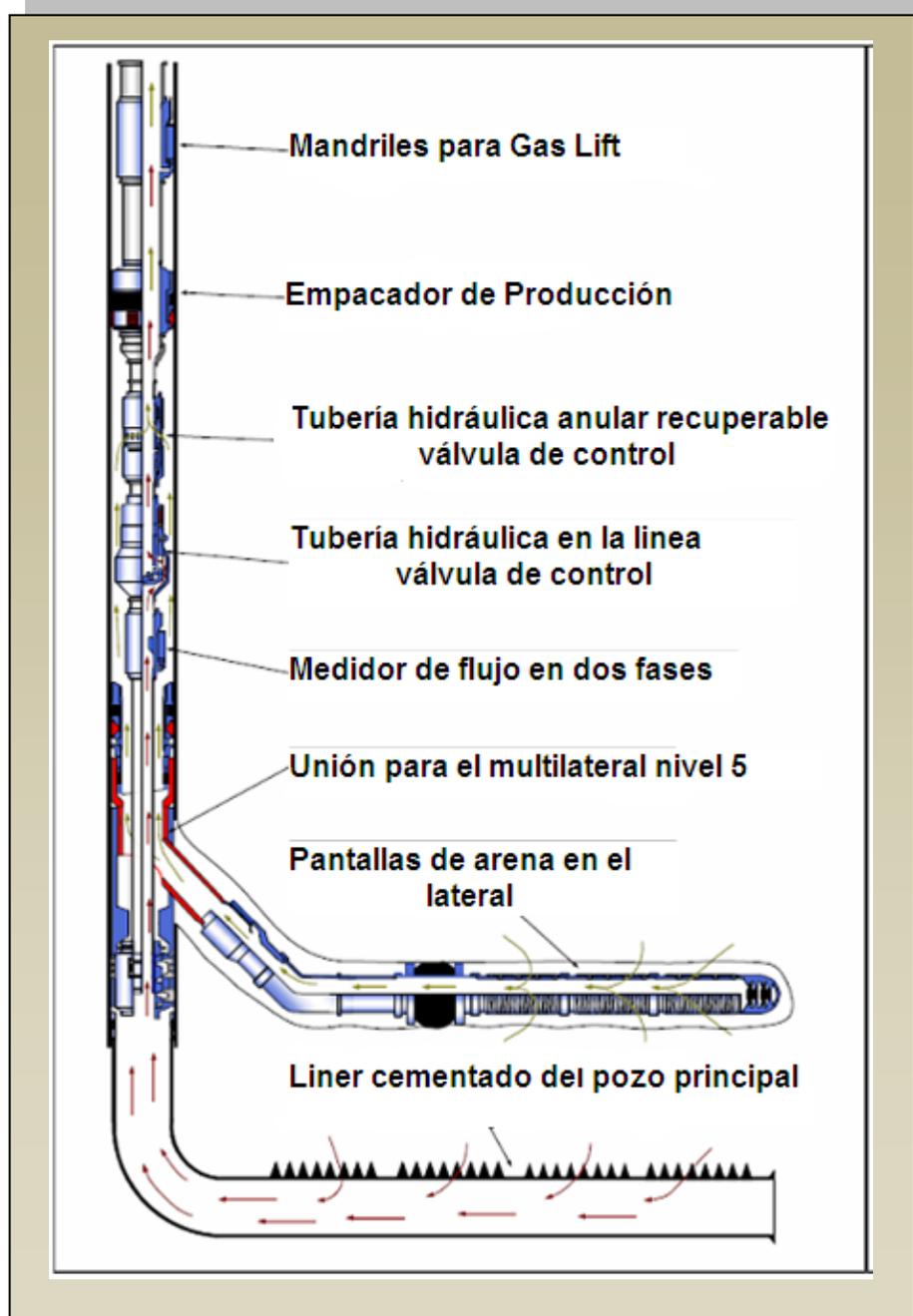


FIG. 2B.- TERMINACIÓN DEL MULTILATERAL INSTALADO EN EL POZO OSEBERG SØR
30/9-F-29 Y1/Y2

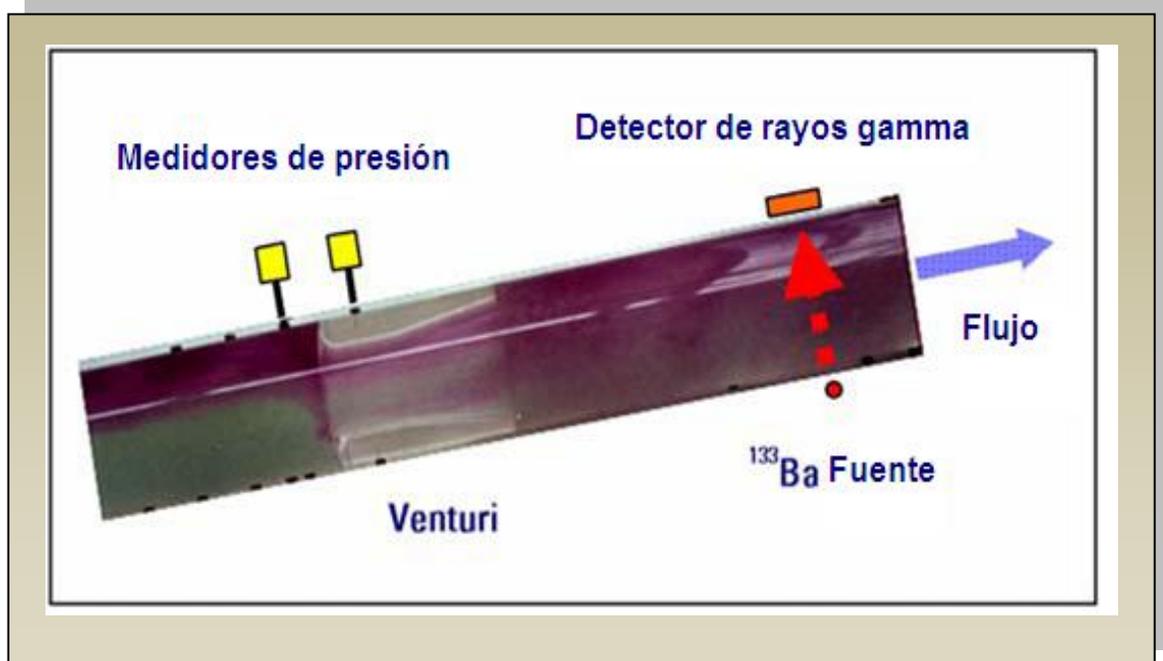


FIG. 3B.- MEDIDOR DE FLUJO VENTURI

IV.2.3 Optimización de la Producción.

