

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DETERMINACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD MÁXIMA EN POZOS HORIZONTALES EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD O SECCION HORIZONTAL.

Trabajo Especial de Grado presentado
ante la ilustre Universidad Central de
Venezuela para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo.

Por:

Alba Gamboa

C.I. 11.202.107

Tirso González

C.I. 13.070.600

Caracas, Marzo de 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DETERMINACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD MÁXIMA EN POZOS HORIZONTALES EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD O SECCION HORIZONTAL.

TUTOR: ING. EDGAR PARRA P.

Trabajo Especial de Grado presentado
ante la ilustre Universidad Central de
Venezuela para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo.

Por:

Alba Gamboa

C.I. 11.202.107

Tirso González

C.I. 13.070.600

Caracas, Marzo de 2003

AGRADECIMIENTOS

A nuestras familias por el apoyo y confianza que depositaron en nosotros para la realización de nuestra meta.

A nuestro tutor Edgar Parra P. por darnos la oportunidad de desarrollar este tema, por sus conocimientos, ayuda y apoyo brindado durante la realización del mismo.

A Marino, por las horas extras y por toda su ayuda cuando mas la necesitamos.

A Yuly, por su apoyo incondicional y por estar siempre disponible cuando la necesite.

A Luis Pinto, por su apoyo en la realización del programa.

A la Universidad Central de Venezuela por abrirnos sus puertas y brindarnos los conocimientos que hicieron posible este logro.

A nuestro amigos por las alegrías y tristezas compartidas durante toda la carrera, especialmente por su amistad mas allá de un salón de clases.

Gamboa Alba - González Tirso
Determinación de la Productividad Máxima en Pozos Horizontales en
Función de la Longitud o Sección Horizontal

Tutor: Edgar Parra P.

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo es realizar un modelo matemático que permita determinar la productividad máxima que se puede obtener de un pozo horizontal en función de su longitud o sección horizontal.

Una de las principales ventajas que presenta un pozo horizontal es el incremento en el área de contacto con el yacimiento. Inicialmente, se creía que la longitud horizontal del pozo y su productividad eran directamente proporcionales, sin embargo, esto no es cierto principalmente debido al incremento de la pérdida por fricción en el pozo.

Para obtener la longitud óptima se procede analizando ecuaciones que diversos autores utilizan para determinar la productividad de los pozos horizontales, así como también cada uno de los parámetros que intervienen en dichas ecuaciones, dentro de los autores consultados en este trabajo se encuentran: Joshi, Giger, Renard & Dupuy y Jing Lu.

El resultado de este análisis es presentado luego a través de un programa computarizado realizado en Visual Basic, que permite al usuario realizar de forma rápida y confiable el cálculo de la longitud óptima de un pozo horizontal, esto conlleva a un aumento de la productividad y a una utilización óptima de los recursos económicos y tecnológicos del cual se dispongan.

Índice General

Lista de Tablas	I
Lista de Figuras	II
I. Introducción	
II. Marco Teórico	
1. Evolución Histórica de los pozos horizontales	1
1.1. Experiencias a nivel mundial	2
1.2. Experiencias a nivel nacional	7
2. Consideraciones geológicas básicas	19
2.1. Fuente de petróleo	19
2.2. Roca yacimiento	20
2.3. Migración del petróleo y gas	24
2.4. Trampas	26
2.5. Modelo Geológico	31
3. Tecnología de pozos horizontales	33
3.1. Definición de pozos horizontales	33
3.2. Técnicas de perforación	35
3.2.1. Radio ultra corto	36
3.2.2. Radio corto	38
3.2.3. Radio medio	41
3.2.4. Radio largo	42
3.2.5. Pozos multilaterales	43
3.3. Técnicas de completación	46
3.3.1. Completación a hueco abierto	46
3.3.2. Forro no cementado a hueco abierto	47
3.3.2.1. Forro ranurado	47
3.3.2.2. Forro pre-empacado	48
3.3.3. Forro ranurado no cementado en hueco abierto con aislamiento parcial por empacaduras externas	48
3.3.4. Forro ciego cementado y cañoneado	49
3.4. Aspectos relacionados con la selección del método de completacion	50
3.4.1. Tipo de roca y formación	50

3.4.2. Método de perforación	51
3.4.3. Fluido de perforación y limpieza del hoyo	51
3.4.4. Requerimientos de estimulación	52
3.4.5. Requerimientos de mecanismos de producción	53
3.4.6. Requerimientos para rehabilitación	55
3.5. Aplicaciones	
3.5.1. Conificación de agua y gas	57
3.5.2. Yacimiento de baja permeabilidad	60
3.5.2.1. Aumento de producción en yacimientos de baja permeabilidad	60
3.5.3. Fracturas verticales	62
3.5.4. Yacimientos heterogéneos	63
3.5.5. Yacimientos fracturados	63
3.6. Limitaciones de los pozos horizontales	64
3.6.1. Costo	64
3.6.2. Espesor	65
3.6.3. Permeabilidad	65
3.6.4. Gravedad API	65
4. Consideraciones de ingeniería de yacimientos	66
4.1. Pozos horizontales en yacimientos fracturados hidráulicamente	66
4.2. Pozos horizontales en yacimientos fracturados naturalmente	68
4.3. Mecanismos de producción	70
4.4. Saturación de fluidos	73
4.5. Permeabilidad	73
4.6. Presión de yacimiento	76
4.7. Yacimiento y presión de fondo del pozo	79
4.8. Temperatura del yacimiento	81
4.9. Daño a la formación	81
4.9.1. Factor de daño	83
4.9.2. Factor de daño para pozos horizontales	84
4.9.3. Efecto de la localización del daño en el rendimiento de un pozo horizontal	86
4.10. Regimenes de flujo	87
4.11. Anisotropía areal	89

4.12. Area de drenaje de un pozo horizontal	92
4.13. Caída de presión en pozos horizontales	94
4.13.1. Consideraciones para minimizar las pérdidas de presión por fricción	96
4.14. Comparación del rendimiento de un pozo vertical y uno horizontal	99
4.15. Cuando seleccionar un pozo horizontal	101
III. Análisis del Problema	104
IV. Metodología	106
V. Análisis de Resultados	118
VI. Conclusiones	136
VII. Recomendaciones	137
VIII. Referencias	138
IX. Glosario	142
X. Apéndices	146
Apéndice A. Deducción de la ecuación de Joshi. Flujo en plano horizontal	146
Apéndice B. Deducción de la ecuación de Joshi. Flujo en plano vertical	150
Apéndice C. Manual del usuario	152

Lista de Tablas

Tabla 1.1. Estados de los yacimientos antes de la perforación horizontal	12
Tabla 1.2. Datos obtenidos de la perforación horizontal	13
Tabla 2.1. Porosidades posibles	21
Tabla 3.1. Valores promedios alcanzados con las técnicas de perforación	42
Tabla 3.2. Efecto de la gravedad del petróleo en la tasa crítica.	58
Tabla 4.1. Suposiciones de los modelos desarrollados	108
Tabla 4.2. Matriz de evaluación	109
Tabla 5.1. Hoja de datos / Programa OPTITASA V 1.1	121
Tabla 5.2. Hoja de resultados / Programa OPTITASA V 1.1	122
Tabla 5.3. Incremento de la producción acumulada	130

Lista de Figuras

Figura 1.1. Tipos de Pozos utilizados en Venezuela	8
Figura 1.2. Tipos de pozos horizontales por área perforada en Venezuela	9
Figura 1.3. Producción promedio por pozos	10
Figura 1.4. Sensibilidad para el desarrollo de la tubería	15
Figura 1.5. Sensibilidad de la longitud lateral	16
Figura 2.1. Espacio poroso en la roca porosa	20
Figura 2.2. Efecto de la forma de agrupación de los granos y su tamaño	20
Figura 2.3. Tipos de porosidad	21
Figura 2.4. Flujo a través de un espacio poroso	22
Figura 2.5. Sección transversal de un meandro	23
Figura 2.6. Proceso de migración del petróleo y/o gas	24
Figura 2.7. Posición de los fluidos	25
Figura 2.8. Trampa estructural, Anticlinal	26
Figura 2.9. Trampa por falla	27
Figura 2.10. Trampa estratigráfica	28
Figura 2.11. Yacimiento inclinado	28
Figura 2.12. Trampa lenticular	29
Figura 2.13. Ubicación dentro de la estructura geológica	30
Figura 2.14. Discontinuidad de la arena en la aplicación de Pozos Horizontales	32
Figura 3.1. Esquema de un pozo horizontal	33
Figura 3.2. Área de drenaje de un pozo vertical y uno horizontal	34
Figura 3.3. Técnica de perforación por expulsión de chorros de agua	37
Figura 3.4. Radios de giro y longitudes de las secciones horizontales.	38
Figura 3.5. Técnica de perforación de radio corto de juntas de collares flexibles	40
Figura 3.6. Efecto del radio de curvatura sobre el uso de herramientas convencionales de perforación horizontal.	41
Figura 3.7. Pozos multilaterales (vista lateral)	43
Figura 3.8. Pozos multilaterales orientados en varios sentidos.	44
Figura 3.9. Aplicación de los pozos multilaterales.	45
Figura 3.10. Completacion a hoyo desnudo	46
Figura 3.11. Completacion con liner rasurado	47
Figura 3.12. Forro pre-empacado	48

Figura 3.13. Forro ranurado no cementado con aislamiento parcial por empacadura	49
Figura 3.14. Forro ciego cementado y cañoneado	50
Figura 3.15. Trayectoria real de un pozo horizontal	54
Figura 3.16. Conificación por agua y/o gas	57
Figura 3.17. Conificación por agua	59
Figura 3.18 . Fracturamiento hidráulico con pozo horizontal	61
Figura 3.19. Pozo horizontal interceptando fracturas en un yacimiento fracturado	62
Figura 3.20. Curva de aprendizaje de perforación en pozos horizontales en el Campo Austin Chalk, Texas.	64
Figura 4.1. Yacimientos fracturados hidráulicamente	67
Figura 4.2. Flujo de fluidos	68
Figura 4.3 Pozo horizontal interceptado por fracturas que no interfieren	69
Figura 4.4 Pozo horizontal interceptado por fracturas que interfieren	69
Figura 4.5 Mecanismos de producción	70
Figura 4.6 Producción por expansión de la capa de gas	71
Figura 4.7 Producción por combustión en sitio	72
Figura 4.8 Flujo radial hacia un pozo vertical	75
Figura 4.9 Flujo hacia un pozo horizontal	76
Figura 4.10. Presión anormal	77
Figura 4.11. Presión anormal por domo de sal	78
Figura 4.12. Presión anormal por efecto de vasos comunicantes	78
Figura 4.13. Presión de fondo	79
Figura 4.14. Presión de fondo en un pozo horizontal	80
Figura 4.15. Daño a la formación	85
Figura 4.16 Modelos conceptuales de daño	86
Figura 4.17 Efecto de la ubicación del daño sobre la producción	87
Figura 4.18. Regímenes de flujo	88
Figura 4.19. Producción acumulada de un pozo horizontal en función de su longitud	90
Figura 4.20. Relación entre el esfuerzo y los componentes de la permeabilidad	91
Figura 4.21. Efecto de la anisotropía areal en la producción de pozo horizontal	92
Figura 4.22. Volumen drenado por un pozo horizontal	93
Figura 4.23 Efecto de la fricción en un Pozo horizontal	95
Figura 4.24 Efecto del índice de anisotropía y el espesor del yacimiento sobre la razón de productividad de un pozo horizontal.	101

Figura 5.1. Tasa Vs. Longitud, Pozo 1	123
Figura 5.2. dQ/dL Vs. Longitud, Pozo 1	123
Figura 5.3. Tasa Vs. Longitud, Pozo 2	124
Figura 5.4. dQ/dL Vs. Longitud, Pozo 2	124
Figura 5.5. Tasa Vs. Longitud, Pozo 3	125
Figura 5.6. dQ/dL Vs. Longitud, Pozo 3	125
Figura 5.7. Tasa Vs. Longitud, Pozo 4	126
Figura 5.8. dQ/dL Vs. Longitud, Pozo 4	126
Figura 5.9. Tasa Vs. Longitud, Pozo 5	127
Figura 5.10. dQ/dL Vs. Longitud, Pozo 5	127
Figura 5.11. Tasa Vs. Longitud, Pozo 6	128
Figura 5.12. dQ/dL Vs. Longitud, Pozo 6	128
Figura 5.13. Tasa Vs. Longitud, Pozo 7	129
Figura 5.14. dQ/dL Vs. Longitud, Pozo 7	129
Figura 5.15. Declinación de producción Pozo 1	132
Figura 5.16. Declinación de producción Pozo 2	132
Figura 5.17. Declinación de producción Pozo 3	133
Figura 5.18. Declinación de producción Pozo 4	133
Figura 5.19. Declinación de producción Pozo 5	134
Figura 5.20. Declinación de producción Pozo 6	134
Figura 5.21. Declinación de producción Pozo 7	135

I. INTRODUCCIÓN

La tecnología de perforación horizontal ha alcanzado altos niveles de aceptación a nivel nacional y mundial debido a los beneficios y ventajas que ésta presenta en comparación con la perforación convencional (vertical y desviados), siendo una de estas ventajas el incremento del área de contacto con el yacimiento y por ende un incremento en la productividad del mismo.

La determinación de la longitud a la cual un pozo horizontal debe ser perforado se ha hecho hasta ahora mediante un acuerdo entre geólogos, ingenieros de yacimiento, perforación, completación y producción, es por esto, que la realización de este trabajo tiene como finalidad la determinación de la productividad máxima en pozos horizontales en función de su longitud o sección horizontal.

Para llevar a cabo este trabajo se estudian las ecuaciones que presentan diversos autores para el cálculo de la productividad de un pozo horizontal; dentro de las ecuaciones utilizadas se encuentran la ecuación de Joshi, Renard & Dupuy, Giger-Reiss-Jourdan y Jing Lu. Estas ecuaciones, se analizan por separado tomando en cuenta las suposiciones y limitaciones involucradas en ellas.

Algunos de los factores que afectan la productividad en los pozos horizontales son: el daño, caída de presión, anisotropía del yacimiento, excentricidad, entre las mas importantes.

Introducción

Una tarea difícil para el ingeniero de petróleo cuando se está perforando un pozo horizontal es cuando parar la perforación de la sección horizontal, L , y que ésta sea la máxima longitud adecuada para obtener la mayor tasa de producción. La disyuntiva entre seguir o detener la perforación de la sección horizontal, L , sin obtener tasa de producción adicional de hidrocarburos ha sido atacada por algunos autores utilizando conceptos económicos (VPN, ROR, etc.) con resultados medianamente satisfactorios.

En este trabajo, utilizando conceptos matemáticos se demostró que la perforación de la sección horizontal puede detenerse en un momento en el cual es de esperarse la tasa máxima de producción de hidrocarburos del pozo horizontal, para ello se desarrolló un modelo matemático programado en Visual Basic que permite la determinación de la productividad máxima de los pozos horizontales de una forma práctica en función de la longitud o sección horizontal.

II. MARCO TEÓRICO

1. EVOLUCION HISTORICA DE LOS POZOS HORIZONTALES

Los pozos horizontales no son una idea nueva, ya que han sido reportados en la antigua China donde ésta técnica se utilizaba para incrementar el flujo de agua de los pozos profundos.

En la industria del petróleo y gas, la perforación horizontal no era considerada económica hasta que Estados Unidos y Rusia, junto con otros países, trataron de explotar las posibilidades de la perforación horizontal.

El primer registro de perforación de un pozo horizontal fue en Texo, Texas y fue completado en 1929, otro fue perforado en 1944 en el campo Franklin, Venango Country, Pensilvania, a una profundidad de 500 pies. China trató con perforación direccional a principio de 1957 y después la Unión Soviética trató con esta técnica.

Existen pruebas que indican que los primeros pozos horizontales comerciales fueron llevados a cabo entre 1980 y 1983 por la firma francesa Elf Aquitaine con cuatro pozos horizontales perforados en tres campos de Europa: El campo Lacq Superieur (2 pozos), y el campo Castera lou, ambos localizados al suroeste de Francia, y el campo Rospo Mare, localizado costa afuera de Italia en el Mar Mediterráneo.

Bristish Petroleum utilizó la tecnología de pozos horizontales en el campo Prudhoe Bay en Alaska con la finalidad de minimizar la intrusión de agua y gas dentro del yacimiento Sadlerochit.

La perforación horizontal en Estados Unidos estuvo enfocada casi en su

totalidad a aplicaciones de petróleo. En 1990, mas de 1000 pozos horizontales fueron perforados, alrededor de 850 de ellos fueron localizados en la formación Austin Chalk actualmente en producción; menos del 1% de los pozos perforados fueron completados para gas.

La tasa de producción de esta nueva tecnología ha tenido un gran impacto sobre la perforación y producción de crudo en ciertas regiones, a tal punto que la producción de petróleo de pozos horizontales en Texas llegó a alcanzar en determinados momentos mas de 70000 B/D.

La tecnología de perforación horizontal tiene bases sólidas en la industria del petróleo. Una sinergia particular entre los equipos, técnicas y mecanismos económicamente eficientes han causado una gran aceptación de ésta tecnología ya que en muchos yacimientos, la perforación horizontal ha demostrado grandes incrementos con respecto a la perforación vertical.

1.1. - Experiencias a Nivel Mundial

Para entender más sobre como ha avanzado la tecnología horizontal es conveniente mencionar algunos ejemplos que a nivel mundial se han llevado a cabo para obtener mejores beneficios. Estos son:

1. - Campo Helder: Este campo está ubicado costafuera de los Países Bajos y es el primer campo en el que se realizó perforación horizontal en el Mar del Norte, este yacimiento es una estructura anticlinal muy somera y recibe un soporte parcial de presión debido a un acuífero asociado³⁷.

La decisión de utilizar perforación horizontal para el desarrollo de este campo se debe principalmente a que presentaba una alta producción de crudo pero con un corte de agua elevado, la presión del yacimiento

comenzó a declinar severamente, además de problemas de corrosión en la tubería de producción y altos requerimientos de potencia para las bombas electrosumergibles.

Con estos problemas se esperaba que la perforación horizontal alcanzara los siguientes objetivos: bajos cortes de agua comparados con los pozos convencionales, utilización de bombas de menor potencia, menor declinación de la presión del yacimiento, disminución de los costos e incremento del recobro producto de un barrido volumétrico más eficiente.

La reducción de la producción de agua fue de 12.3 MMBbls, lo cual fue de un impacto significativo en la declinación de la presión del yacimiento, así como también, se observó un incremento de la productividad mayor al 20% en comparación a lo obtenido con pozos convencionales.

El efecto de la longitud del pozo también fue estudiada en este campo dando como resultado que para longitudes de 500 pies el recobro era 18% más que en pozos verticales y si se incrementaba la longitud a 1500 pies el incremento sobre los pozos verticales era de 33%, sin embargo, el beneficio obtenido por cada pie de longitud horizontal comenzó a decrecer a partir de los 1500 pies por lo que determinaron que la longitud óptima horizontal era el 60% de área de drenaje.

Los resultados obtenidos en este campo se reflejaron en una disminución considerable de los costos que alcanzaba hasta un 50% menos que los costos de pozos convencionales, lo que refleja que con un apropiado trabajo de ingeniería de petróleo, los pozos horizontales pueden ser perforados a un costo muy cercano al de los pozos

convencionales²¹.

2. - Campo Statfjord: El propósito de utilizar pozos horizontales en este campo fue el de incrementar el recobro de petróleo en las formaciones Brent y Statfjord para reducir el número de pozos convencionales requeridos para explorar el potencial de las nuevas reservas. Además de incrementar las reservas, se pretendía reducir la relación gas petróleo (RGP).

El campo Statfjord está localizado en el Mar del Norte en el límite entre Noruega y el Reino Unido. La estructura de este campo se describe como una fila de muchos bloques de fallas, es por esto que los pozos horizontales en este campo juegan un rol importante y son perforados para maximizar el recobro a un mínimo costo y para extender la vida útil y económica de los mismos.