Cuando el pozo F-29 fue puesto en producción, la estrategia de producción consistió en balancear la caída de presión en el área de drene de los dos laterales. Este balance se logró mediante la evaluación de presiones y temperaturas monitoreadas en tiempo real y los gastos proporcionados por el medidor de flujo. El pozo principal tuvo mejor productividad que el lateral.

El medidor de flujo monitoreó con el tiempo un incremento en la relación gas-aceite; los gastos pseudo "probados" del lateral mostraron una tendencia similar del incremento de la RGA, esto se observa en la Fig, 4B. Al utilizar los datos del medidor de flujo se hizo posible la optimización de las válvulas de control. Después de ajustar la posición de la válvula el flujo de los laterales fue balanceado (Véase Fig, 5B).

La exitosa instalación del medidor de flujo de dos fases en una terminación inteligente proporcionó excelentes datos de presión, temperatura y gastos de producción.

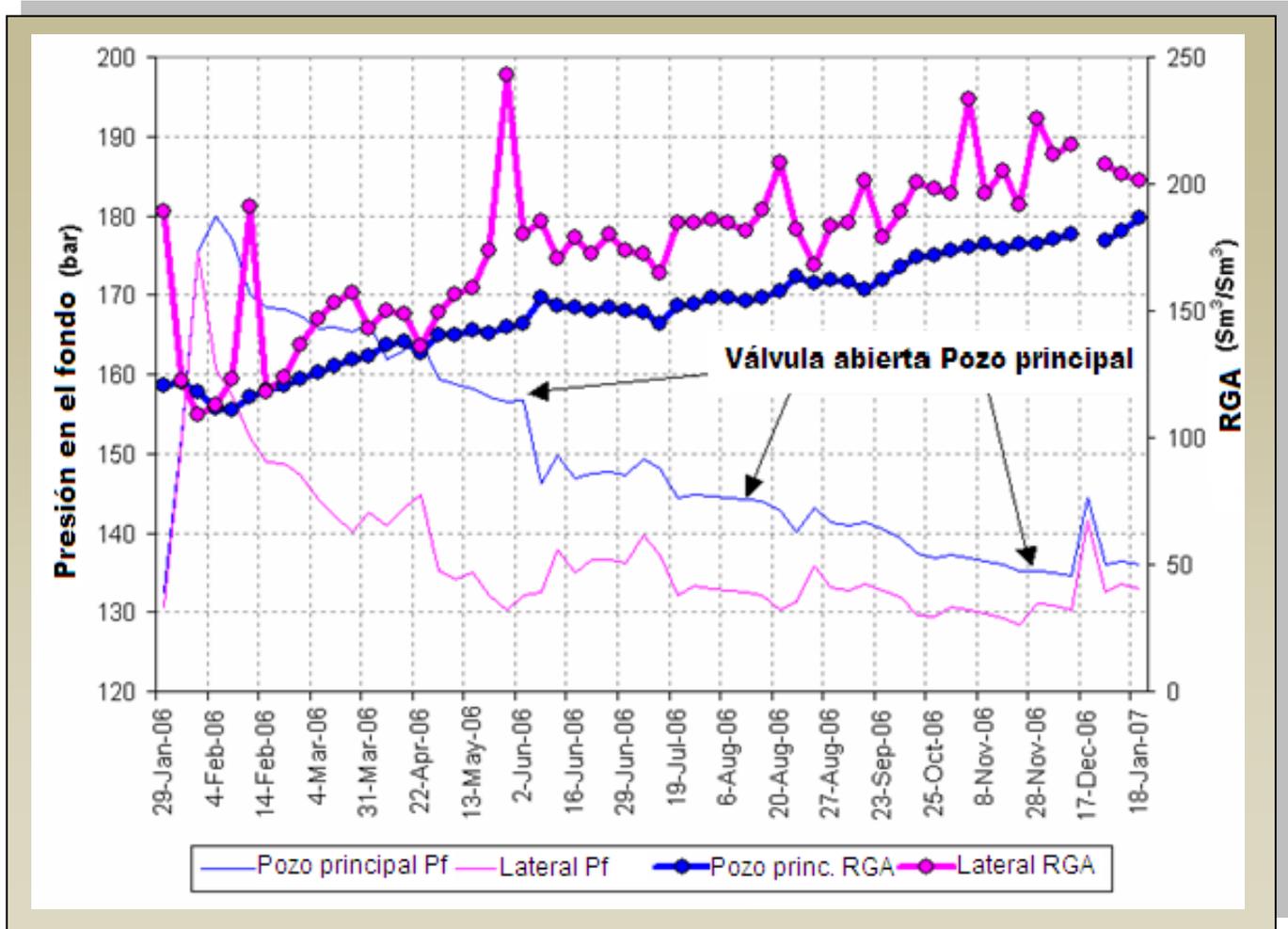


FIG. 4B.- PRESIÓN DE FONDO Y LA RELACIÓN GAS-ACEITE DE LOS POZOS PRINCIPAL Y LATERAL



FIG.5B.- GASTO DE ACEITE POR LATERAL VS VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO DEL POZO PRINCIPAL

IV.3 COMPORTAMIENTO DEL GASTO VS TIEMPO EN POZOS MULTILATERALES

La aplicación de pozos horizontales y multilaterales ha sido muy importante en todo el mundo pues tienen la habilidad de drenar los yacimientos con una mayor eficacia. Esta ventaja es cada vez más pronunciada en yacimientos de gas y de crudo pesado, donde la baja movilidad es la responsable de largos periodos de flujo transitorio. Esta aplicación produce un nuevo reto en el área de predicción de producción ya que los métodos y las ecuaciones tradicionalmente utilizadas se basan en el flujo en pozos verticales.

En esta sección se muestran análisis del rendimiento de gasto vs tiempo en yacimientos de crudo pesado, desarrollados con pozos horizontales y multilaterales. Los índices de productividad (IP) se calculan a partir de un periodo de producción transitorio haciendo coincidir los datos de gasto vs tiempo con las curvas tipo (match). El espesor, la permeabilidad o el factor de daño equivalente del yacimiento pueden ser calculados basándose en dichos índices (IP). El volumen de hidrocarburos, el exponente “b” de Arps y la declinación del gasto se calculan a partir de un período de producción pseudo-estacionario.

IV.3.1 Análisis de las Curvas de Declinación.

Cuando un pozo se produce por primera vez se hace bajo condiciones de flujo transitorio, permanecerá en esta situación hasta que la producción del pozo afecte toda el área de drene, a esta condición de flujo se le conoce como estado pseudo-estacionario. Los gastos transitorios y los datos de presión se utilizan para calcular permeabilidad, espesor y daño; bajo esta condición de flujo también se puede determinar el volumen original de aceite en el yacimiento.

Las soluciones para presión constante en el pozo utilizadas para predecir la declinación de los gastos de producción en función del tiempo se publicaron por primera vez en 1933 por Moore, Schilthius y Hurst. Los resultados se presentaron para sistemas infinitos, ligeramente compresibles, de una fase y un plano radial; las gráficas obtenidas se muestran con términos adimensionales de gasto y tiempo.

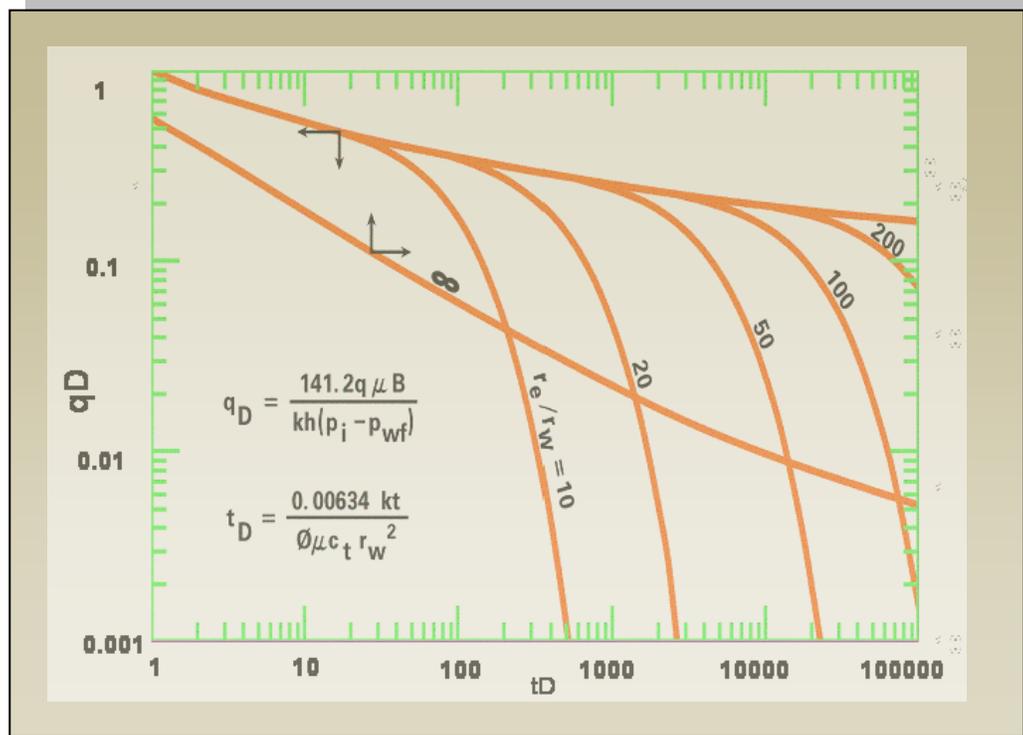


FIG. 1C. SOLUCIÓN DE LAS CONSTANTES DE PRESIÓN

Ecuación de gasto adimensional:

$$q_D = \frac{141.3q(t)\mu B_0}{kh(p_i - p_{wf})} \quad (1)$$

Ecuación de tiempo adimensional:

$$t_D = \frac{0.00634kt}{\phi\mu c r_{wa}^2} \quad (2)$$

Fetkovich demostró que la solución analítica de presiones constantes para yacimientos finitos e infinitos, puede colocarse en una curva tipo log-log adimensional con las ecuaciones estándar desarrolladas por Arps como son las curvas de declinación de tipo exponencial, hiperbólica y armónica.

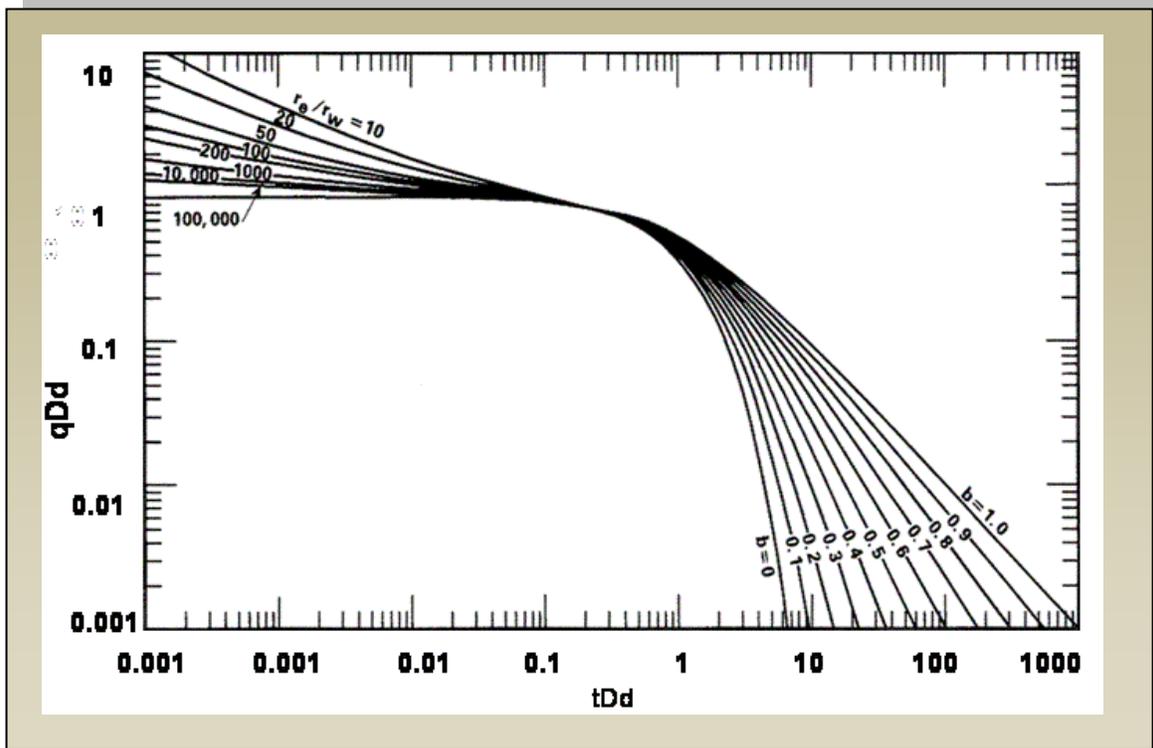


FIG. 2C CURVAS TIPO DE FETKOVICH

Iv.3.2. Ecuaciones de Arps.