Los pozos del yacimiento Brent son normalmente utilizados para drenar muchos bloques con fallas debido a que cada bloque contiene pequeños volúmenes de petróleo que no es posible producir económicamente factible con pozos convencionales.

Es importante destacar que los pozos horizontales perforados en este campo no penetran el contacto agua/petróleo y por lo tanto evitan el problema de zonas aisladas lo que retarda la conificación de agua.

3.- Campo Gullfaks: Este campo está localizado costa afuera de Noruega, posee yacimientos muy complejos con numerosos bloques y estructuras de falla por lo que requirió de técnicas de perforación más sofisticada que aportaran una mayor producción.

Los pozos convencionales de esta área arrojaron producción de agua al comienzo de la vida del pozo y bajas tasas de producción; después de

la perforación de pozos horizontales los pozos mantuvieron una producción estable de 10.700 B/D sin producción de agua ni arena.

4.- Campo Ryckman Creek: La utilización de pozos horizontales en este campo se debió a que proporcionaban un método alternativo que permitía drenar eficientemente los yacimientos que presentaban una gran variedad de permeabilidad, a su vez, el intervalo productor de petróleo incrementaba la producción minimizando los problemas de migración de agua y gas y minimizando la caída de presión¹².

En el yacimiento Nugget, de este campo, la permeabilidad es anisotrópica, por lo que el pozo fue orientado en la dirección de máxima permeabilidad en orden de ampliar lo mas posible el área de drenaje.

5.- Creta de Austin: Esta formación pertenece al campo Giddings ubicado en el centro de Texas; aunque fue descubierto en 1961, su potencial no se hizo evidente hasta 1973 cuando con la utilización de pozos Reentry el pozo Giddings No. 1 reportó 300 barriles de petróleo por día²⁸.

Los primeros tres pozos fueron de radio corto con un total de cinco secciones horizontales, otros siete fueron de radio medio; estas dos técnicas fueron seleccionadas porque minimizan la longitud de la curva e incrementan la longitud horizontal productiva del pozo.

Los resultados de este trabajo se vieron reflejados en un aumento considerable de la producción mayor que los pozos convencionales. Con completaciones de 500 pies a 2200 pies produjeron a tasas de 2,5 a 7 veces mayor que las completaciones verticales.

Otro de los resultados importantes en este campo fue que se dieron cuenta que se obtenían mejores resultados cuando se conformaba un

equipo multidisciplinario donde se incluían operaciones de geología, yacimiento, geofísica, perforación y aspectos legales.

6.- Campo Dan: La perforación horizontal comenzó en este campo en 1987 con Maersk Oil & Gas A/S con la finalidad de incrementar la productividad⁴. En este campo, localizado en el Mar del Norte se realizaron estudios que determinaron que perforando pozos horizontales y acidificación matricial se obtendrían mejores resultados que con el fracturamiento hidráulico y pozos convencionales.

Inicialmente se perforaron tres pozos horizontales lo cual confirmó que la productividad se podía incrementar en un factor de tres a cuatro veces más que con los pozos convencionales.

7.- Campo Prudhoe Bay: La aplicación de perforación horizontal en este campo ubicado en Alaska, se llevó a cabo para incrementar la productividad del campo debido a que presentaba grandes problemas de conificación de agua y gas y regiones con columnas de espesores menores a 100 pies que no resultaban económico³⁰.

Las completaciones se realizaron utilizando liner ranurado de 1575, 1637 y 1163 pies con una profundidad promedio de 9000 pies. El costo total fue reducido en un 28% y el tiempo de completación en un 31%

Los resultados de producción también fueron significantes, con pozos convencionales se tenía una producción de 3000 a 4000 B/D y la producción inicial utilizando perforación horizontal arrojó una producción de 9000 a 10000 B/D de petróleo.

De estos resultados se hace hincapié que la perforación horizontal es una herramienta eficiente para manejar dos tipos de yacimientos: formaciones altamente permeables con problemas de conificación de

agua y/o gas y en formación de espesores delgado donde no resulta económico su producción.

1.2.- Experiencia a Nivel Nacional

Debido a que la perforación horizontal es un tecnología emergente que ha crecido rápidamente a nivel mundial, en Venezuela, la perforación horizontal ha estado enfocada principalmente a mejorar la producción en yacimientos agotados, producción de arenas aisladas y a la producción de petróleo pesado y extra pesado, a tal punto que es uno de los líderes a nivel mundial fuera de América del Norte en perforación horizontal.

El tipo de pozo horizontal predominante en Venezuela para el año 1995 era el Reentry utilizado para incrementar la producción en yacimientos de baja presión; éste tipo de pozo es también utilizado en la producción de crudo extra pesado en la Faja Petrolífera del Orinoco. (Figura 1.1)³⁵

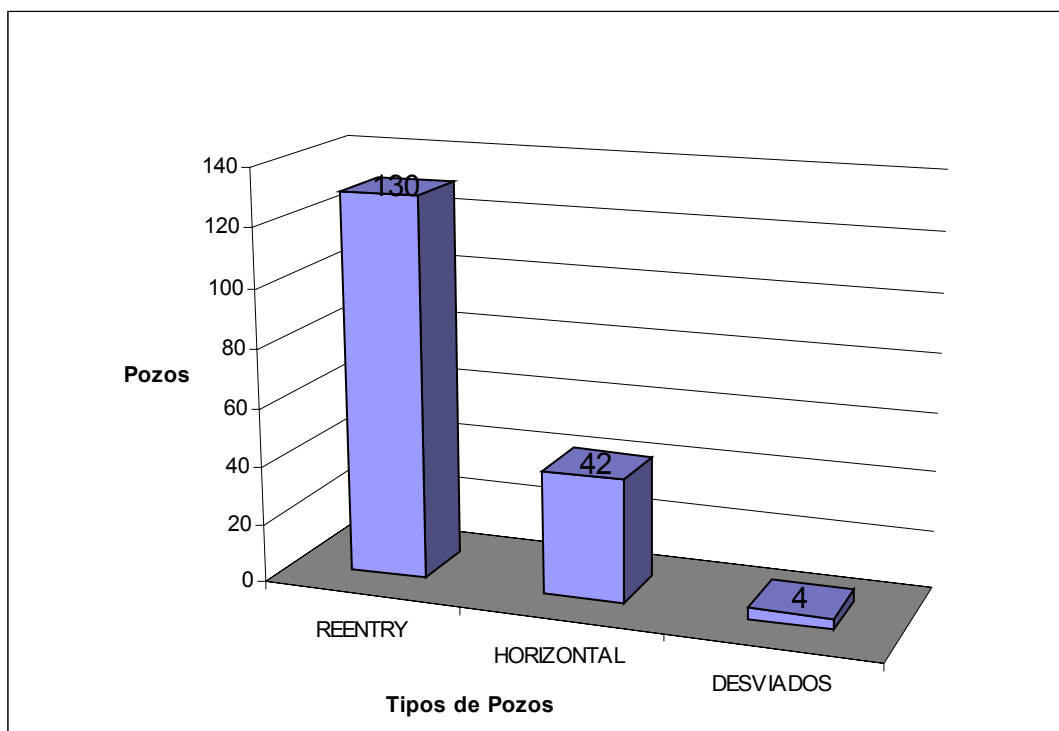


Figura 1.1. Tipos de Pozos Utilizados en Venezuela

En Venezuela, la perforación horizontal está centrada en dos regiones con dos áreas operativas cada una:

1. - Costa Este y Costa Oeste del Lago de Maracaibo.
2. - Centro del Estado Anzoátegui y Sur del Estado Monagas.

Existen diferentes condiciones operacionales, de logística, profundidad de las arenas productoras, gravedad del petróleo, etc. que determinan la cantidad total y proporción de los diferentes tipos de pozos utilizados en cada zona. Figura 1.2³⁵

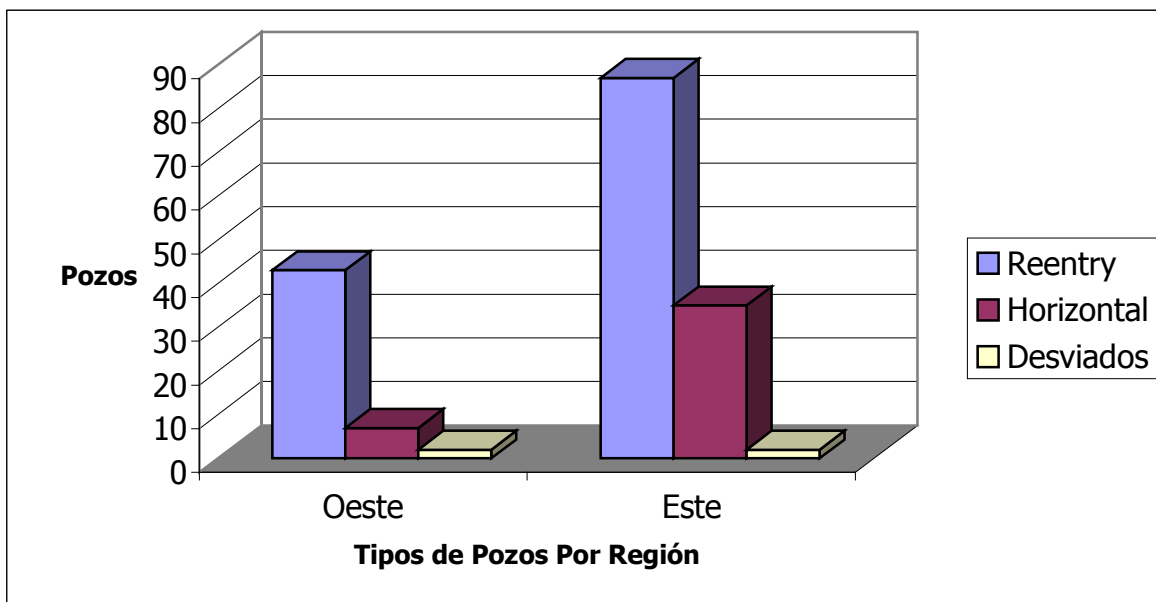


Figura 1.2.- Tipos de Pozos Horizontales por Área Perforada en Venezuela

La figura 1.3³⁵. muestra la producción promedio que se han obtenido a través de la utilización de pozos verticales y horizontales, en la costa este del Lago de Maracaibo, la producción de un pozo horizontal resultó ser dos veces mayor que la producción de un pozo vertical, en la costa oeste la producción fue de 4,8 veces mayor que la obtenida por un pozo vertical. En el centro del estado Anzoátegui, la producción de petróleo extra pesado se incrementó hasta cuatro veces y en el sur del Estado Monagas la producción se incrementó hasta 3,5 veces en relación con la producción obtenida de un pozo vertical. Ver figura 1.3.

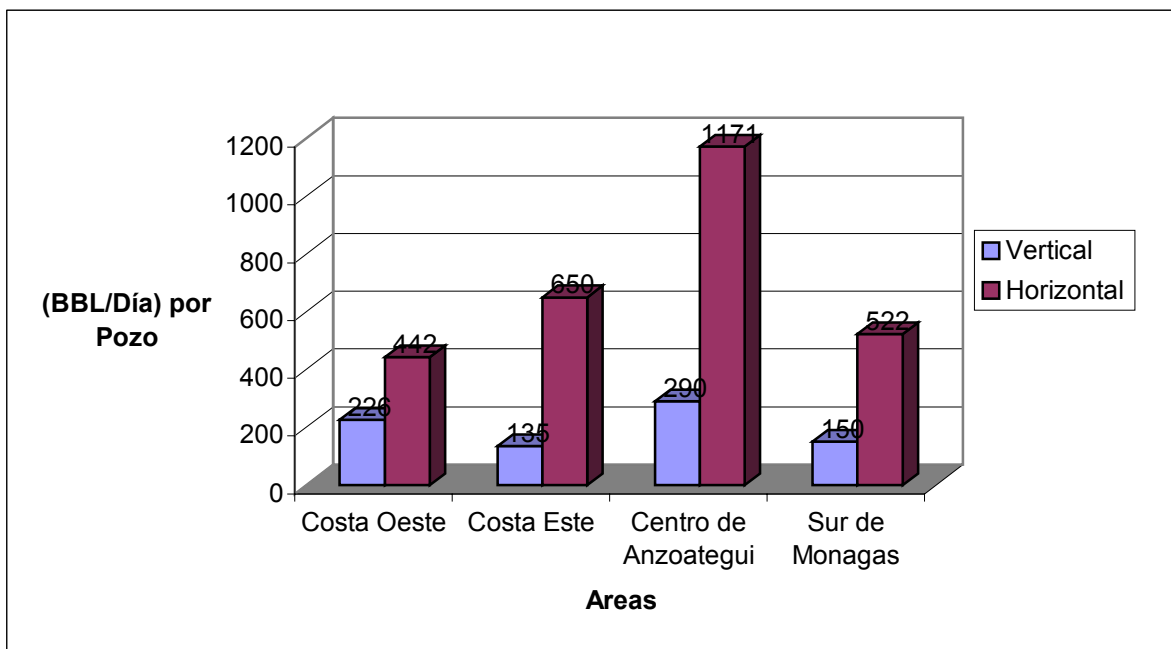


Figura 1.3.- Producción Promedio por Pozos

Entre las aplicaciones mas resaltantes de la perforación horizontal utilizada en Venezuela se tiene:

1. - Campo Tía Juana: Después de 33 días en la gabarra LV-403, se festejaba la conquista de la división de Occidente, ya que el 15 de septiembre de 1990 terminaban de perforar el primer pozo horizontal del país.

El pozo fue perforado a una profundidad de 7.077 pies, de los cuales los últimos 797 pies fueron perforados horizontalmente con un ángulo de inclinación de 86 grados. De esa manera, se expuso al flujo de fluidos una mayor sección de arena petrolífera, con lo cual se logró triplicar la tasa de producción del pozo.

Con la perforación de éste pozo, además de evaluar la técnica, el objetivo era de incrementar la productividad de los pozos, en este caso, la perforación horizontal permitió optimizar y acelerar el recobro de

hidrocarburos, reducir costos operacionales y al mismo tiempo minimizar el impacto ambiental sobre el lago al descongestionarlo de instalaciones.

El pozo TJ-1095 fue perforado verticalmente hasta los 4.222 pies de profundidad, desde allí, se comenzó a aumentar la inclinación utilizando la técnica de perforación de radio largo, que permite incrementar la inclinación del pozo 8 grados por cada 100 pies perforados.

Los criterios que debían ser estudiados para la selección del área fueron: arenas de poco espesor, continuas y homogéneas, buena permeabilidad vertical y buen control desde el punto de vista geológico. Otros aspectos tomados en cuenta fueron los estudios de costo y profundidad, así como la flexibilidad y facilidad para la perforación y completación del pozo.

2. - Cuenca del Lago de Maracaibo: Con una larga historia en la perforación de pozos verticales para la producción de diferentes zonas productoras, la Cuenca del Lago de Maracaibo alcanzó un estado de agotamiento que requirió la aplicación de nueva tecnología para solventar este problema. La perforación horizontal incrementó el recobro drenando arenas aisladas de una forma mas eficiente y evitando los problemas de conificación de agua.

El programa de perforación horizontal de las arenas no consolidadas del Mioceno de la Cuenca del Lago de Maracaibo se inicio en 1995, el estado de los yacimientos antes de la perforación horizontal se muestra en la tabla 1.1.²³

Tabla 1.1. Estado de los Yacimientos antes de la Perforación Horizontal

	Bachaquero	Laguna	Lagunillas
Presión (psi)	900	1500	750
° API	12	19	18
Viscosidad del Petróleo (cp)	635	10	30
Nro. De Pozos Verticales activos	280	21	293
Corte de Agua Promedio (%)	25	27	20
Saturación de Petróleo (%)	70	70	84
Porosidad (%)	33	28	30
Permeabilidad (md)	2500	800	1500

Los tres intervalos desarrollados con perforación horizontal fueron considerados por separados, desde el mas somero hasta el mas profundo, estas son: Bachaquero, Laguna y Lagunillas Inferior.

Bachaquero se compone de un grupo de arenas con pequeñas cantidades de clastos, depositados en un ambiente continental, estas arenas requieren de inyección de gas para su producción.

Laguna está compuesta de un grupo de arenas con espesores variantes desde los 5 pies hasta los 30 pies, éstas arena aparentemente fueron depositadas en un ambiente somero marino y mayormente son lenticulares.

Las arenas de Lagunillas inferior están compuesta con un grupo similar al de Laguna pero con espesores mas continuos, éstas arenas han estado bajo un programa de inyección de agua desde 1984.

Para el año 1997 el resultado de la perforación horizontal en las

distintas arenas arrojó las siguientes estadísticas:

Tabla 1.2. Datos Obtenidos de la Perforación Horizontal

	Bachaquero	Laguna	Lagunillas
Nro. De pozos	16	18	24
Longitud Promedio sección horizontal (pies)	1116	1047	1109
Espesor promedio de arena (pies)	59	20	30
Angulo Máximo	87	87	96,3

El resultado del programa de perforación para las arenas de Bachaquero, Laguna y Lagunillas tomando en cuenta un pozo por cada una son los siguientes:

Bachaquero: El pozo LL-3343 después de estar produciendo por 30 meses presentó un promedio de declinación de 0,5% por mes, acumulando para la fecha 269 millones de barriles de petróleo y se estima que 140 de millones de barriles de petróleo pueden ser recuperados.

Laguna: El pozo LL-3475 después de estar produciendo 18 meses arrojó tasas de 700 barriles de petróleo por día y ha acumulado 567 millones de barriles con una tasa de declinación de 3.5 % por mes y se estima que el recobro sea el 50 % del petróleo original en sitio.

Lagunillas: El resultado en esta arena se muestra a través del pozo LL-1944 el cual después de estar produciendo por 13 meses con una declinación promedio de 3.2 % por mes ha presentado una acumulación de reservas de 139 millones de barriles y se estima que el recobro final sea de 356 millones de barriles de petróleo.

Después de tres años, los resultados de la perforación horizontal indicaron que los pozos horizontales son la alternativa más económica en comparación con los pozos verticales. La campaña de perforación permitió incorporar nuevas reservas de la explotación de yacimientos pequeños a la unidad de producción de Lago de Maracaibo.

Otro resultado del trabajo realizado en la Cuenca del Lago de Maracaibo fue que la perforación horizontal en la producción de yacimientos con petróleo extra pesado con inyección de gas fue satisfactorio traduciéndose en el desarrollo de reservas en zonas de difícil acceso.

En la costa este del Lago de Maracaibo también se ha realizado diseños de pozos multilaterales para petróleo pesado. El yacimiento Costa Bolívar, ubicado en la costa este del Lago de Maracaibo, ha estado produciendo petróleo de 12° API desde 1958. Para 1997, la presión del yacimiento estaba alrededor de 800 psi con una viscosidad de 170 centipoise y elevados corte de agua en muchas áreas por lo que la perforación de pozos verticales con producción de 100 barriles por día no resultaba económica.

El yacimiento está compuesto principalmente por dos canales de arenas, la unidad 1 y unidad 2, ambos con espesores promedios de 35 pies en la zona de interés y están separadas por 40 pies de lutitas. La permeabilidad promedio es de 400 mD en la unidad 2 y 500 mD en la unidad 1 con 35% de porosidad y 30% de saturación de agua en ambas arenas. La razón K_v/K_h se estimó en 0.15 de acuerdo a los datos obtenidos de los núcleos.

En este yacimiento se estimaron dos posibles trayectorias, una con el punto de desvío de la vertical a 500 pies del yacimiento utilizando un radio medio para lograr un mayor alcance lateral; el segundo se ubicó

con el punto de desvío a 300 pies por encima del yacimiento.