Las correlaciones empíricas de Arps se utilizan para la declinación del yacimiento bajo condiciones de producción donde la compresibilidad no permanece constante como es el caso del gas disuelto. La ecuación general de Arps es:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \quad (3)$$

Para $b = 0$, la ecuación para declinación exponencial es:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{e^{D_i t}} \quad (4)$$

Para $b=1$, la ecuación para declinación armónica es:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1 + D_i t)} \quad (5)$$

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} \quad (6)$$

$$t_{Dd} = D_i t \quad (7)$$

El análisis de un solo pozo a menudo puede dar resultados que no son válidos para otros pozos aunque pertenezcan al mismo campo. Los análisis con curvas de declinación multi-pozo pueden validar los parámetros: s (skin) ó daño, k permeabilidad volumen original (OOIP), factor de recuperación y el exponente b para cada tipo de pozo al hacerlos coincidir con las curvas tipo.

La permeabilidad y el espesor se calculan con datos tomados durante un flujo transitorio y utilizando la curva tipo q_D-t_D (Véase Fig. 3C). El volumen original (N) se calcula utilizando la curva tipo $q_{Dd}-t_{Dd}$ (Véase Fig, 2C). Las siguientes ecuaciones son para calcular las propiedades del yacimiento:

$$kh = \frac{141.2 \mu_0 B_0 q(t)}{(p_i - p_{wf}) q_D} \quad (8)$$

$$Skin = -\ln(r_{wa} / r_e) \quad (9)$$

$$N = \frac{\overline{\mu_0 B_0}}{\mu_i c_{ti} (p_i - p_{wf})} \frac{t}{t_{Dd}} \frac{q(t)}{q_{Dd}} \quad (10)$$

El periodo inicial de declinación se considera como una prueba de decremento. Los primeros datos en la curva tipo Gasto vs Tiempo se hacen coincidir para obtener la permeabilidad, k.

Los pozos multilaterales se analizan utilizando las propuestas de Bennett para fracturas hidráulicas. Se asume que los laterales tienen la misma presión inicial y los mismos mecanismos de daño; los multilaterales se pueden representar como un lateral simple durante el flujo lineal transitorio. El volumen original (N) se calcula con la siguiente ecuación:

$$N = \frac{\overline{\mu_0 B_0}}{\mu_i c_{fi} (p_i - p_{wf})} \frac{t}{t_{Dd}} \frac{q(t)}{q_{Dd}} \quad (11)$$

Donde:

$$C_i = C_r + C_w S_w + C_o S_o + C_g S_g \quad (12)$$

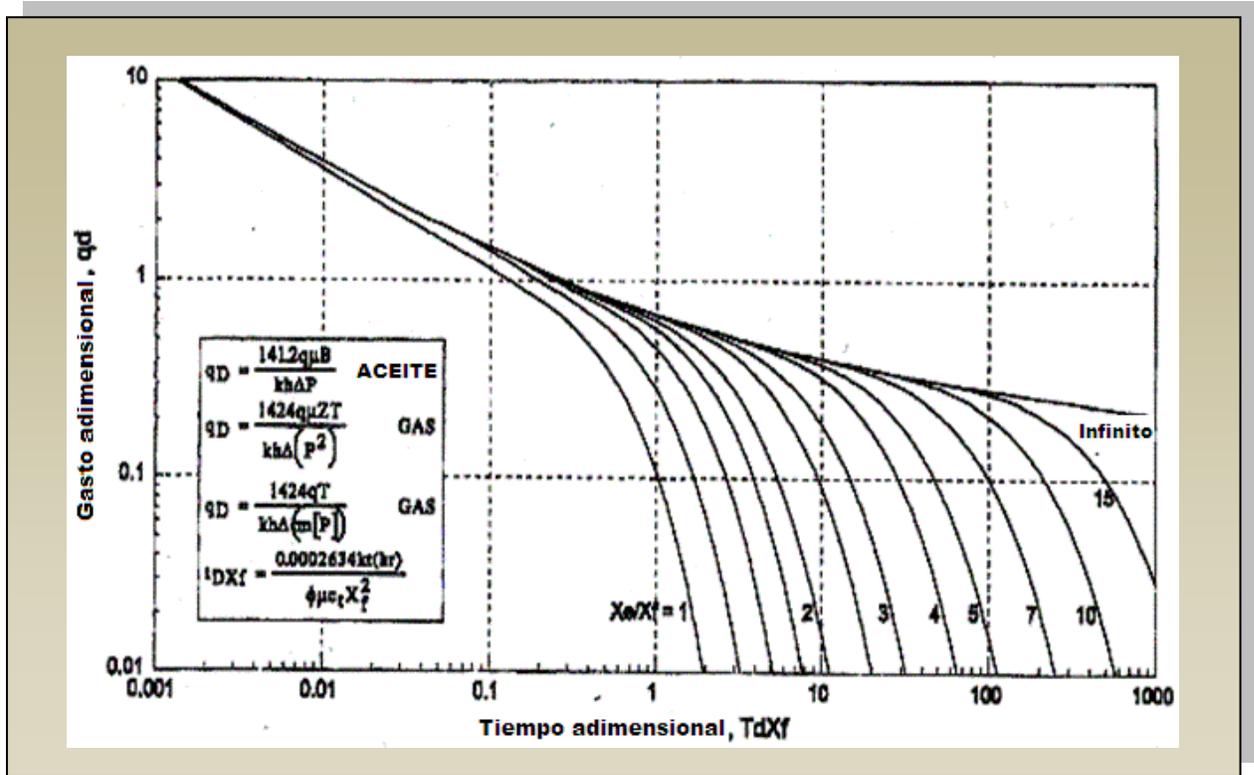


FIG. 3C CURVA TIPO PARA FRACTURA HIDRÁULICA CON CONDUCTIVIDAD INFINITA

IV.4 POZO TRI-LATERAL DEL CAMPO ZUATA EN VENEZUELA

En esta sección presentaremos el análisis de un Tri-lateral del campo Zuata en Venezuela. Este campo produce aceite pesado de areniscas que se encuentran en el Mioceno bajo de la formación Oficina. Ésta formación es muy fluvial con algunas áreas dominadas por la influencia marina; hay espesores de 130 pies pero los rangos promedio van de 20 a 40 pies, los rangos de viscosidad del aceite son de 1500 a 3500 cp, las densidades varían de 9 a 10° API. Los rangos de presión inicial van de 630 a 895 psi.

El VTL-1 es un pozo con tres laterales (Véase Tabla 2A), el primero tiene una longitud de 2 944 pies, el segundo de 4 996 pies y el tercero de 4 336 pies.

TABLA 2A. POZO VTL-1

	Longitud [ft]
Lateral 1	2944
Lateral 2	4996
Lateral 3	4337

TABLA 3A. PARÁMETROS DEL YACIMIENTO

Porosidad ϕ [%]	Espesor h [ft]	Sat. Agua S_w [%]	Presión inicial P_i [psia]	Compresibilidad C_t [psia ⁻¹]
33.9	120	20.8	605	2.58E-04

TABLA 4A. PROPIEDADES DEL FLUIDO

Factor de volumen B_o [bls@yac./bls@est.]	Viscosidad μ_o [cp]
1.05	2943

La Fig.1D es una gráfica de gasto, presión de fondo fluyendo, presión de bombeo y RGA en función del tiempo. El corte de agua es menor que 0.1% y por lo tanto no se incluye.

La Fig. 2D es una gráfica de la raíz cuadrada del tiempo para este pozo. Los datos de producción comienzan a desviarse de la línea recta en $\sqrt{t} = 30$, el cual equivale a 900 días.

La Fig. 3D es una gráfica log-log del gasto normalizado vs tiempo producido. Los datos de producción transitoria arrojan una pendiente negativa. El tiempo de flujo en estado pseudo-estacionario equivale a 866 días al hacerlos coincidir con la curva tipo. Se observa que no existe interferencia entre los laterales.

El índice de productividad es de 7.07 bpd/psi; la recuperación es de 2.45 MMbbls a una presión de fondo fluyente de 350 psi. El volumen original calculado es de 41.3 MMbbls a condiciones estándar. La permeabilidad calculada es de 16 darcies.