Debido a la baja presión del yacimiento, el diámetro de la completación entre la sección productora y el pozo y el punto de la unión multilateral es importante. La figura 1.4.¹ muestra la sensibilidad de la producción para los pozos horizontales descritos anteriormente, de esta gráfica se observa que el pozo más productivo se obtiene con una tubería de 3.5 pulgadas de diámetro entre la bomba y la sección lateral.

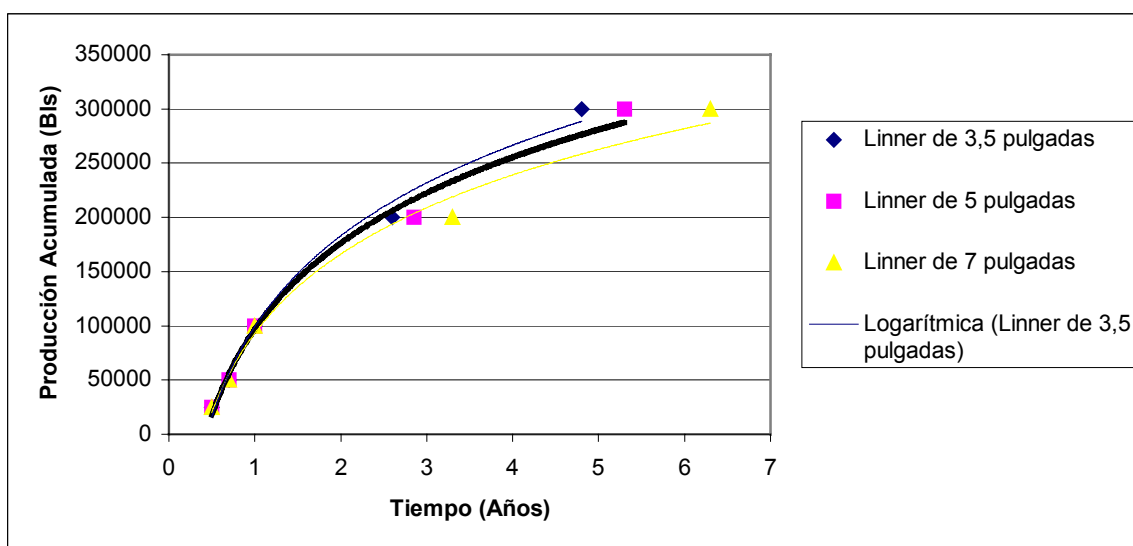


Figura 1.4.- Sensibilidad para el Diámetro de la Tubería

También se realizó un análisis de sensibilidades para la longitud lateral observándose que el recobro aumenta hasta en un 60% cuando se dobla la longitud lateral. Figura 1.5.¹

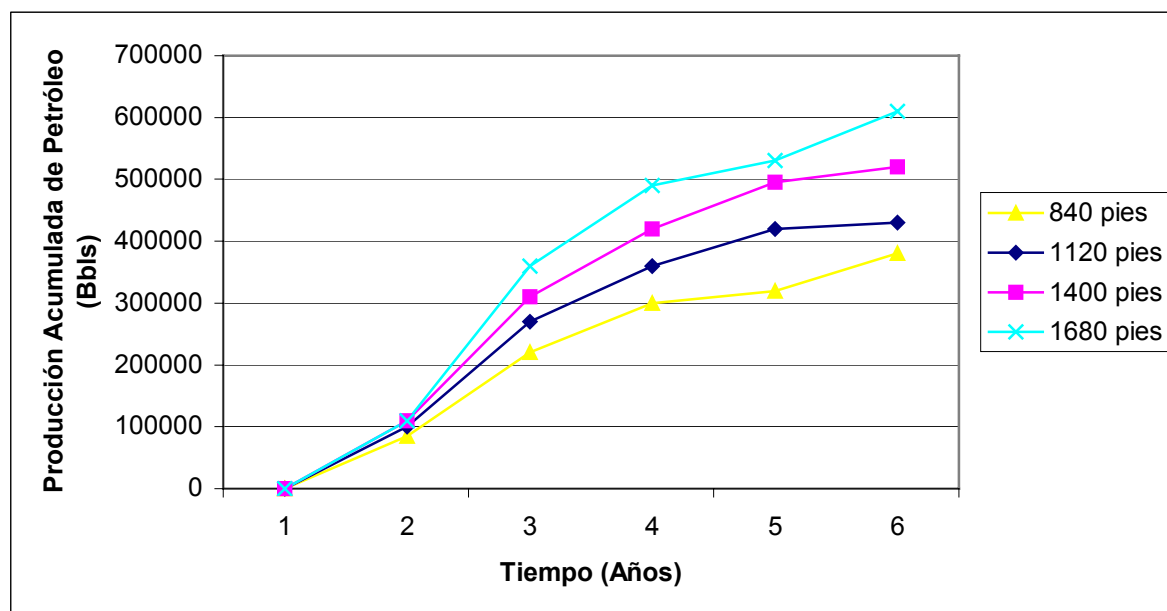


Figura 1.5.- Sensibilidad de la Longitud Lateral

De la realización de este programa de perforación de pozos multilaterales se concluyó que la trayectoria del pozo, la posición de las bombas y la completación tienen un impacto significativo en la productividad del pozo y es necesario modelarlas apropiadamente, también se observó que incrementando la longitud lateral en un yacimiento dado se incrementaba satisfactoriamente la producción debido al incremento en el contacto con el yacimiento.

Otro yacimiento en el cual se aplicó la tecnología de la perforación horizontal fue el yacimiento Marcelina del campo Alturitas localizado aproximadamente 193 kilómetros de Maracaibo. El campo fue inicialmente descubierto en 1950 y el yacimiento Marcelina tuvo una producción de 19 millones de barriles de petróleo.

Los resultados arrojados inicialmente fueron satisfactorios debido a que se obtuvo un incremento en la tasa de producción que representaba seis

veces la producción anterior.

2. - Faja Petrolífera del Orinoco: La Faja Petrolífera del Orinoco ha requerido la utilización de tecnología de punta, es decir, la tecnología más reciente en cuanto a bombas electrosumergibles, completación de pozos horizontales y multilaterales para el mejor aprovechamiento de los recursos de la zona. La Faja del Orinoco contiene alrededor de 1.2 trillones de barriles de petróleo en sitio, está dividido en cuatro áreas: Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro. Las actividades de construcción de la localización comenzaron en Enero de 1997, la perforación de los pozos de producción comenzaron en Agosto de 1997 obteniendo el primer registro de producción de petróleo en Agosto de 1998.

El campo consiste en aproximadamente 57000 acres. El principal yacimiento de hidrocarburos esta localizado en la formación Oficina con una porosidad y permeabilidad promedio de 35% y 5000-15000 mD respectivamente; la variación de la permeabilidad es ocasionada principalmente por la variación en el tamaño de los granos.

Las arenas del yacimiento consisten principalmente de 97% de cuarzo, 2% de clastos y 1% de minerales pesados. El yacimiento esta a una profundidad de 610 metros con una presión de fondo alrededor de 650 psi. El promedio de la relación gas petróleo para el petróleo producido esta entre 180-325 mcf/stb. La gravedad del petróleo esta en un rango de 8 a 11 grados API. El espesor de la arena neta petrolífera varía entre 23 y 69 metros (75 a 225 pies) en pozos verticales.

La fase inicial de construcción perforó 101 pozos. Cada diseño de pozo consistió en aproximadamente 150 metros de casing de 13 3/8 de pulgada, 800 metros de casing de 5 5/8 de pulgada y 1200 metros de liner ranurado de 7 o 5 1/2 de pulgada. La completación consistió en 700

metros de tubería de producción de 4 ½ de pulgada con bombas electrosumergible con rangos entre 220 y 280 hp.

El área de Hamaca ilustra el uso de pozos horizontales y procesos de inyección de vapor para la recuperación de petróleo pesado, y se estima que contiene 40 billones de barriles de petróleo en sitio, con 5.6 billones de barriles en reservas recuperables. La gravedad del crudo es de 7 grados API.

El área de Cerro Negro, también localizada en la Faja del Orinoco, está cubierta por plantaciones de pinos, por lo que la idea principal era minimizar el impacto ambiental de los trabajos realizados en esta zona. Para esto, alrededor de 18 pozos fueron perforados desde una sola localización en la superficie, los primeros 120 pozos fueron perforados utilizando solamente siete localizaciones.

Aproximadamente 780 pozos, incluyendo los últimos 205 hoyos horizontales han sido perforados en ésta área, reportando producciones mayores a 2000 barriles por día cuando son combinados con inyección de vapor.

Los pozos horizontales fueron utilizados para incrementar el recobro de petróleo. Los pozos fueron perforados verticalmente hasta una profundidad de 3000 pies, después de realizar la curvatura, fueron perforados horizontalmente hasta la zona que contenía el petróleo extra pesado.

2. CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS BÁSICAS

Todas las disciplinas geológicas involucradas en lo que es un proyecto de pozo horizontal deberían tomar en cuenta los siguientes aspectos:

1. Investigar o estudiar la manera en que los procesos geológicos forman las trampas y los yacimientos.
2. Familiarizarse con el impacto que tienen estos procesos geológicos sobre los requerimientos de la trayectoria y productividad del pozo horizontal.
3. Entender las limitaciones de predecir y monitorear cómo las propiedades del yacimiento varían lateralmente.

Es necesario la existencia de tres condiciones para que se acumulen los hidrocarburos:

2.1.- Fuente de Petróleo

Según la teoría orgánica de formación del petróleo se cree que éste se originó a partir de la acumulación de material orgánico en mares poco profundos y en aguas marginales de océanos con temperatura moderadamente alta. Las bacterias procesaban el material orgánico depositado en fango sobre el océano marino, en rocas subterráneas ricas en carbono e hidrógeno, en un ambiente anóxico y en ausencia de oxígeno. Mientras más acumulación ocurre, el material orgánico es calentado y presurizado, hasta alcanzar la ventana de petróleo (condiciones de presión temperatura a la que se forma el petróleo), transformando el material orgánico en hidrocarburos. Una vez que el petróleo es formado migra a través de las rocas sedimentarias permeables hasta que es atrapado o alcanza la superficie.

2.2.- Roca yacimiento.

Los fluidos del yacimiento (petróleo, gas y agua) están presentes en el espacio poroso en la roca yacimiento.

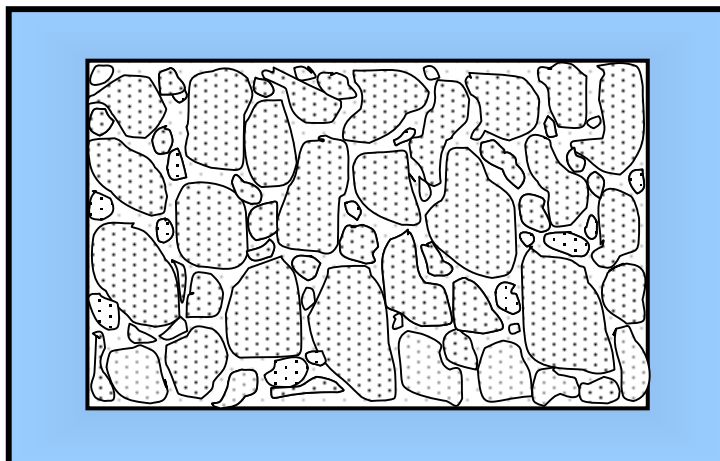


Figura 2.1 Espacio Poroso en la Roca Porosa

La porosidad de la roca es el espacio vacío (espacio poroso) en la matriz de la roca, expresado en porcentaje la porosidad puede alcanzar valores menores a un 5% en areniscas muy ajustadas o carbonatos y valores mayores a un 30% en areniscas poco consolidadas. La porosidad depende del tamaño relativo y forma de los granos (redondez) grado de escogencia y compactación de los granos de arena, y también de una segunda mineralización.

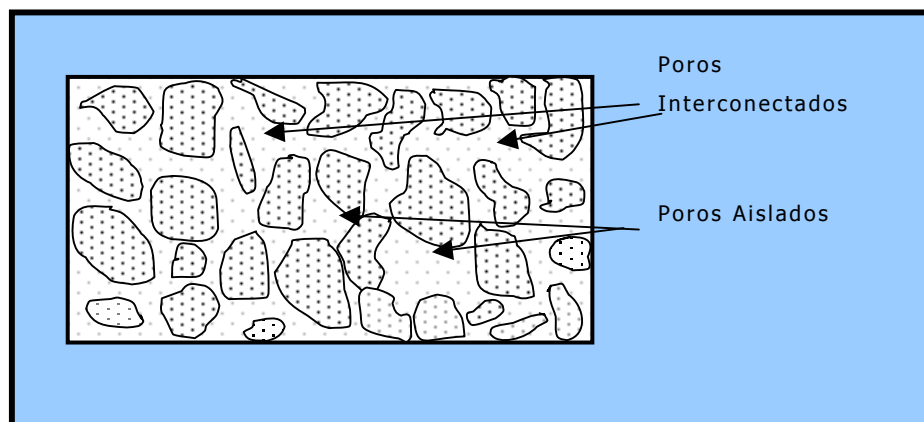


Figura 2.2 Efecto de la Forma de Agrupación de los Grano y su Tamaño

Los valores posibles de permeabilidad alcanzan valores típicos desde cero hasta mas de un 25% como se muestra en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Porosidades Posibles

Despreciable	0-0.05
Pobre	0.05-0.10
Regular	0.10-15
Buena	0.15-0.20
Muy buena	0.20-0.475

Existen diferentes tipos de porosidad como se muestra en la figura 2.3.

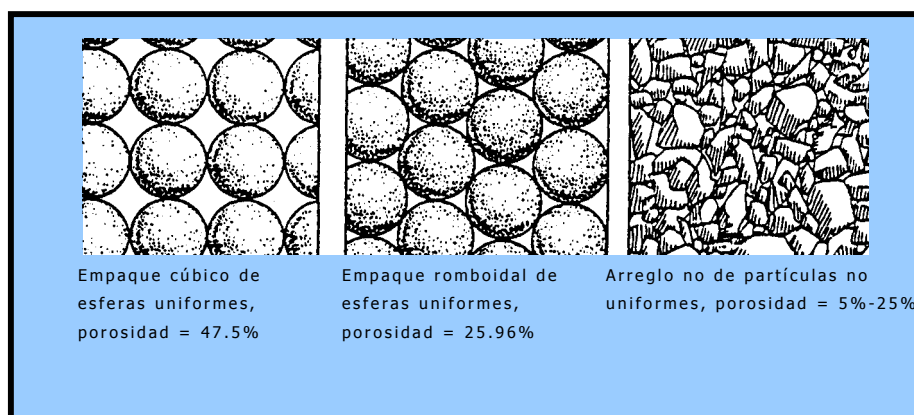


Figura 2.3. Tipos de Porosidad

Porosidad Efectiva:

Es la fracción del volumen total de la roca que está compuesta por los espacios vacíos que están comunicados entre si, permitiendo de esta manera la producción de los hidrocarburos almacenados en el yacimiento.

Porosidad Absoluta:

Es la fracción total de espacio vacíos comunicados y no comunicados. Cabe destacar que la porosidad medida en el laboratorio es la porosidad efectiva mientras que la

porosidad obtenida a partir de registros es la porosidad absoluta.

Los espacios porosos están por general conectados por lo que los fluidos pueden fluir a través de la roca como se muestra en la figura 2.4

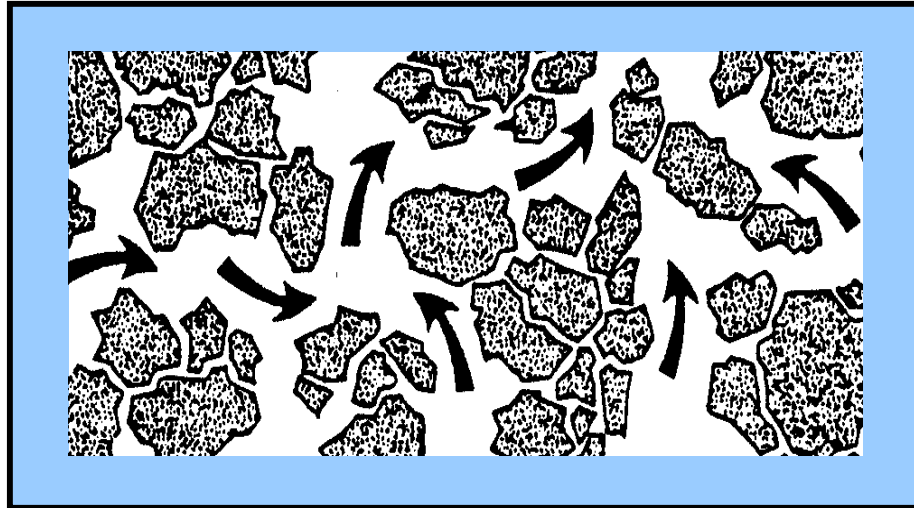


Figura 2.4. Flujo a Través de un Espacio Poroso

Permeabilidad:

La permeabilidad es la habilidad de permitir el flujo de fluidos a través de la roca y se mide en darcy, por lo tanto, mientras mayor es la permeabilidad mayor es la facilidad con que los fluidos del yacimiento se moverán a través del espacio poroso.

La definición de un Darcy en el sistema c.g.s: es la permeabilidad de una roca de 1 cm de largo y una sección transversal de 1 cm^2 que permite el flujo de 1 c.c. de fluido de viscosidad de 1 centipoise en un segundo imponiendo un diferencial de presión de 1 atmósfera.

La permeabilidad que usamos como dato es la medida en laboratorio a partir de núcleos que han sido secados y algunas veces limpiados usando aire o nitrógeno. Esta permeabilidad no es la misma porosidad efectiva del yacimiento, ya que el núcleo no se encuentra a las mismas condiciones de presión y temperatura que en el

yacimiento, generando esto, cambios en sus propiedades físicas tales como expansión de los granos, etc.

Es importante notar, que tanto la porosidad como la permeabilidad son propiedades microscópicas por naturaleza. La productividad relativa a un pozo es controlada en gran grado por estas características microscópicas. Por tal motivo, es necesario tener en cuenta la variación que pueden presentar los procesos sedimentarios. Por ejemplo, considere la sección transversal de un meandro tal como se muestra en la figura 2.5, en esta sección se nota que en las barras es que ocurre la sedimentación de los granos más pesados, ya que la velocidad del fluido que los transportaba era pequeña comparada con la velocidad en el extremo opuesto del río.