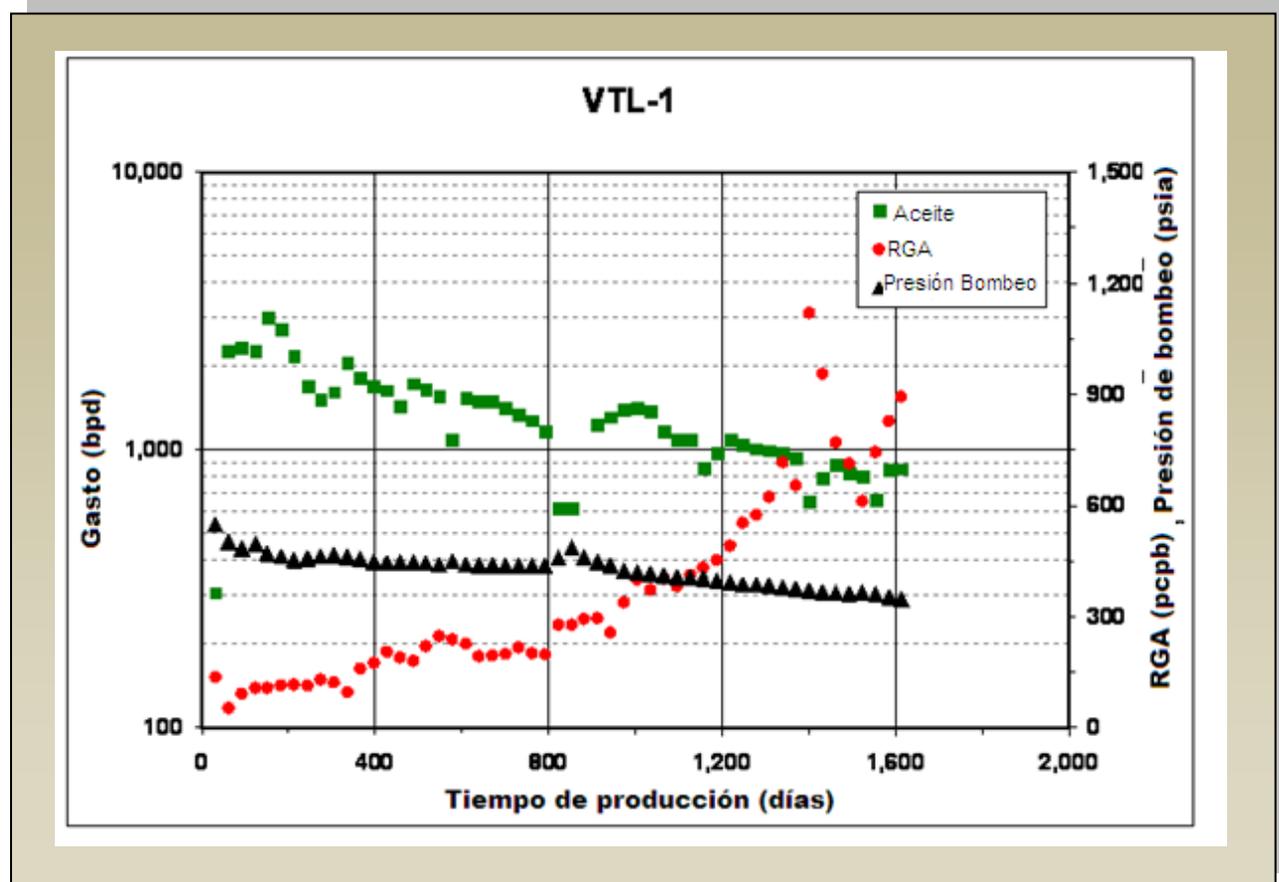


FIG.1D DATOS DE PRODUCCIÓN VS TIEMPO DEL VTL-1

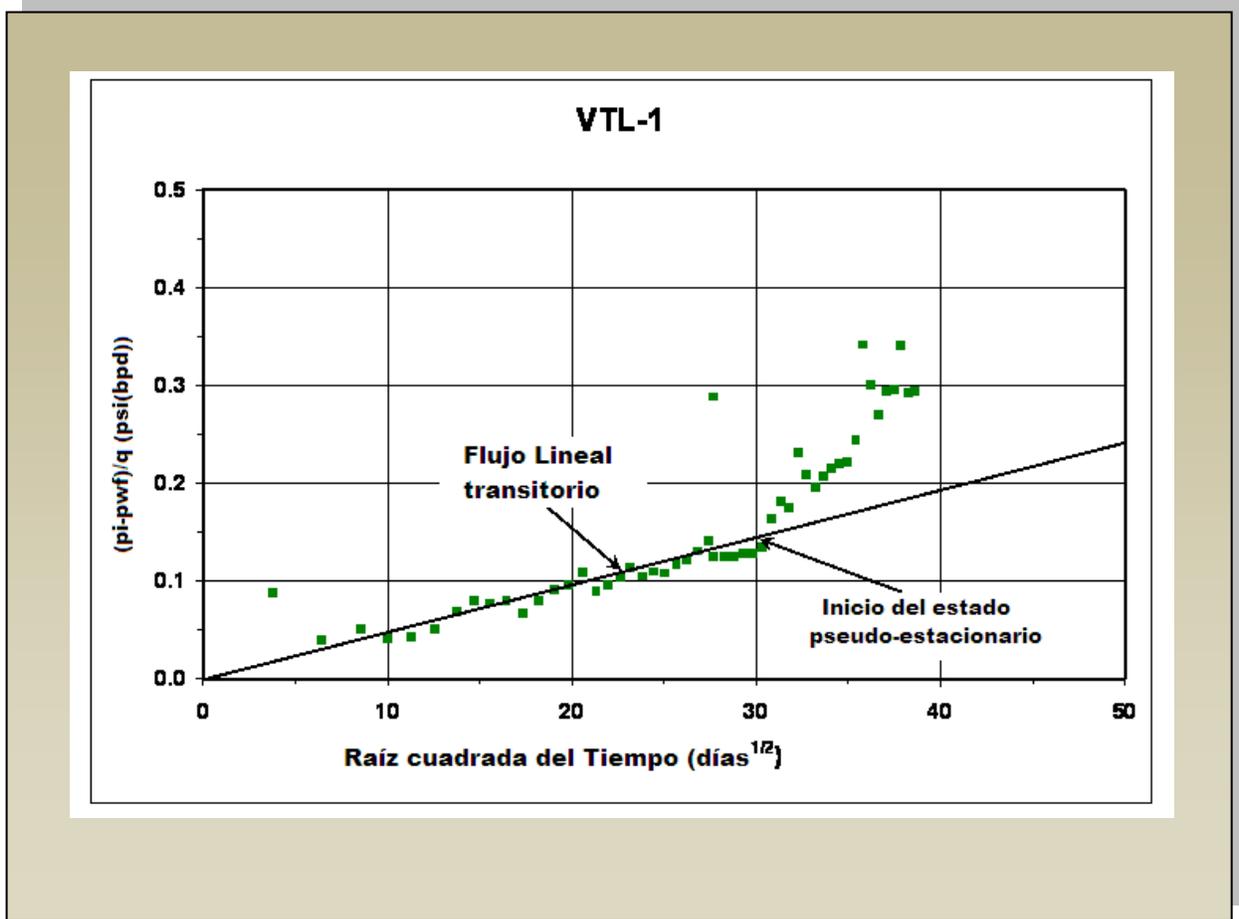


FIG.2D MÉTODO DE LA RAÍZ CUADRADA DEL TIEMPO PARA LOCALIZAR UNA FRONTERA.

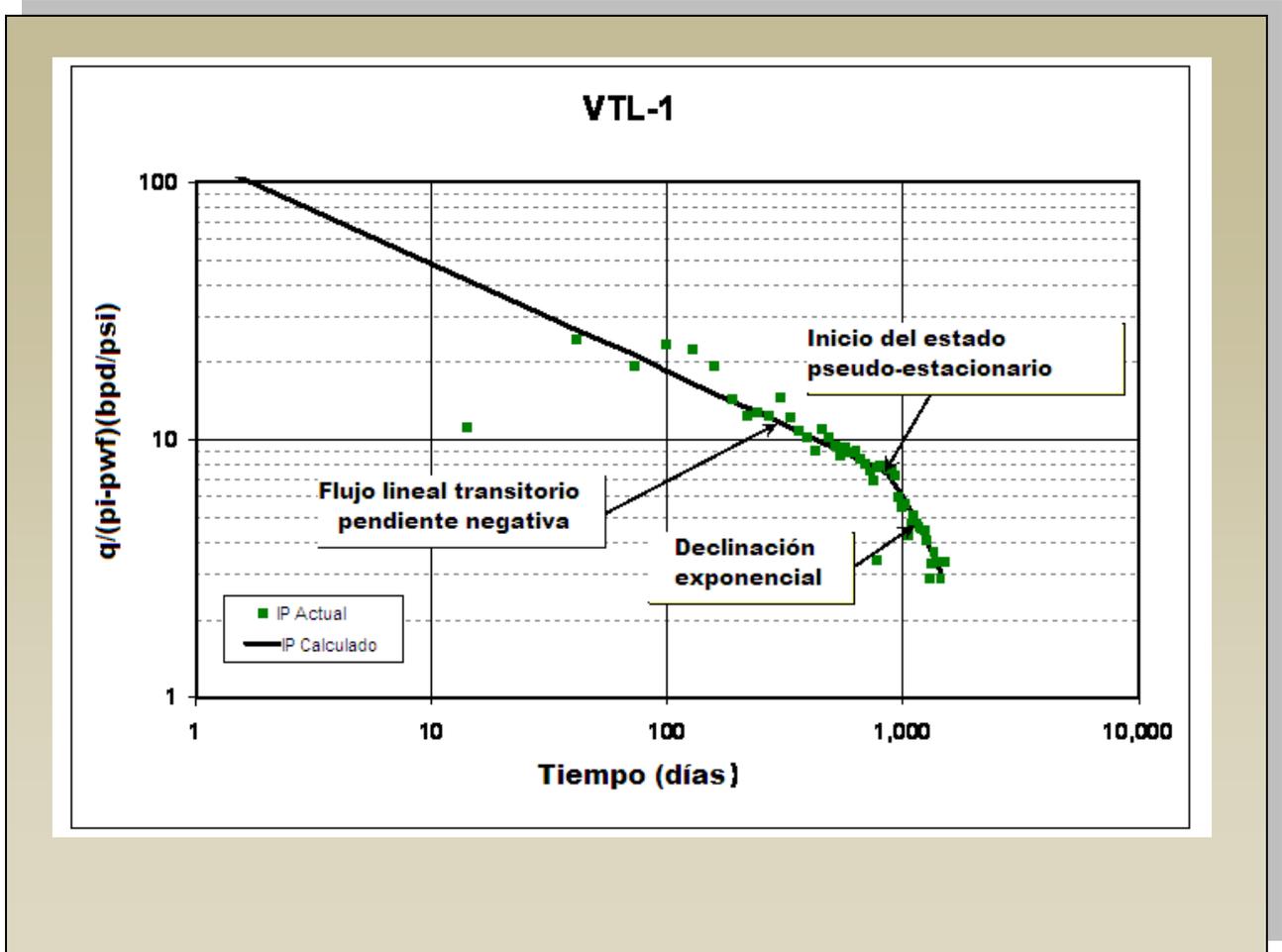


FIG.3D ANÁLISIS DEL GASTO VS TIEMPO

IV.5 POZOS MULTILATERALES DE ALCANCE EXTENDIDO DEL CAMPO GHAWAR EN ARABIA SAUDITA.