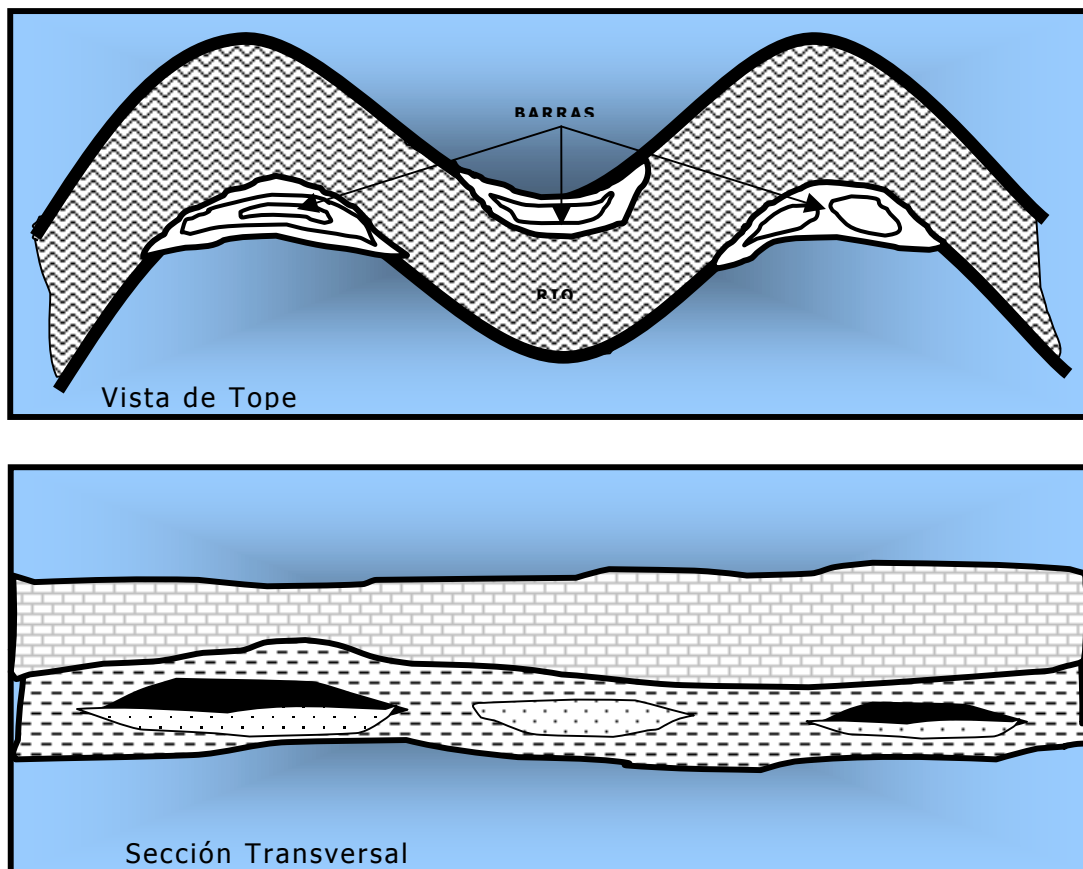


Figura 2.5. Sección Transversal de un Meandro

2.3.- Migración del Petróleo y del Gas

Una vez que el petróleo se forma en la roca madre, éste migra hacia las rocas reservorios que se encuentran buzamiento arriba debido a su baja densidad en comparación con el agua, hasta que alcanza la superficie o se encuentra con una trampa impermeable. Figura 2.6

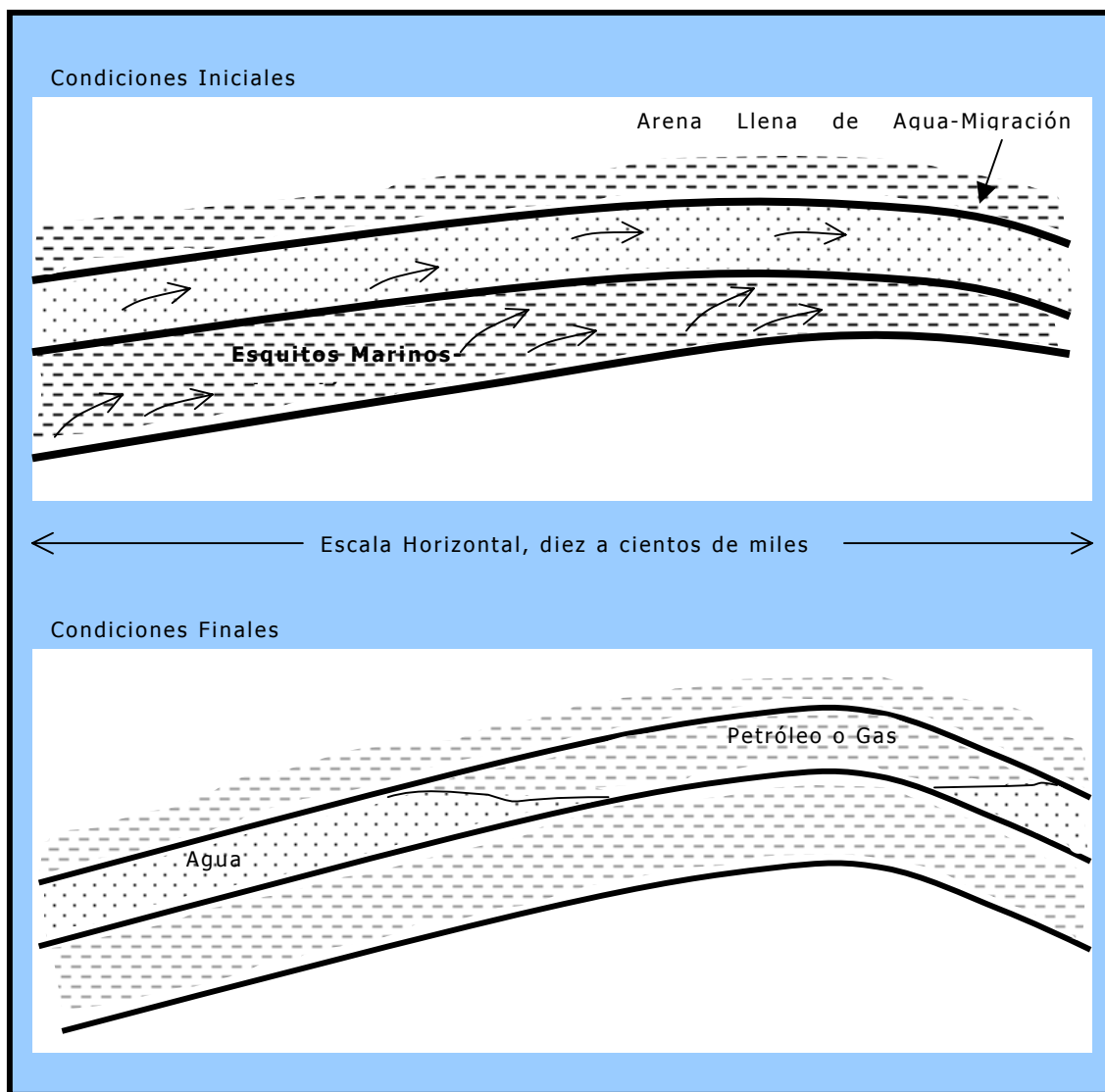


Figura 2.6 Proceso de Migración Petróleo y/o Gas

Los fluidos del yacimiento normalmente se segregan de acuerdo a su densidades, colocándose el gas en la parte superior, luego el petróleo y después el agua, ver figura 2.7. En yacimientos de petróleo pesado, las características del petróleo varían con la profundidad. La viscosidad y la composición del fluido pueden variar debido a los procesos químicos que pueden ocurrir durante el tiempo geológico.

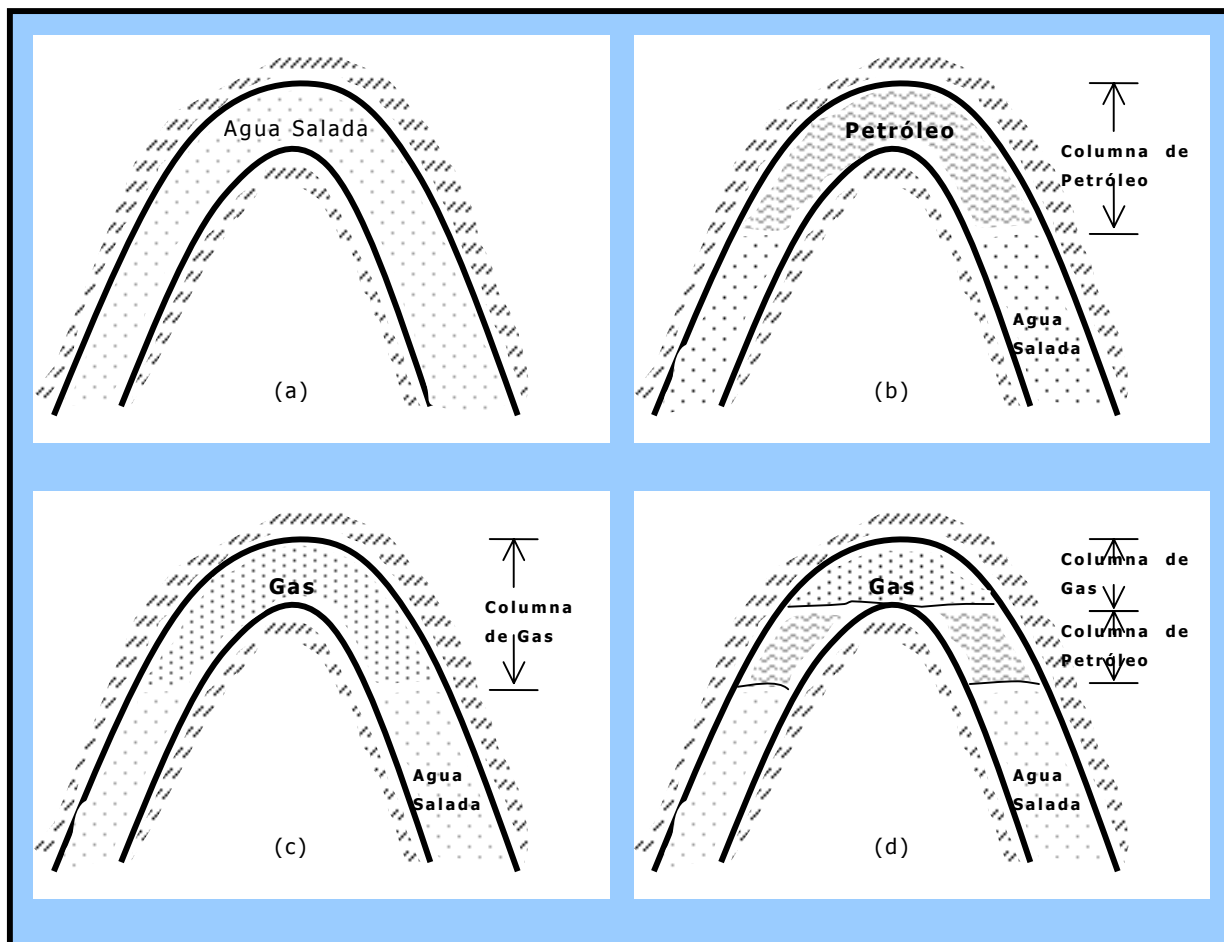


Figura 2.7 Posición de los Fluidos

2.4.- Trampas.

Existen dos tipos de trampas básicas de yacimiento que resultan en la acumulación del petróleo y el gas:

Trampas estructurales: se forman debido a la deformación permanente (pliegues) o a la ruptura de la formación (fallas), debido a los esfuerzos que exceden el límite de elasticidad de la formación. La falla ocurre debido a que la roca se encuentra a poca profundidad lo que la hace poco dúctil y quebradiza o frágil ante estos esfuerzos. Por el contrario, si se encontrase a una profundidad mayor, las presiones y las temperaturas hacen que esta se comporte dúctil.

Las trampas estructurales varían en tamaño y forma, las mas comunes son: anticlinales, y fallas (ver figura 2.8).

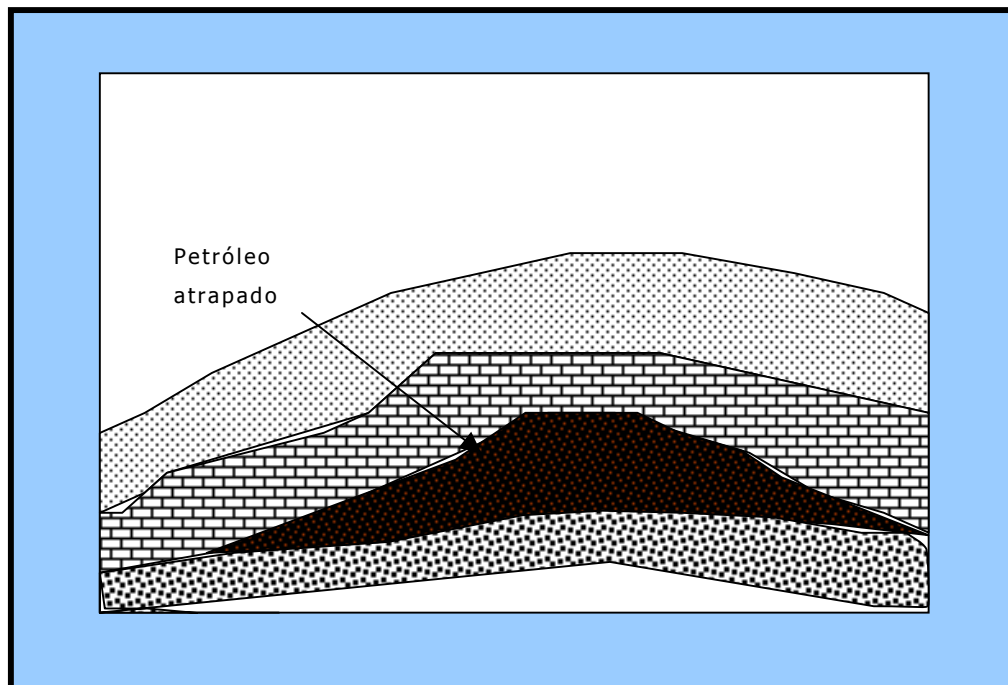


Figura 2.8.- Trampa Estructural, anticlinal

Las trampas estructurales son frecuentemente detectadas por sismica. Los yacimientos más grandes de petróleo y gas son trampas estructurales. Las trampas por fallas ocurren normalmente cuando una falla crea una discontinuidad en los estratos tal que expone una capa impermeable a la cara de otra permeable, por lo que la migración del petróleo es detenida por la roca impermeable. Ver figura 2.9

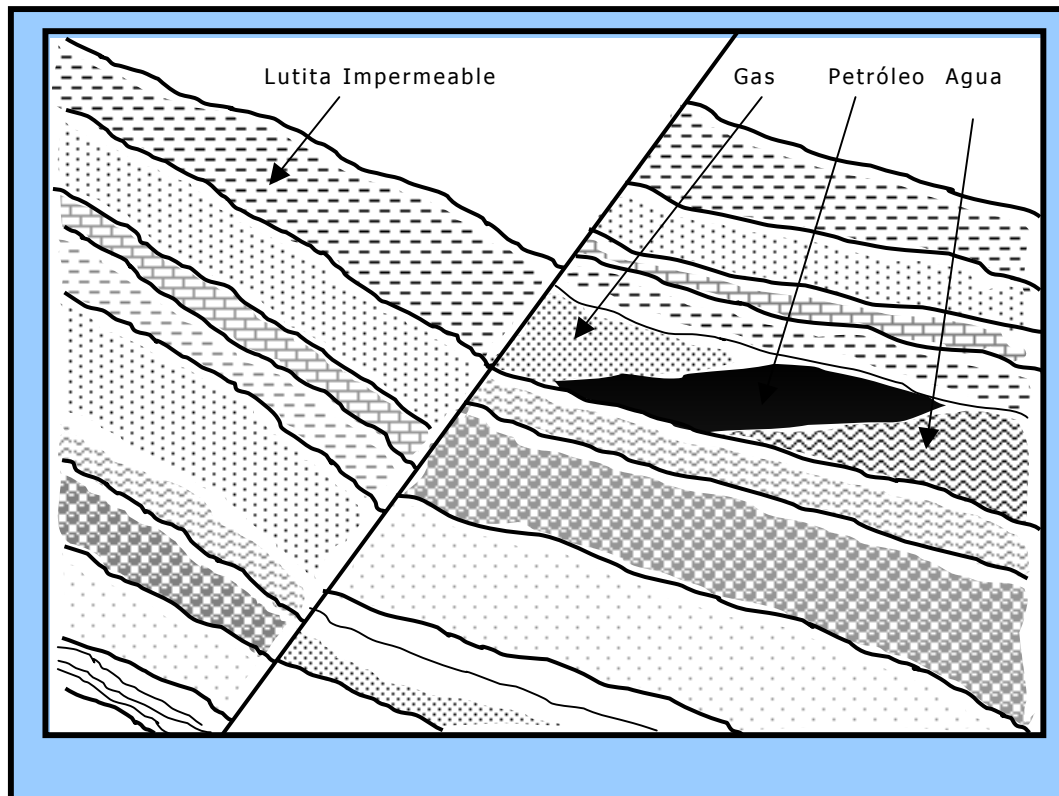


Figura 2.9.- Trampa Por Falla

Trampas estratigráficas: Estas trampas resultan de los cambios de porosidad y permeabilidad, también se forman por formaciones no porosas que no permiten el flujo de fluidos ubicadas en el tope de la formación yacimiento. Ver figura 2.10.

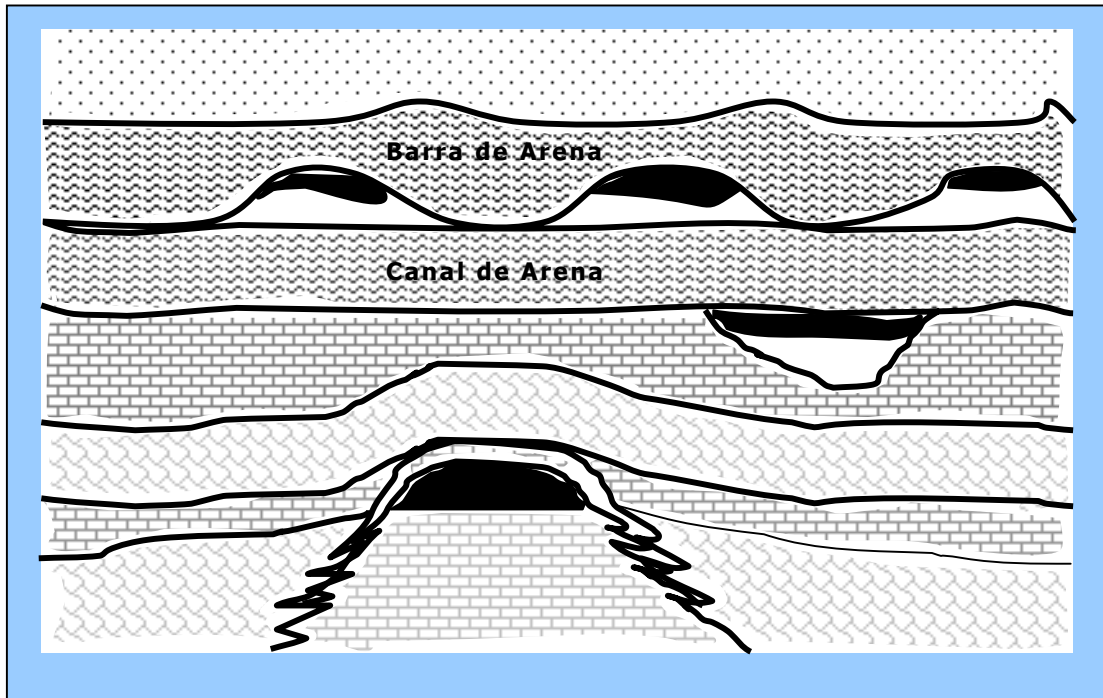


Figura 2.10. Trampa Estratigráfica

Yacimientos inclinados son formados frecuentemente cuando un pliegue poroso es erosionado y luego cubierto con un estrato impermeable. Ver figura 2.11

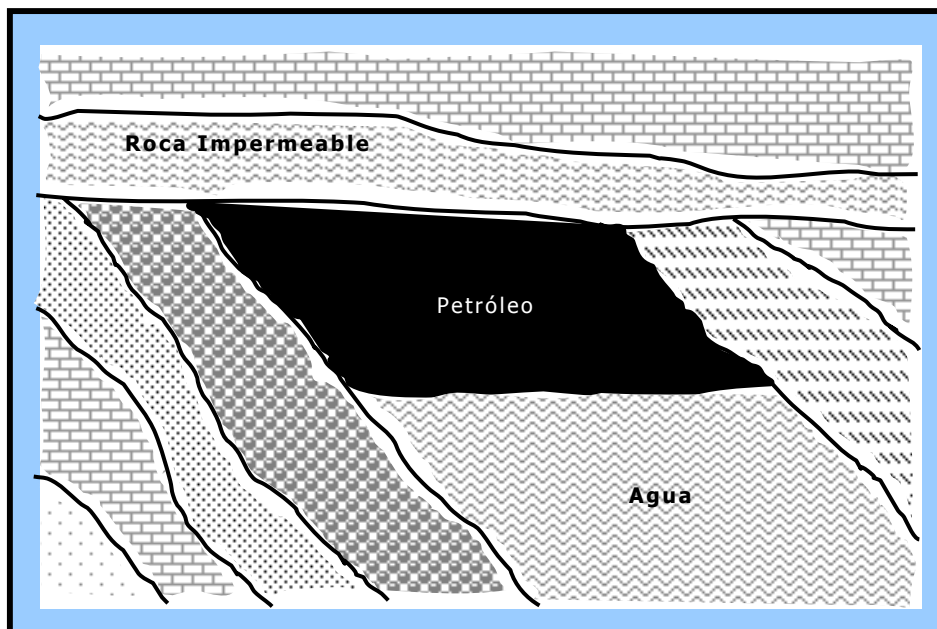


Figura 2.11.- Yacimiento Inclinado

Las trampas lenticulares se forman por una distribución no uniforme de la arena o la arcilla mientras son distribuidos en las barras de los deltas de un río ver figura 2.12.