HARADH Inc-3 es la sección más grande del sur del campo Ghawar; la Fig. 1E muestra el yacimiento Arab-D en Ghawar, que comprende la formación del jurásico superior en Arabia y está compuesta de una columna litológica de carbonatos y una suprayacente de anhidritas.

Inicialmente en Haradh-1 se utilizaron los pozos convencionales verticales y en Haradh-2 los pozos horizontales. Los avances en la tecnología han permitido que el HRDH Inc-3 se desarrolle con pozos de alcance extendido (Maximum Reservoir Contact) y pozos inteligentes en multilaterales o también llamados laterales inteligentes.

El sistema de pozos inteligentes consta de un estrangulador, empacadores aislados y sensores de presión/temperatura que fueron colocados a boca del pozo y proporcionan la capacidad de controlar la afluencia de cada lateral. La Fig.2E muestra la terminación inteligente de un pozo multilateral.

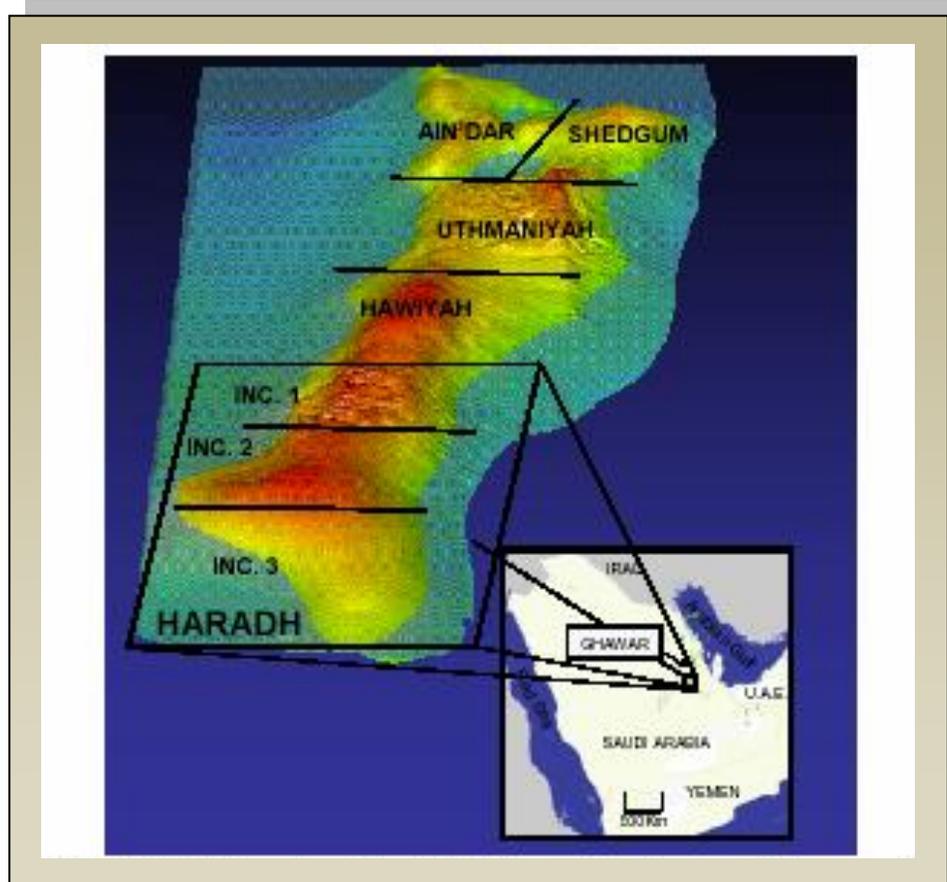


FIG. 1E.- CAMPO GHAWAR DESTACANDO EL ÁREA DE HARADH .



FIG. 2E- TERMINACIÓN INTELIGENTE EN EL POZO PRINCIPAL DE UN MULTILATERAL PARA AISLAR Y CONTROLAR LA AFLUENCIA DE CADA LATERAL.

IV.5.1 Laterales Inteligentes.

Los pozos multilaterales incrementan la eficiencia y reducen los costos de perforación. El sistema del pozo inteligente consta de operaciones hidráulicas, estranguladores en el fondo del pozo. El tamaño del estrangulador es diseñado para satisfacer los gastos de producción durante la vida del pozo.

El conjunto de empacadores hidráulicos recuperables se utiliza para aislar ambos laterales. El equipo de los pozos inteligentes se selecciona basándose en las condiciones esperadas y los gastos de producción.

La terminación consta de herramientas de 3 ½" para los laterales inferiores y de 5 ½" para los laterales superiores.

IV.5.2 Operaciones de Producción de los Pozos Inteligentes.

Las válvulas de fondo del pozo para cada lateral permiten hacer mediciones de flujo de forma independiente. Los estranguladores de fondo se colocan según las condiciones y los requisitos de la producción, algunos pozos se producen a partir de los laterales.

Los medidores permanentes en el fondo del pozo aportan datos en tiempo real tanto de éste como de las condiciones del yacimiento. La terminación inteligente en el HRDH Inc-3 proporciona al operador un alto nivel de flexibilidad para la producción de los pozos. Por ejemplo, los laterales pueden producir individualmente hasta que la presión del yacimiento lo permita.

Los laterales con alto nivel de agua o gas pueden estrangularse y en otra zona conveniente pueden ser abiertos para compensarse. La configuración de los pozos inteligentes también permite al operador responder rápidamente para reconfigurar la afluencia dentro de la tubería en caso de que exista algún problema. Los laterales son probados individualmente para desarrollar un procedimiento que optimice la producción.

IV.5.3 Conclusiones.

1. Los pozos de alcance extendido, con mayor productividad que los pozos convencionales han ayudado a reducir los costos de desarrollo.
2. La combinación de multilaterales con terminaciones inteligentes mejora el campo y reduce los costos de operación permitiendo al operador la posibilidad de mezclar los laterales o de lo contrario estrangular o cerrar alguno de ellos en caso de que comiencen a producir agua, sin intervenir el pozo principal.
3. La capacidad de mezclar los laterales en el HRDH Inc-3 reducen significativamente el número de pozos y la posibilidad de intervención, lo que permite el buen desarrollo económico del proyecto.