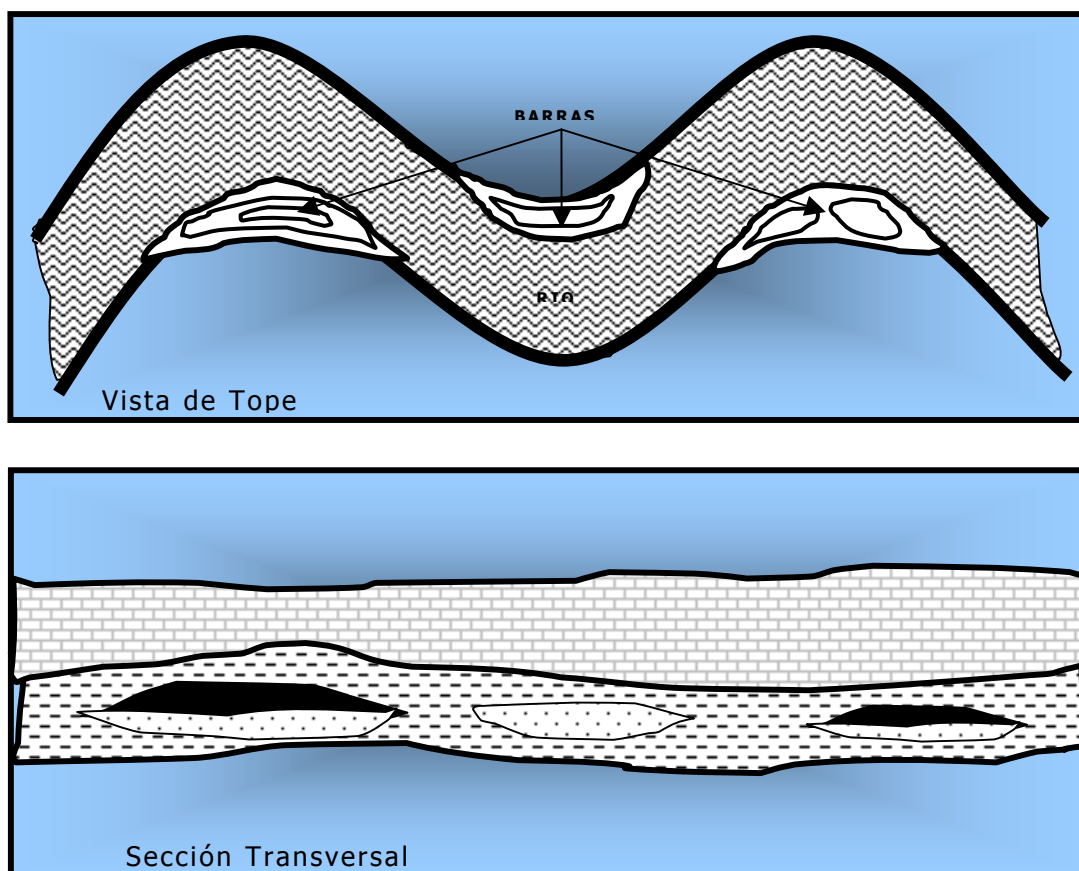


Figura 2.12.- Trampa Lenticular

Las trampas estratigráficas tales como las trampas lenticulares, por lo general, son difíciles de detectar con técnicas sísmicas, haciendo la exploración difícil, otras trampas incluyen arrecifes carbonáticos. El entendimiento del tipo de trampa es un elemento crítico para el éxito de la aplicación de un pozo horizontal.

Un pozo vertical exitoso necesita solo penetrar a través de la cresta, o en defecto, a través de un flanco de la estructura como se muestra en la figura 2.13, un pozo horizontal no solo debe estar colocado en el intervalo vertical correcto, sino que su azimut y trayectoria son también crítico para su éxito.

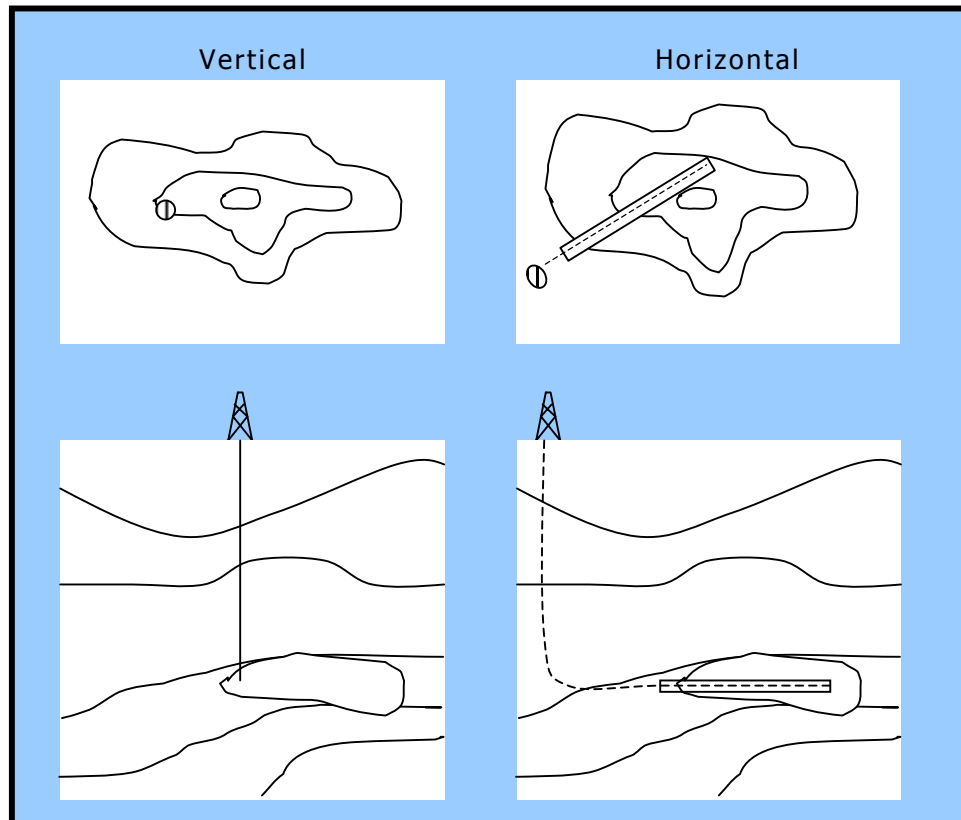


Figura 2.13 Ubicación Dentro de la Estructura Geológica

En trampas grandes y yacimientos homogéneos las variaciones laterales (tanto macro como micro), son menos críticos. Sin embargo, en grandes estructuras costa afuera, la colocación de pozos horizontales tiene un mayor impacto en el éxito económico gracias a la heterogeneidad del yacimiento.

Una gran parte de la proporción de las reservas de petróleo y gas se encuentran en los ambientes más pequeños y complicados. Tanto las características macro como las micro, caracterizan al yacimiento y sus variaciones relativas a la posición del pozo horizontal serán críticas para el éxito.

2.5.- Modelo Geológico.

El entendimiento que pueda tener el geólogo del tipo de roca, fluido y trampa juegan un papel importante en el desarrollo de un modelo geológico del yacimiento.

Una de las mayores sorpresas con que se encuentra un operador en aplicaciones de pozos horizontales, ha sido el grado de variación lateral de las características geológicas y del yacimiento. Esto ha ocurrido en aplicaciones donde los pozos verticales tienen poco espaciamiento. En algunos casos, la capacidad de los pozos horizontales de determinar las variaciones laterales de la geología ha indicado al operador generar un nuevo modelo geológico del yacimiento. Esto puede tener un efecto tal que modifique el cálculo del petróleo originalmente en sitio (POES), el factor de recobro y la economía del desarrollo del campo. Por esta razón, muchos operadores están empezando a aplicar pozos horizontales en sus programas de delineación y exploración. Esta habilidad de los pozos horizontales de evaluar las características laterales del yacimiento debe ser recordada incluso en los yacimientos con un modelo geológico ya conocido.

El aspecto lateral de los pozos horizontales hace crítico a los geólogos fijar el objetivo del pozo y guiar su colocación, por esto es necesario que las otras disciplinas (perforación, yacimiento, completación, producción, etc.) que están involucradas en aplicaciones de pozos horizontales tomen en cuenta este aspecto.

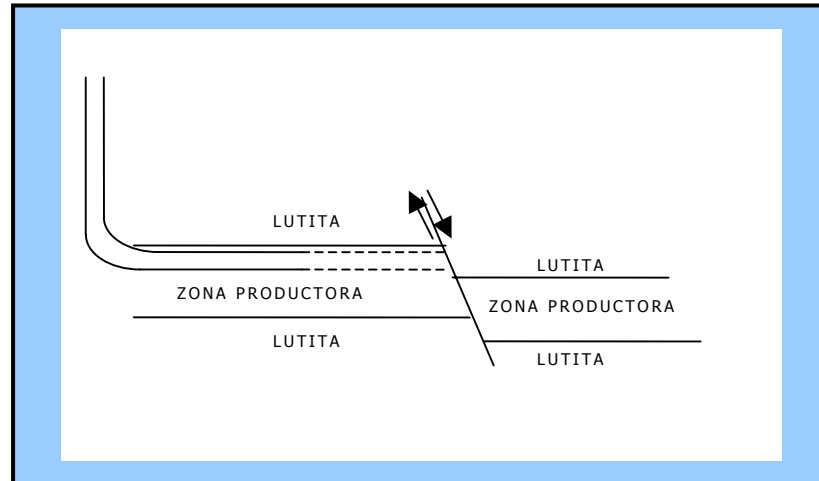


Figura 2.14. Discontinuidad de la Arena en la Aplicación de Pozos Horizontales

La figura 2.14 simplifica un problema de tres dimensiones a dos. En una situación real el geólogo se preguntaría hacia la derecha o hacia la izquierda o hacia arriba o hacia abajo para seguir interceptando el intervalo. Por lo tanto una pregunta muy importante al momento de perforar un pozo horizontal es ¿donde perforar para dar en blanco u objetivo (target)?

El éxito de un pozo horizontal descansa primero en el geólogo. El tiene que saber a donde ir y como permanecer allí, por lo que tiene que trabajar conjuntamente con el perforador, ambos deben estar preparados para un escenario como el de la figura 2.14 y los dos deben estar alerta de la capacidad del otro para responder a esta situación.

3 .TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES

3.1.- Definición de Pozos Horizontales

Muchos operadores están de acuerdo en definir un pozo horizontal como un hoyo que ofrece una sección abierta al flujo cuyo eje axial posee una inclinación entre 85 y 95 grados en el yacimiento de producción, (Ver Fig. 3.1) creando un cambio radical en la condiciones de flujo de los fluidos, ya que crea un área de forma elipsoidal mientras que la de un pozo vertical es de forma cilíndrica.¹⁰ (Ver Fig. 3.2)

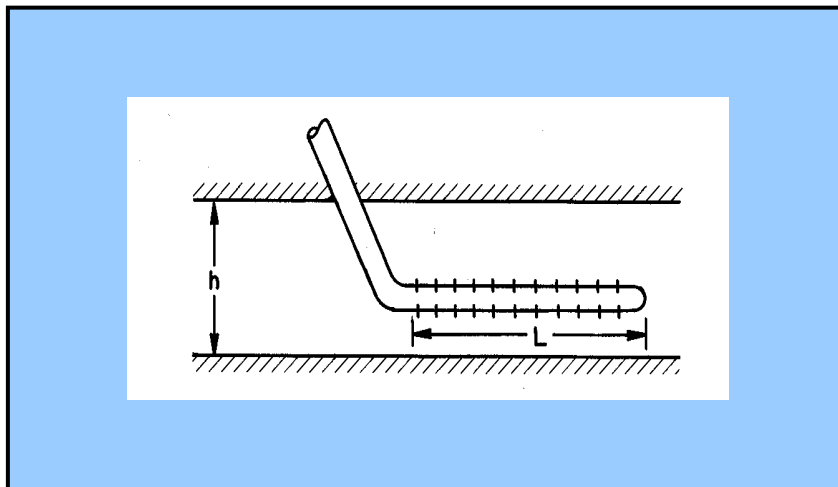


Figura 3.1 Pozo Horizontal, h: espesor del horizonte L: longitud de la sección horizontal ⁽¹⁵⁾

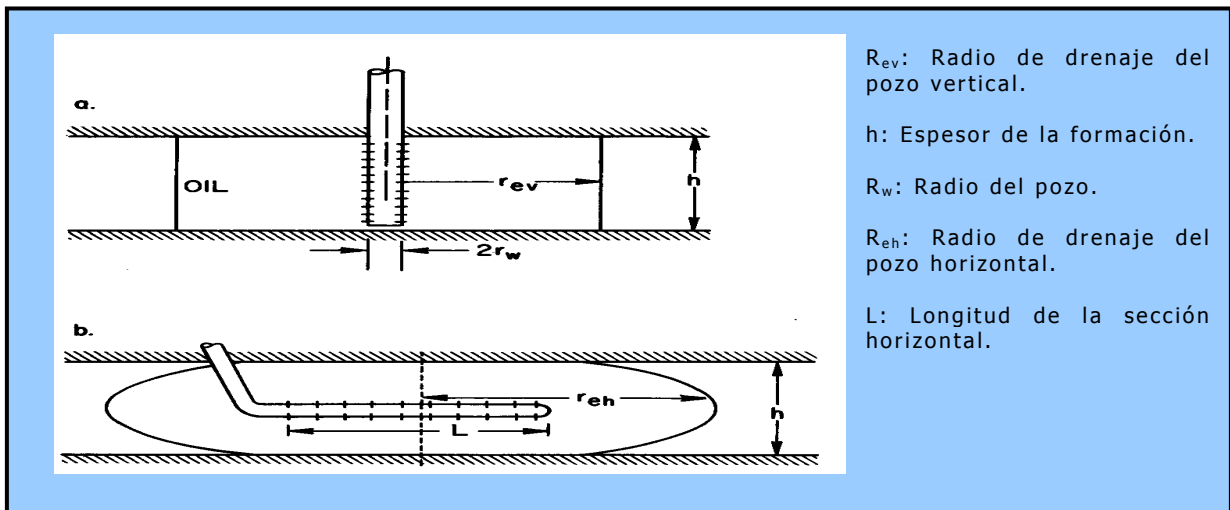


Figura 3.2 Área de Drenaje de un Pozo Vertical y uno Horizontal ⁽¹⁵⁾.

El propósito de un Pozo Horizontal es incrementar el contacto con el yacimiento y de ese modo incrementar la productividad del mismo, como pozo de inyección un pozo horizontal de larga sección horizontal provee una gran área de contacto y por lo tanto aumenta la inyectividad del pozo, que es lo que más se desea en los proyectos de recuperación secundaria.

La productividad de un pozo horizontal depende de la longitud horizontal y ésta a su vez, depende de las técnicas de perforación horizontal; otra consideración importante para la productividad es el esquema de completación, que dependerá de las necesidades de completación local y de la experiencia que se tenga en el área.

El tipo de completación afecta el funcionamiento de un pozo horizontal, y ciertos tipos de completación en estos pozos sólo son posibles con ciertos tipos de técnicas¹⁵.

3.2.- Técnicas de Perforación

Como se mencionó anteriormente, un pozo horizontal es un pozo paralelo a los planos de estratificación, ahora, si estos planos han girado por tensiones y empujes orogénicos creando por ejemplo, un pliegue inclinado, un pozo vertical sería en el sentido teórico un pozo horizontal, inclusive en este caso se puede perforar un pozo horizontal con el objetivo de interceptar varios intervalos de producción; la longitud que se logra al perforar un pozo horizontal varía de 1000 a 36000 pies, como fue el caso del pozo perforado en la Tierra del Fuego en Argentina.

Los pozos Re-Entry, también llamados laterales, son normalmente taladrados a partir de un pozo vertical existente, la longitud alcanzada varía de 100 a 700 pies.

Las técnicas de perforación para perforar pozos horizontales y de Re-entry está clasificada en cuatro técnicas dependiendo del radio de giro, que es el requerido para cambiar de la dirección vertical a la dirección horizontal. Estas son:

Radio Ultracorto.

Radio Corto.

Radio Medio.

Radio Largo.

Pozos Multilaterales.

3.2.1.- Radio Ultra-Corto

El radio de giro es de 1 a 2 pies, la tasa de construcción (Build-up rate, BUR) es de 45 a 60 grados/pies. En esta técnica la sección horizontal de los pozos Reentry pueden alcanzar de 100 a 200 pies usando chorros de agua a alta presión para perforarlos (Ver figura 3.3). La tubería de producción de estos pozos tienen un diámetro que varía de 1 ¹/₄ a 2 ¹/₂ de pulgada, dependiendo del sistema de perforación usado; después de la perforación, el eductor (Tubing) es cañoneado o completado con un empaque con grava, luego se puede cortar el eductor y el próximo Reentry es perforado en este mismo pozo a la misma elevación pero en otra dirección.