CAPÍTULO V.
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

V.1 CONCLUSIONES

Los pozos multilaterales han repuntado como una nueva alternativa para mejorar la explotación y incrementar la vida de un yacimiento. La progresión de estos pozos ha sido dirigida con el propósito de tener una arquitectura de drenaje la cual permita que los pozos se encuentren lo más cerca posible de los objetivos de producción para que los hidrocarburos sean lo más fácilmente manejados dentro de los pozos.

Es importante saber qué tipo de yacimiento es el que se va a tratar, pues como ya lo mencionamos, el comportamiento de los hidrocarburos así como las características de la formación influyen en la determinación del tipo de pozo que se desarrollará y si puede ser recomendable algún tipo de estimulación, de esta manera se tendrá una buena administración del campo en cuestión.

La predicción del comportamiento de los pozos multilaterales es una responsabilidad muy importante para el ingeniero petrolero así como estimar que ingeniería es la adecuada para determinar un esquema óptimo de producción, diseño de sistemas artificiales, desarrollo del campo, adecuada simulación, etcétera. Antes de decidir perforar un pozo, se debe evaluar cuidadosamente el desempeño que se quiera del mismo, tomar en cuenta los riesgos operativos y económicos, los posibles escenarios de producción y lo más importante, el manejo del pozo y mantenimiento de los radios de drene. Cada uno de estos puntos son parte importante de la eficiencia de la operación y para tener una exitosa administración del yacimiento.

Para la apropiada configuración de pozos multilaterales, no solo se debe tener una buena descripción del yacimiento también se debe predecir el desempeño de los mismos y de las reservas a desarrollar, así como la optimización de todo el sistema.

Los pozos multilaterales son una buena aplicación y muestran un mejor comportamiento en yacimientos anisotrópicos y de espesores delgados y en la perforación costa afuera, ya que reduce mucho los costos de operación; estos pozos pueden proveer mayor índice de productividad que un pozo horizontal simple, siempre y cuando se tenga un buen manejo de éstos. En presencia de áreas con permeabilidad anisotrópica, estos pozos pueden reducir riesgos entre máximos y mínimos potenciales de producción.

La longitud y el número de laterales puede optimizarse por el equilibrio entre el incremento de la producción y los costos de operación y terminación del pozo. Los multilaterales en yacimientos con moderada permeabilidad baja pueden mantener la producción con un alto índice de producción acumulada. En los yacimientos de altas permeabilidades los beneficios de los multilaterales se reducen y en algunos casos éstos pozos son contraproducentes. Una configuración óptima de los multilaterales depende de los costos de perforación y terminación de éstos y de los costos futuros del hidrocarburo.

V.2 RECOMENDACIONES

Como pudimos observar, una buena técnica para tomar la decisión de implementar pozos multilaterales en un yacimiento dependerá de las condiciones reales de éste, sin embargo con los diversos estudios que se han realizado podemos recomendar que un pozo multilateral tendrá una buena aplicación en los siguientes casos:

- ❖ Yacimientos irregulares
- ❖ Yacimientos con problemas de conificación de agua
- ❖ Yacimientos con problemas de conificación de gas
- ❖ Yacimientos fracturados verticalmente
- ❖ Formaciones de baja permeabilidad
- ❖ Yacimientos delgados
- ❖ Zonas con cuerpos productores mult capas
- ❖ Estructuras en forma de domos

Se debe tomar en cuenta que la condición más crítica de un pozo multilateral es cuando en la etapa de terminación se requiere del control de elevadas presiones de trabajo como las registradas en un fracturamiento hidráulico.

Cuando se perfora un pozo es necesario tener una presión diferencial positiva actuando desde el pozo a la formación para prevenir la entrada de fluidos hacia el pozo, es decir evitar en menor cantidad los factores de daño ya que la estimulación de pozos horizontales es extremadamente difícil y costosa.

BIBLIOGRAFÍA.

- ✓ Arturo Mendoza Aguilar y Ricardo Pichardo Hernández: "Perforación Horizontal", Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Facultad de Ingeniería, UNAM, Enero 2000.
- ✓ Gatlin, C.: "Drilling and well completions, Department of Petroleum Engineering, The University of Texas, Prentice Hall, 1960.
- ✓ Gonzalo Rojas: "Ingeniería de Yacimientos de Gas y Condensados, 2da Edición", Puerto La Cruz, Venezuela, Mayo 2005.
- ✓ Michael J. Economides, *Texas A&M University*, Larry T. Watters, *Halliburton Energy Services*, Shari Dunn-Norman, *University of Missouri-Rolla: "Petroleum Well Construction"*, *Halliburton*, Duncan, Oklahoma, July 2, 1997.
- ✓ Raymond de Verteuil and Iain McCourt: "Introduction to Directional Drilling", Schlumberger, Sugar Land Learning Center, 1998
- ✓ Rocío del Mar Leon Contreras: "Pozos Multilaterales, Reto y Oportunidad para la explotación de Yacimientos Complejos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 2007.
- ✓ Salam P. Salamy-Saudi Aramco: "Maximum Reservoir Contact Wells", SPE, 2004-2005.
- ✓ Upender Naik Nunsavathu: "Productivity Index of Multilateral Wells", Tesis de Maestría, Department of Petroleum and Natural Gas Engineering Morgantown, Virginia University, West Virginia 2006
- ✓ William Ott K. and Joe D Woods.: "Modern Sandface Completion Practices, Handbook", World Oil magazine, Houston Texas, 2003.
- ✓ 100 Años de la Perforación en México, Tomo 8

MESOGRAFÍA

Technical Advancements of Multilaterals (TAML), URL: www.taml.net

Petróleos Mexicanos (PEMEX), URL: www.pemex.com

REFERENCIAS

1. Gabelle, Claude y Renard, Gérard: "Increasing oil production trough horizontal and multilateral Wells" Institut Francais du Petrolé, artículo presentado en una conferencia sobre la recuperación de aceite en campos maduros en Surgut, Rusia, 17- marzo-1999.
2. Zakhraov, M.y Eroken, S.H.: "Permanent Real-Time Downhole Flow-Rate Measurements in Multilaterals Wells Improve Reservoir Monitoring and Control" SPE 107119, Londres, Inglaterra, junio 2007.
3. Fetkovich y Ptrosky Jr.: " Rate- time Flow Behavior of Heavy Oil from Horizontal and Multilateral Wells" SPE 100065, Oklahoma, USA abril 2006.
4. Al- Bani, Fahad y Shah Baim, Ahmad:" Drilling and Completing Intelligent Multilateral MRC Wells in Haradh Inc-3",SPE/IADC 105715