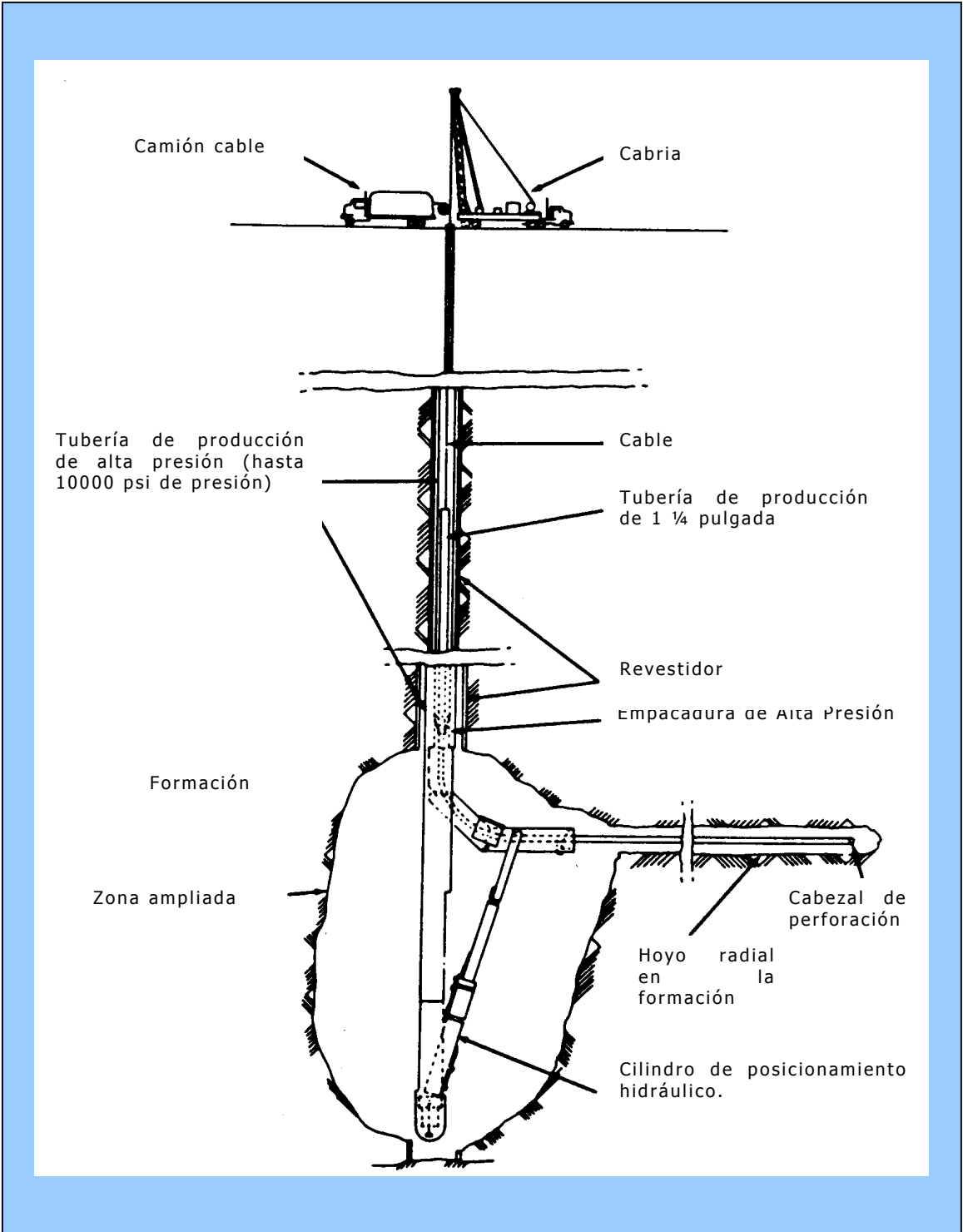


Figura 3.3 Técnica de Perforación por Expulsión de Chorros de Agua ¹⁵

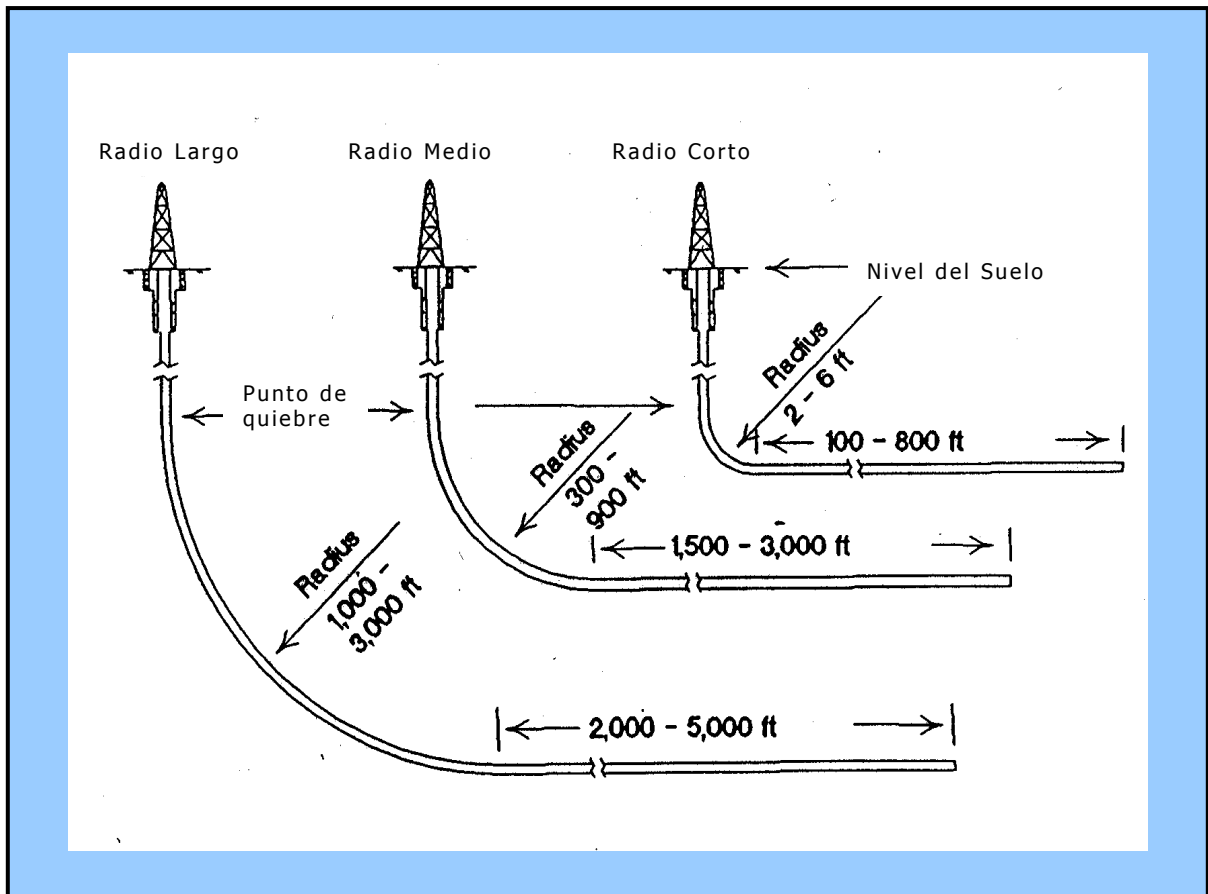


Figura 3.4. Radios de Giro y las Longitudes de las Secciones Horizontales.

3.2.2.- Radio Corto

El radio de giro es de 20 a 40 pies, la tasa de construcción es de 2 a 5 grados/pies. En esta técnica los pozos son perforados a través de una ventana en un pozo revestido o desnudo, en hoyos revestidos se abre una ventana de aproximadamente 20 pies de longitud que luego es moldeada para desviar lateralmente. Las primeras versiones de los sistemas de perforación horizontal utilizaron perforación con rotación desde la superficie; además de la rotación dada en la superficie se utilizan unas juntas con cuellos flexibles de perforación. Por lo general, un equipo de construcción de ángulo es utilizado para perforar a través de la herramienta de desviación (whipstock), ver figura 3.5, hacia la

formación por la ventana moldeada a 85° de inclinación aproximadamente. Un segundo equipo estabilizador perfora el resto del hoyo, es posible perforar hoyos de $4 \frac{3}{4}$ o 6 pulgadas de diámetro y alcanzar longitudes de secciones horizontales de 250 a 450 pies. Esta técnica tiene como desventaja un limitado control direccional. Recientemente se ha desarrollado un sistema que usa motores accionados por la presión del lodo, motores de fondo, estos son usados en el fondo del pozo proporcionando un buen control direccional. Este sistema usa pequeños motores especialmente diseñados para la operación; un motor constructor de ángulo se utiliza para perforar la sección curva y se usa un motor para mantener el ángulo y construir la sección horizontal.

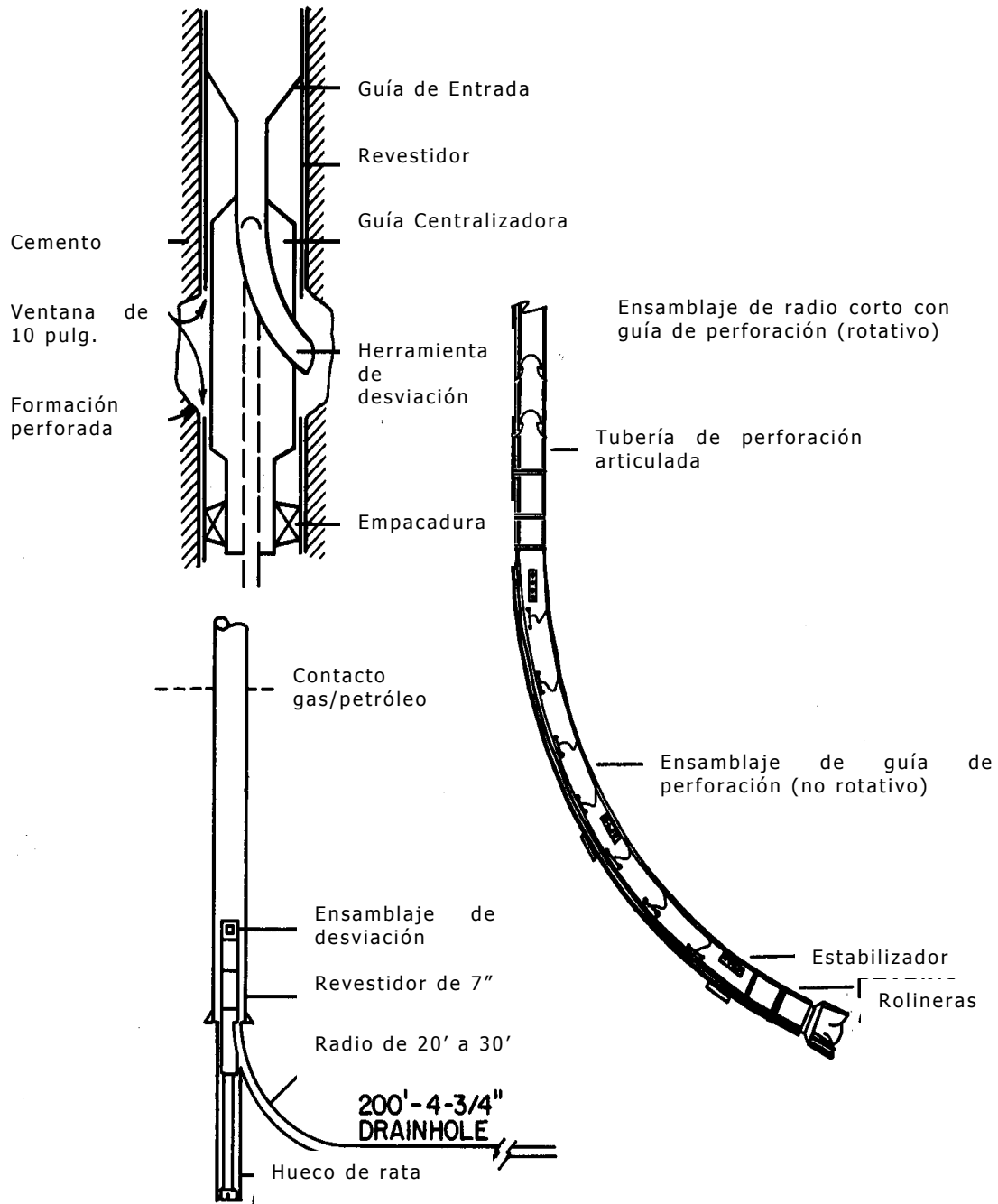


Figura 3.5. Técnica de Perforación de Radio Corto con Juntas de Collares Flexibles. ¹⁵

3.2.3.- Radio Medio

El radio de giro es de 300 a 800 pies, la tasa de construcción de la curva es de 6° a $20^\circ/100$ pies. Es el método mas usado para perforar pozos horizontales, debido al espacio interior que genera su radio de giro a lo largo de la sección curva y la horizontal es posible utilizar muchas de las herramientas convencionales de perforación. Ver figura 3.6.

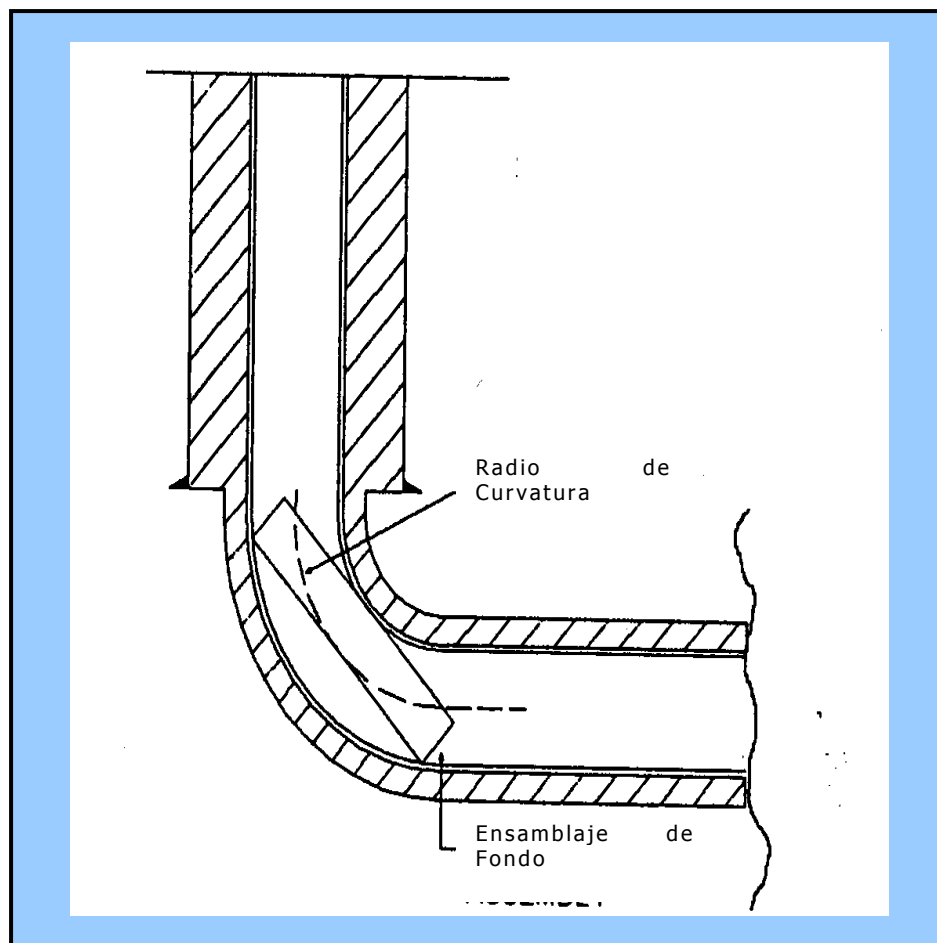


Figura 3.6. Efecto del Radio de Curvatura sobre el Uso de Herramientas Convencionales de Perforación Horizontal.

Usando motores de fondo especialmente diseñados, tanto para construir la sección curva como la sección horizontal, es posible perforar pozos muy largos como de 2000 a 10000 pies. Adicionalmente, es posible completarlos como hoyos abiertos con liner ranurado, con liner y empacaduras externas y también cementarlos y cañonearlos.

3.2.5.- Radio Largo

Es esta técnica se utilizan radios de giros de 1000 a 3000 pies, la tasa de construcción es de 2° a 6°/ 100. Esta técnica utiliza una combinación de perforación rotatoria y motores de fondo para perforar pozos similares a la perforación direccional convencional. En la tabla 3.1 se muestra un resumen de las técnicas de perforación, radio de giro y las longitudes alcanzadas.

Tabla 3.1. Valores Promedios Alcanzados con las Técnicas de Perforación ¹⁵

Técnica de perforación	Radio de Giro (pies)	Longitud alcanzada(promedio)
Radio Ultracorto	1-2	100 – 200
Radio corto	20- 40	100 – 800
Radio medio	300- 800	1000 – 5000
Radio largo	≥ 1000	1000 – 10000

3.2.5.- Pozos Multilaterales

Últimamente en Venezuela con gran énfasis se están perforando pozos multilaterales con el objeto de aumentar el recobro de crudos pesados⁷.

Los pozos multilaterales son perforados desde un pozo vertical y a diferentes niveles (profundidades), Para drenar varios estratos, figura 3.7 ó en un mismo estrato pero en varios sentidos figura 3.8

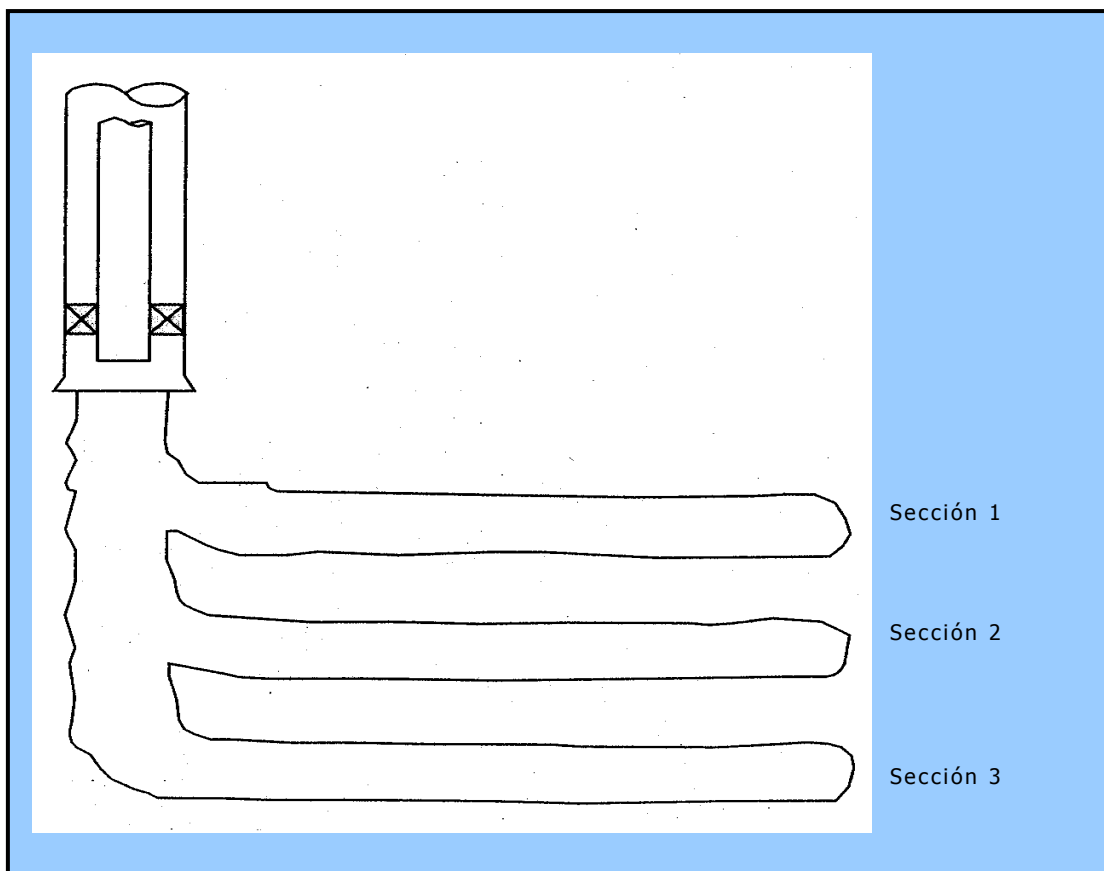


Figura 3.7. Pozos Multilaterales Vista Lateral.

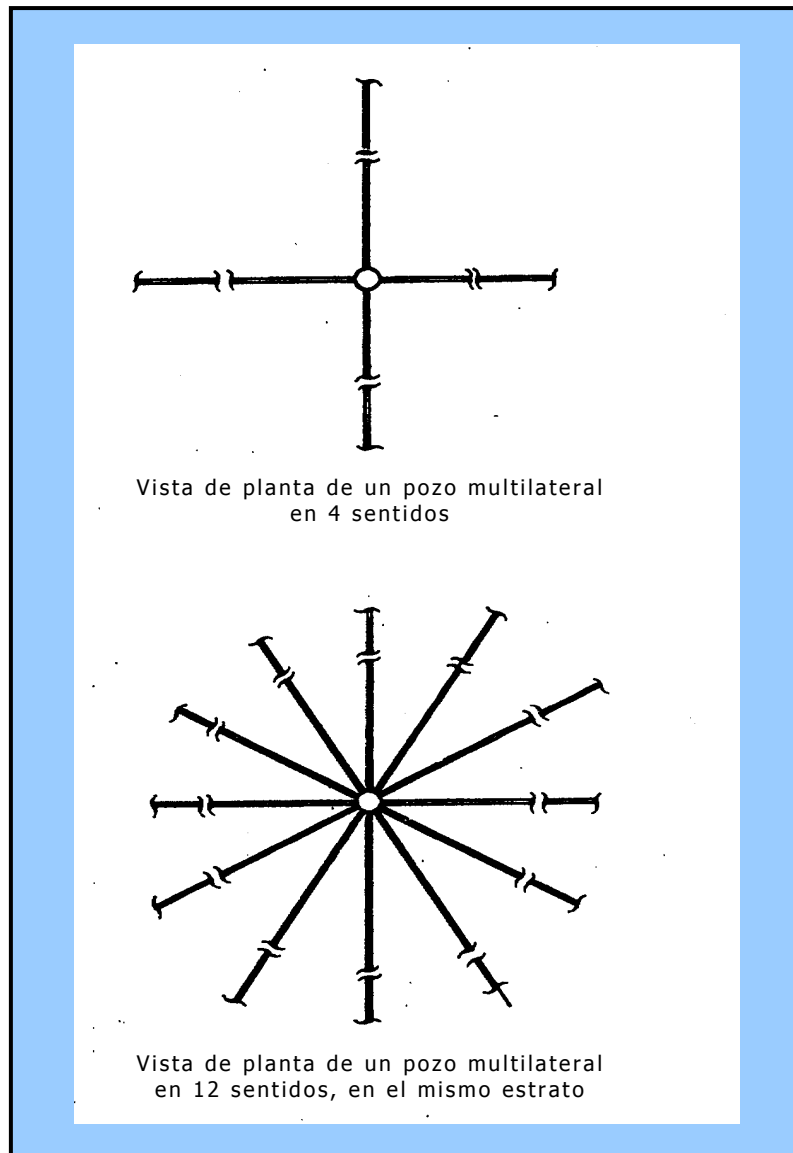


Figura 3.8. Pozos Multilaterales Orientados en Varios Sentidos

Debido a que solo se necesita una sección vertical, el tiempo de perforación se reducen con frecuencia, requiere de menor cantidad de material y equipo. Las aplicaciones típicas de los pozos multilaterales son:

1. Mejorar la productividad de yacimientos de espesor delgado.
2. Drenar múltiples unidades de flujo, reduciendo el costo. Ver figura 3.9
3. Mejorar el recobro en yacimientos de espesor grueso, y de baja permeabilidad (incrementando el radio de drenaje de un área dada).



Figura 3.9. Aplicación de los Pozos Multilaterales.

3.3.- Técnicas de Completación.

La escogencia del método de completación puede tener una influencia significativa en el rendimiento del pozo horizontal, por tal motivo se debe conocer los tipos de tecnología de completación que se pueden realizar en un pozo horizontal⁸.

3.3.1.- Completación a Huevo Abierto.

Esta opción de completación es la menos costosas, pero solo es útil para formaciones de roca altamente competente que soporten el derrumbe.

Ventajas: Tener la facilidad de conversión por recompletación.

Desventaja: No permitir el control en operaciones de producción selectiva o estimulación selectiva.

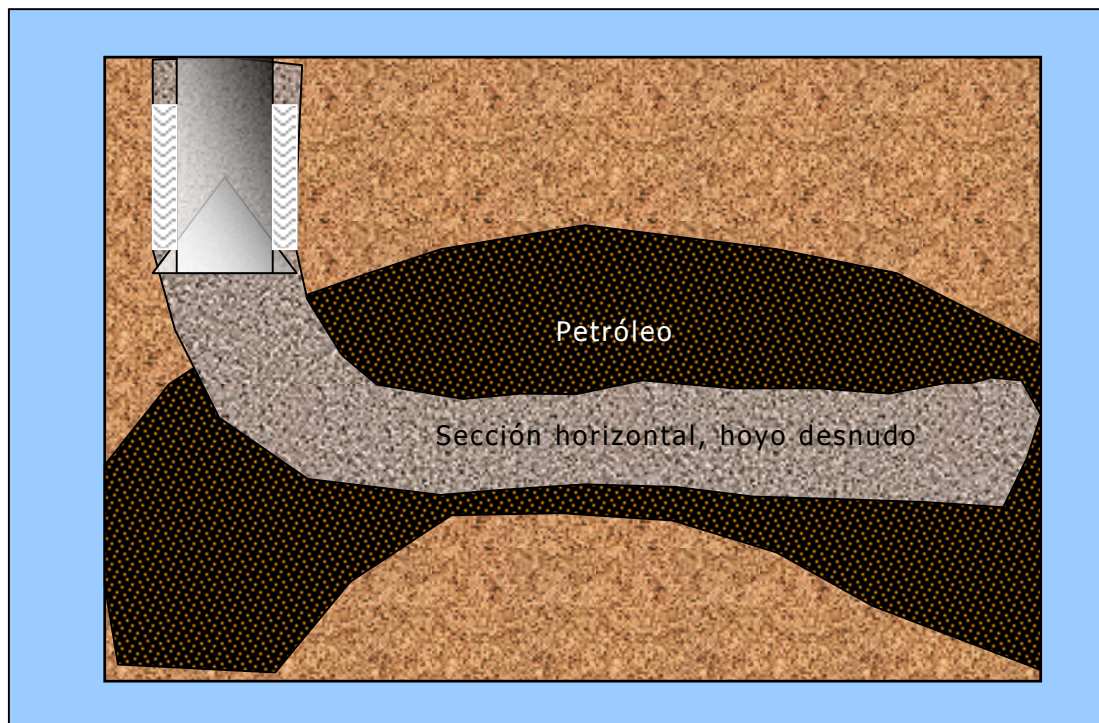


Figura 3.10. Completación a Hoyo Desnudo

3.3.2.- Forro no Cementado en Hueco Abierto

Este método se utiliza fundamentalmente con la filosofía de impedir el derrumbe del hoyo y suministrar un medio por el cual se introduzcan y se extraigan las herramientas que se usan dentro de las secciones horizontales. Se tienen por lo menos dos tipos de forro:

3.3.2.1.- Forro ranurado: las ranuras de éste están orientadas paralelas al eje del forro; estos se utilizan mucho en formaciones con problemas de arena y arenamiento por ser de bajo costo. La anchura de las ranuras se selecciona para impedir la entrada de partículas de arena excepto las más finas y el tipo de acero para evitar la abrasión y erosión por arena. Ver figura 3.11.

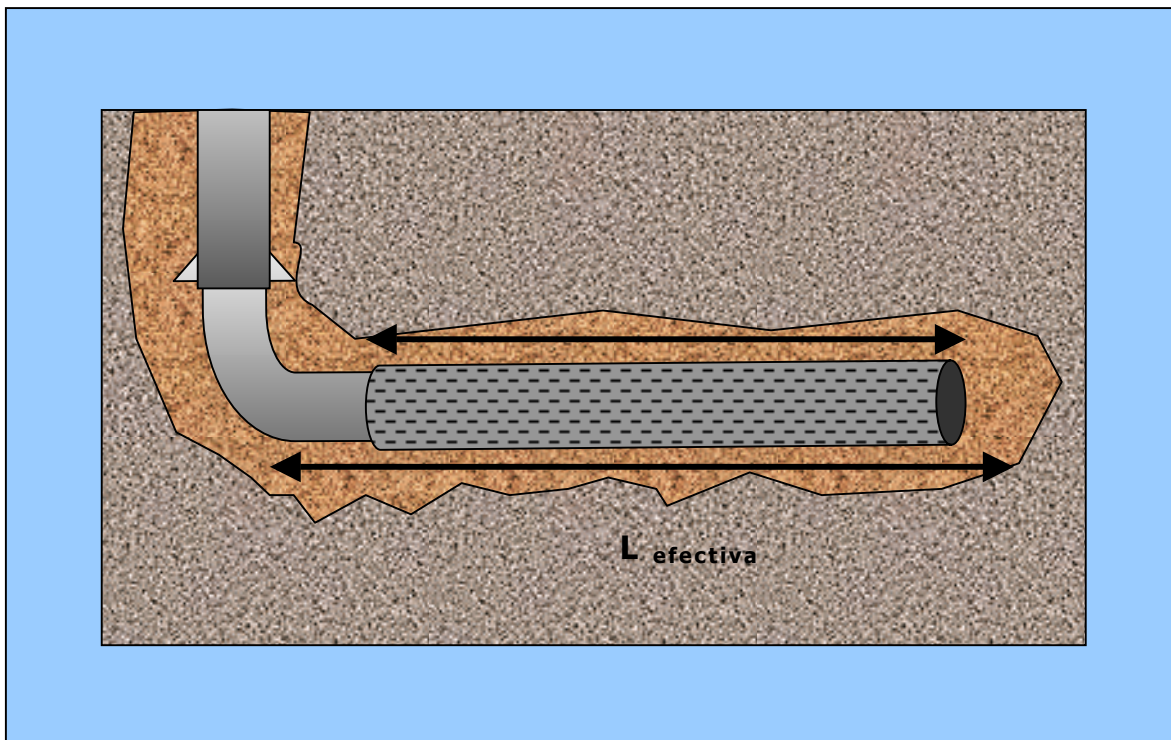


Figura 3.11. Completación con Liner Ranurado.

3.3.2.2.- Forro pre-empacados: están conformados por una tubería de doble pared pre-perforada con huecos redondos relativamente pequeños, la tubería interna está rodeada por un tamiz rígido como el tipo standard que se usa cuando se realizan empaques con grava. El espacio anular está relleno por arena muy bien escogida y cementada con resina para evitar su pérdida por los huecos preperforados. En el escogimiento de la arena predominan dos requerimientos: alta permeabilidad y evitar al máximo la entrada de arena en el hoyo. Este es considerado el mejor forro disponible para completaciones de secciones horizontales en cualquier tipo de formaciones pero es el mas costoso.

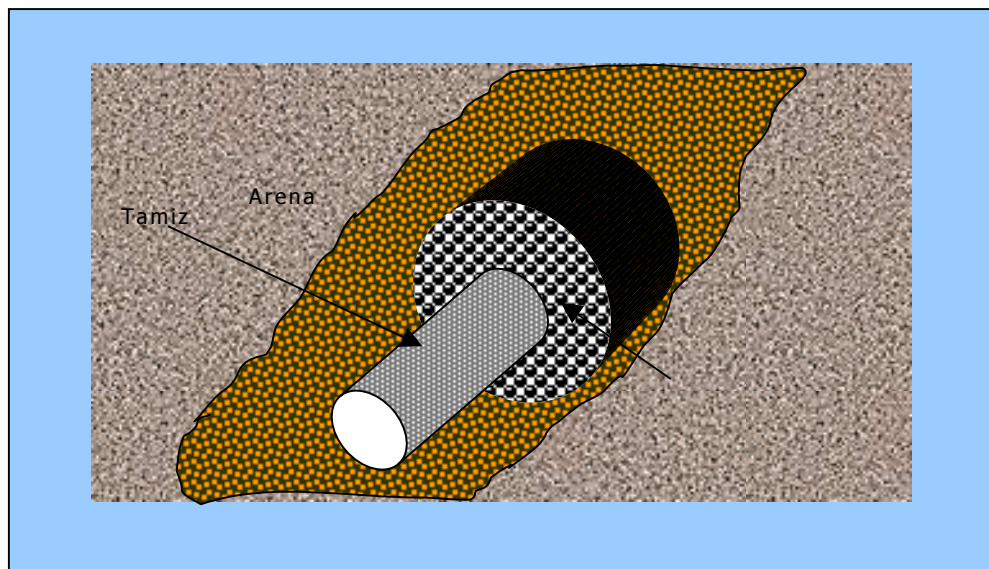


Figura 3.12. Forro Pre-Empacado

3.3.3.- Forro Ranurado no Cementado en Huevo Abierto con Aislamiento Parcial por Empacaduras Externas.

A través de las empacaduras se pueden hacer divisiones en la sección horizontal larga y de esta manera tener varias secciones que se puedan tratar individualmente cuando se producen o cuando se estimulan, debido a la selectividad de esta herramienta. Ver figura 3.13

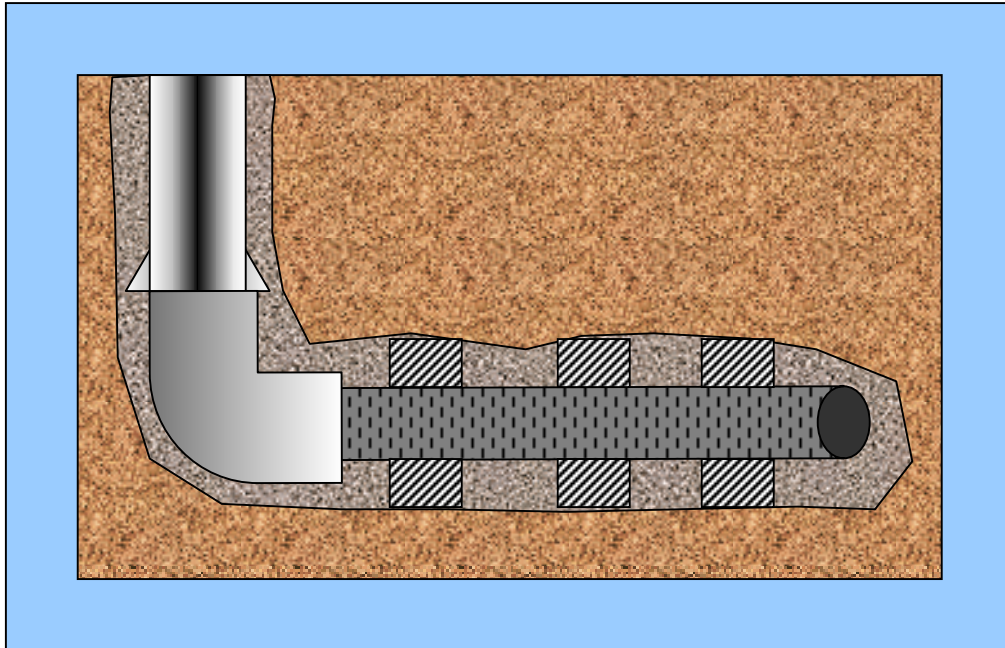
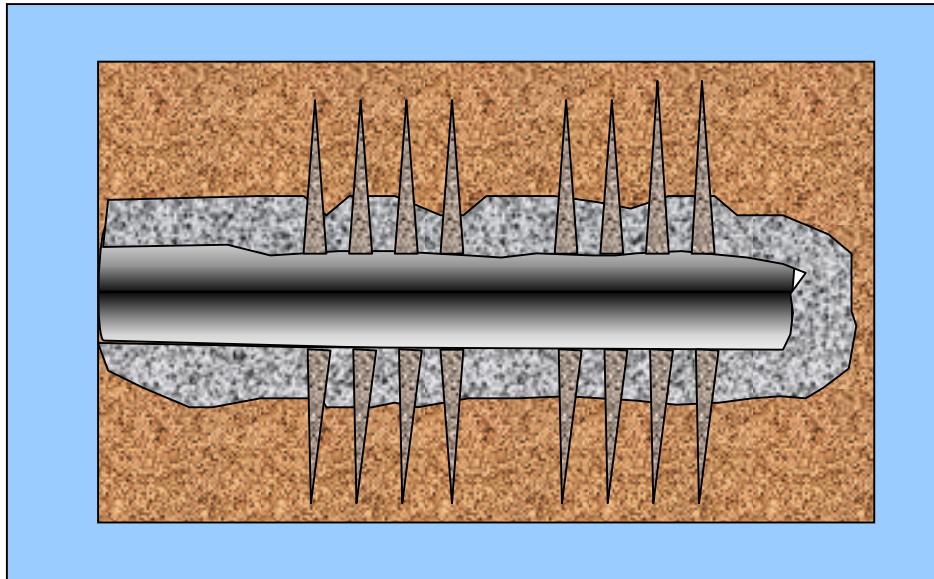


Figura 3.13. Forro Ranurado no Cementado con Aislamiento Parcial por Empaaduras

3.3.4.- Forro Ciego, Cementado y Cañoneado

Es un método factible pero de difícil y de costosa realización, ya que requiere de un cemento de propiedades especiales así como procedimientos especiales. Ver figura 3.14



3.14.- Forro Ciego Cementado y Cañoneado

3.4.- Aspectos Relacionados con la Selección del Método de Completación.

Antes de seleccionar el esquema apropiado de completación de un pozo horizontal se debe tomar en consideración los siguientes factores:

- Tipo de roca y de formación
- Método de perforación
- Fluido de perforación y limpieza del hoyo
- Requerimientos de estimulación
- Requerimientos de mecanismos de producción
- Requerimientos para rehabilitación

3.4.1.- Tipo de Roca y de Formación

Si se considera una completación a hueco abierto, entonces es importante asegurarse de que la roca sea competente y el hoyo estable.

Varios de los primeros pozos horizontales perforados fueron completados a hueco abierto.

3.4.2.- Método de Perforación

Si se utiliza el método de perforación de radio corto el hoyo puede ser completado a hueco abierto o con forro ranurado. Con radio medio y radio largo se puede completar a hueco abierto, forro ranurado o forro ciego cementado y cañoneado, esto se debe a las limitaciones impuestas por el radio de curvatura de permitir el paso de herramientas que se usan en la perforación de pozos direccionales.

3.4.3.- Fluido de Perforación y Limpieza del Hoyo

El daño que se causa en la formación como producto de la perforación es un problema en los pozos especialmente perforados en yacimientos de baja permeabilidad. Esto es porque los yacimientos de baja permeabilidad poseen gargantas de poros de menor tamaño, así cuando los fluidos de perforación y sólidos invaden estas zonas las bloquean, reduciendo significativamente la permeabilidad en comparación con los yacimientos de alta permeabilidad donde las gargantas de poro existen en mas cantidad y en mayor tamaño. Cuando se perfora un pozo horizontal se emplea mas tiempo que el utilizado para perforar un pozo vertical, por eso la formación está más tiempo expuesta al lodo, de esta manera el daño que se genera en un pozo horizontal es mayor al que puede generarse en uno vertical. Por lo tanto, se debe diseñar un método para la limpieza del hoyo.

Aunque no es imposible, es difícil limpiar un pozo horizontal completado a hueco abierto o forro ranurado. Si el pozo tiene un radio de giro grande, las herramientas de perforación pueden alcanzar al menos el

final de la curva pero para radios de giro pequeños estas herramientas puede que no alcance más allá de la sección vertical.

Para minimizar el daño cuando perforamos un pozo horizontal se puede perforar bajo balance, la presión hidrostática del lodo es menor que la presión del poro de la formación, también se puede utilizar un lodo especialmente diseñado para perforación horizontal, lodo polimérico con un contenido mínimo de sólidos o sin sólidos. Sin embargo, se debe tener cuidado en mantener la capacidad de transportar los ripios ya que si se acumulan en la sección horizontal puede causar pegas de la tubería.

Otra alternativa para tratar con el daño a la formación es completar el pozo horizontal con forro ciego cementado luego cañoneado, ya que la longitud de las perforaciones de los hoyos cañoneados pueden alcanzar mas allá de la zona dañada por el fluido de perforación. Luego se puede llevar a cabo un fracturamiento para ganar la productividad perdida debido a la perforación y cementación.

También se debe mencionar que las altas tasas de producción luego de completados los pozos horizontales, facilitan la auto limpieza del pozo, tal y como sucedió en pozos horizontales completados usando forro ranurado en costa afuera de Asia y Europa.

3.4.4.- Requerimientos de Estimulación

Si el pozo será fracturado, en el futuro es preferible completarlo con forro ciego cementado y cañoneado. El pozo puede ser aislado parcialmente usando empacaduras externas y cada zona puede ser fracturada independientemente. Demás está decir, que para esto debemos emplear criterios de ingeniería de yacimiento tales como

evaluación y cuantificación del tipo de daño, y ubicación del mismo.

3.4.5.- Requerimientos de Mecanismos de Producción

En algunos pozos, especialmente en aquellos perforados en yacimientos fracturados con empuje hidráulico, el agua puede irrumpir en ciertas secciones a lo largo de la sección horizontal del pozo. Igualmente, en aplicaciones de recuperación mejorada, el fluido inyectado, tal como el agua puede mostrar una irrupción prematura a lo largo de una pequeña porción de la sección horizontal, en tales casos estas áreas pueden ser taponadas aplicando cementación forzada.

En yacimientos con capa de gas, es importante tener un buen aislamiento del pozo de la capa de gas, para esto se puede utilizar empacaduras o un forro ciego cementado y cañonearlo fuera de la zona de gas para aislar el tubo de producción de la capa del mismo.

Raramente un pozo horizontal es verdaderamente horizontal; en realidad, durante la perforación la mecha vaga hacia arriba y hacia abajo en un plano vertical y lateralmente, ver figura 3.15

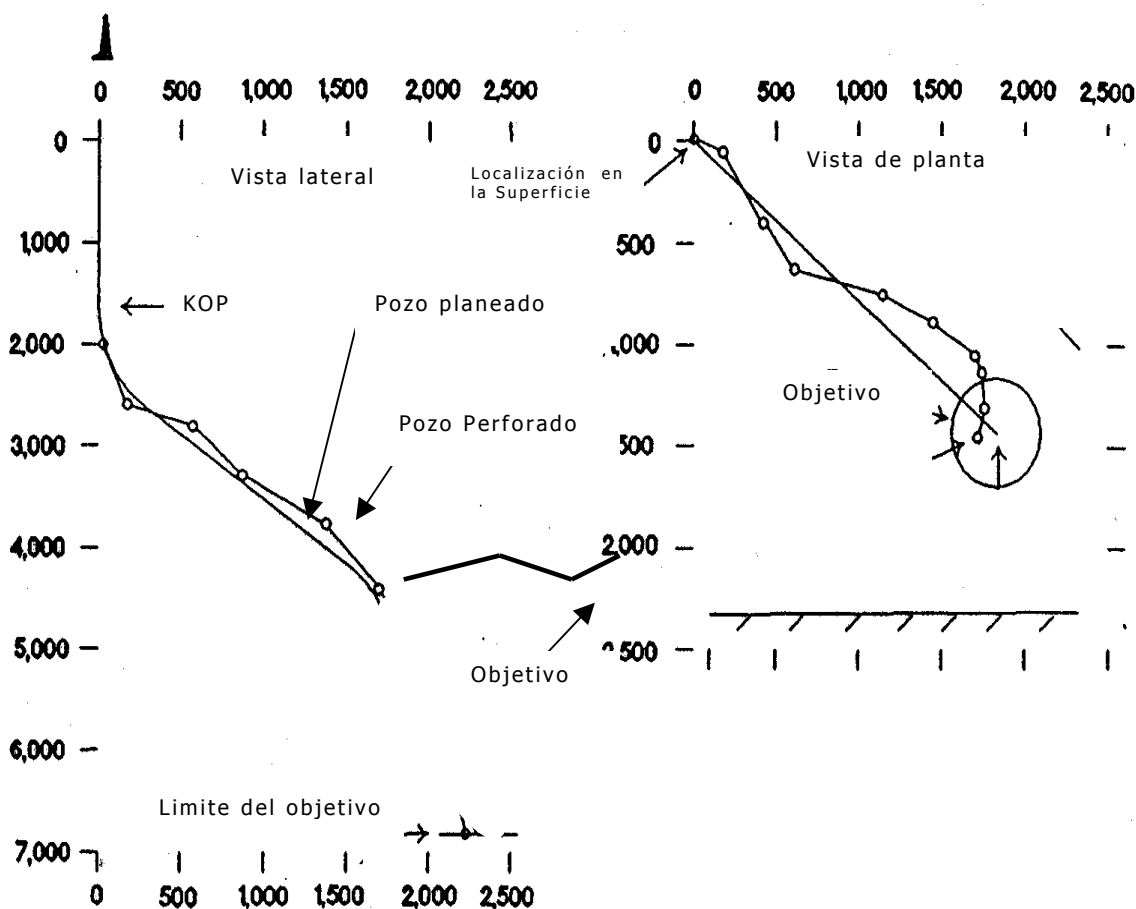


Figura 3.15. Trayectoria Real de un Pozo Horizontal

En pozos horizontales de baja tasa de producción, la forma del pozo en el estrato puede tener un impacto significativo en la productividad de este, especialmente cuando se involucra flujo multifásico, por ejemplo, el agua puede depositarse en la parte baja del pozo y puede ser muy difícil desplazarla. Igualmente existe la posibilidad de que ocurra un sello de gas cerca de las zonas en forma de cresta del pozo. La mejor manera de manejar este problema de completación es diseñar la ruta del pozo ligeramente desplazada buzamiento abajo o buzamiento arriba dependiendo del mecanismo de producción del yacimiento. Esto

facilitará la segregación de fluidos a lo largo de la sección horizontal del pozo y reduce los problemas debido al bloqueo por gas en pozos de petróleo y cargamento de líquido en pozos de gas y condensado.

3.4.6.- Requerimientos para Rehabilitación: Antes de seleccionar una opción de completación, los requerimientos de rehabilitación deben ser considerados, pero estos son difíciles de anticipar. Por ejemplo, se considera completar un pozo horizontal de radio medio en un yacimiento de roca caliza fracturada con empuje hidráulico de fondo. Uno puede anticipar la irrupción de agua a lo largo de una pequeña porción del pozo durante la vida del pozo: los escenarios de completación posible son los siguientes:

Se puede insertar un forro ranurado y se reemplaza cuando el corte de agua sea alto; después completar con un forro ciego y cementarlo. Esto detendrá la producción de agua. Sin embargo, cabe preguntarse ¿cuanto es el riesgo de sacar un forro ranurado fuera del hoyo horizontal?

Se puede completar el pozo con un forro ciego, cementarlo y cañonearlo, una vez que se alcance un alto corte de agua, se utiliza una herramienta de perfil (Production logging tool, PLT) para localizar las zonas de producción de agua, luego se aplica cementación forzada para aislar la zona productora de agua.

El pozo puede ser completado a hoyo desnudo y esperar a que la irrupción ocurra para luego diseñar las acciones a tomar.

Todas y cada una de estas opciones tiene su costo y riesgo asociado, la escogencia de completación debería estar basada en experiencias de operación local y de la experticia del operador para asumir el grado de riesgo adecuado¹⁵.

3.5.- Aplicaciones

La perforación horizontal se puede aplicar en cualquier fase del recobro del yacimiento:

Primario

Secundario

Mejorado

Una práctica muy común es interespaciado. Los pozos horizontales se pueden considerar como una alternativa para perforación interespaciada y fracturamiento con el objetivo en todos los casos de aumentar el recobro económico de petróleo y gas.

Generalmente, estimulación y perforación interespaciada son realizadas por la necesidad de resolver los problemas de producción. Esto puede incluir baja permeabilidad del yacimiento, alta viscosidad del fluido de la formación, alta caída de presión cerca del pozo o características heterogéneas del yacimiento que resulta en baja eficiencia de recobro.

Cuando se considera la aplicación de pozos horizontales, generalmente existen dos categorías²⁴:

1. Aplicaciones para solucionar problemas de flujo de fluidos en el yacimiento.
2. Aplicaciones para solucionar problemas de yacimientos heterogéneos.

3.5.1.- Conificación de Agua y Gas

La conificación de agua hacia arriba o de gas hacia abajo dejando petróleo remanente dirigiéndose hacia el pozo se puede ver en la figura 3.16.

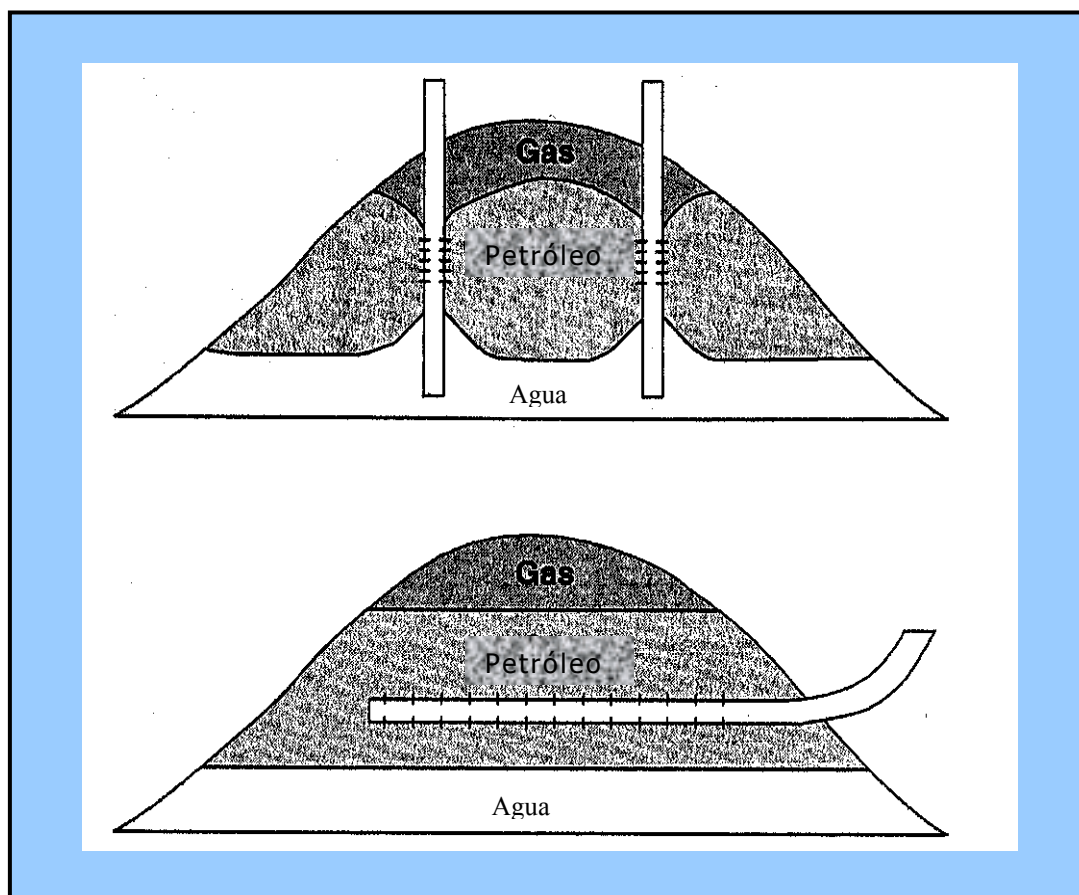


Figura 3.16. Conificación por Gas y Agua

Con la producción la presión del yacimiento declina y el contacto agua petróleo se eleva muy acentuadamente en la vecindad del hoyo; la altura del levantamiento refleja la presión inmediatamente sobre el contacto. La pendiente de la superficie petróleo agua, refleja el gradiente de presión horizontal en el contacto.

A medida que la tasa de producción de petróleo aumenta el gradiente de presión aumenta y el agua sube un poco mas. Eventualmente, la tasa de producción crítica es alcanzada y el agua sube hacia el pozo ocurriendo la ruptura del agua; la tasa crítica como sabemos depende del diferencial de densidades entre el petróleo y el agua y la viscosidad del petróleo.

Por ejemplo la tabla 3.2 muestra el efecto típico de gravedad del petróleo en la tasa de producción crítica.

Tabla 3.2. Efecto de la Gravedad del Petróleo en la Tasa Crítica

°API	$\Delta P/\mu$	BBL/D
40	0.2	250
30	0.02	25
20	0.001	1.25
10	0.0001	0.13

La tasa de producción crítica es antieconómicamente baja para crudos pesados y marginales, es decir para crudos de 30° API.

La perforación horizontal puede colocar un pozo cerca del tope del yacimiento, lejos del contacto agua petróleo. El volumen de petróleo desplazado antes de la irrupción del agua es el volumen dentro del cono alrededor del pozo vertical. En un pozo horizontal el cono se transforma en cresta como se observa en la figura 3.17, es capaz de capturar un mayor volumen de petróleo debido a la longitud del pozo, el drawdown es minimizado mientras se mantiene la producción, esto reduce el gradiente de presión horizontal y aumenta el ancho de base de la cresta para aumentar la altura de la cresta se debe crear un drawdown

mayor tal como se muestra en la esquina superior derecha figura 3.17.

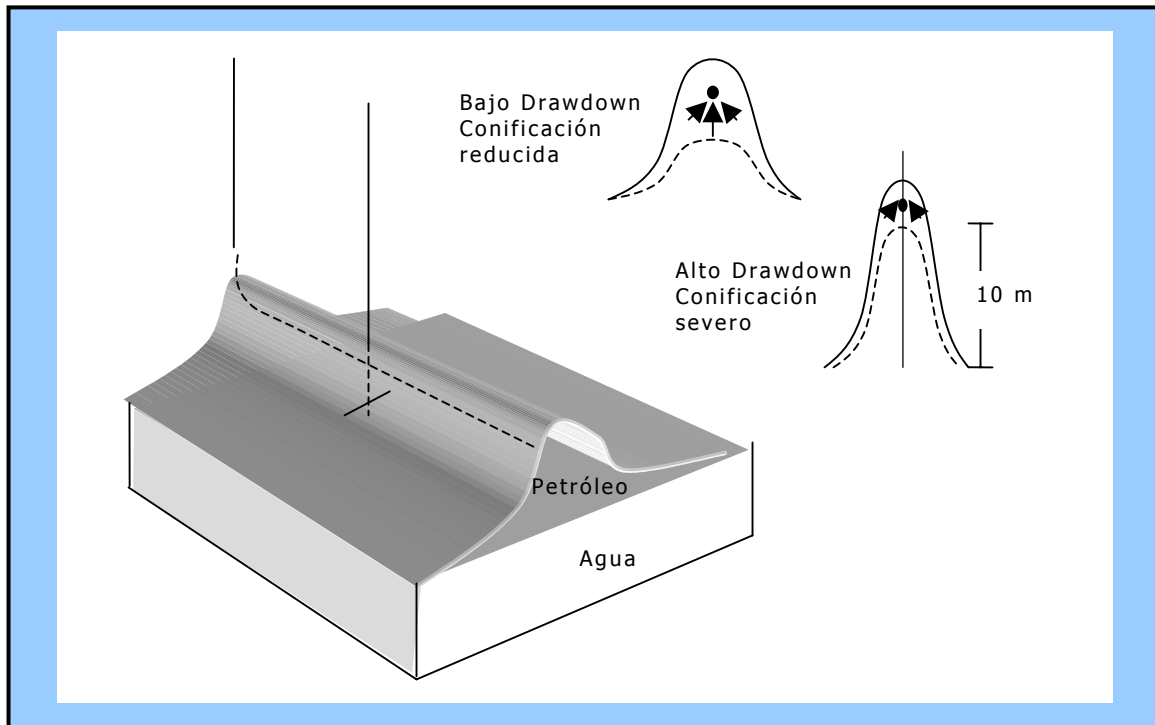


Figura 3.17. Conificación por Agua. ¹⁵

Pueden ocurrir problemas si la permeabilidad a lo largo del pozo horizontal es variable, puede producirse agua prematuramente de una sección de alta permeabilidad y afectar negativamente el rendimiento total del pozo.

Como información adicional que corrobora lo presentado con los casos de pozos horizontales perforados en Prudhoe Bay, Alaska³⁰ y el campo Helder.³⁷

Se ha realizado perforación horizontal para reducir la conificación de agua en varias áreas por ejemplo: en Prudhoe Bay, Alaska los Pozos horizontales han sido muy buenos en solucionar problemas de conificación por gas. La producción se ha incrementado de 2-4 veces

con respecto de la producción vertical con reducción de la relación gas petróleo.

3.5.2.- Yacimientos de Baja Permeabilidad.

En estos yacimientos los pozos verticales (no estimulados) a menudo no son capaces de fluir a tasas económicamente rentables, sin embargo, con fracturamiento hidráulico pueden hacerse económicos si se logra una buena longitud de fractura en la formación.

La fractura debe ofrecer una permeabilidad tal que el daño del pozo sea insignificante y estimular positivamente el yacimiento.

Los pozos horizontales se pueden utilizar para tener una trayectoria de flujo a través del yacimiento como una alternativa al fracturamiento, inclusive si la formación es fracturada los pozos horizontales tienen una ventaja inherente en yacimientos de baja permeabilidad que requieran un espaciamiento reducido.

El pozo puede ser fracturado a intervalos a lo largo de su sección horizontal y alcanzar el efecto de completaciones verticales múltiples²⁴.

3.5.2.1.- Aumento de producción en yacimientos de baja permeabilidad

Muchas formaciones contienen petróleo y gas pero producen bajo volumen a partir de pozos verticales o direccionales, debido a su baja permeabilidad. Los pozos horizontales pueden aumentar las tasas de flujo por el aumento del área y menos diferencial de presión para el flujo. Por consiguiente, muchos yacimientos de baja permeabilidad no son rentables con pozos verticales o direccionales pero producen volúmenes económicos de petróleo y gas utilizando pozos horizontales.

Debido a la mayor exposición de la zona productora, los pozos horizontales también pueden ser más efectivos al realizarse un fracturamiento hidráulico (creando fracturas múltiples comparadas con unas pocas al principio) lo cual aumenta la productividad, ver figura 3.18 donde se muestran esquemáticamente varias opciones de pozos horizontales.

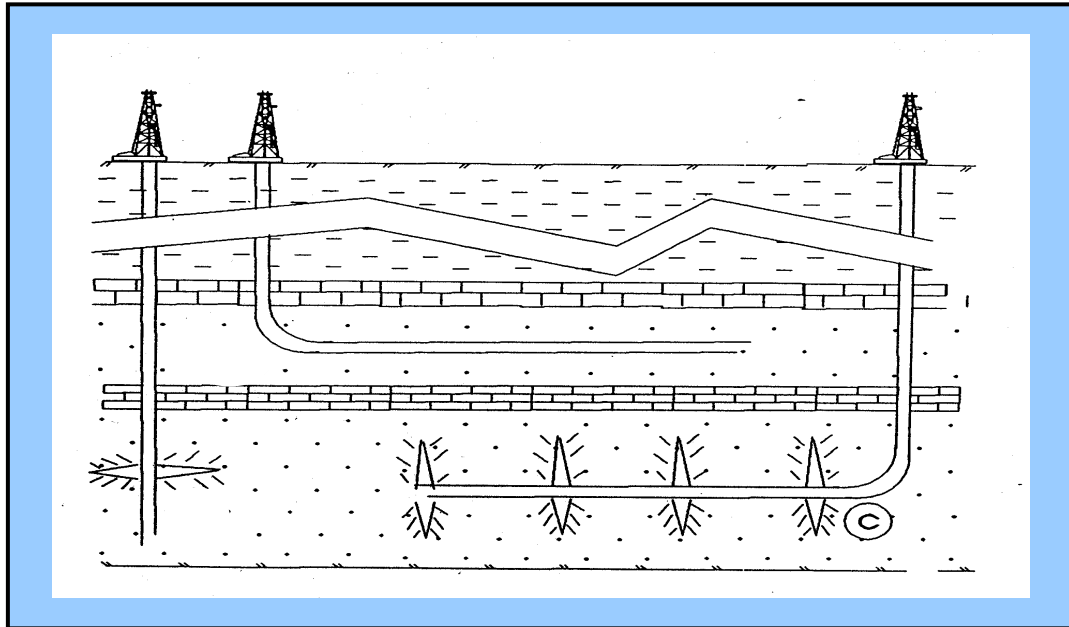


Figura 3.18. Fracturamiento Hidráulico con Pozos Horizontales²⁴

Hay muchos ejemplos de aumento de producción por pozos horizontales, un pozo en el Mar del Norte fluyó a 30000 BNPD aproximadamente 10 veces la tasa de producción de un pozo vertical o direccional del campo.

La creta de Austin en Texas tiene muchos pozos horizontales. El promedio de producción para 15 pozos con varias secciones horizontales fue de 460BNPD y 260MCFD, esto es cerca de 3 a 5 veces la cantidad de producción de un pozo vertical o direccional promedio.

El desarrollo del campo fue bajo el esquema de perforación horizontal, de otra manera no hubiesen obtenido los excelentes resultados de

recuperación que ha mostrado este campo.

3.5.3.-Fracturas Verticales

Un pozo horizontal frecuentemente penetra varias fracturas ver figura 3.19, parte C

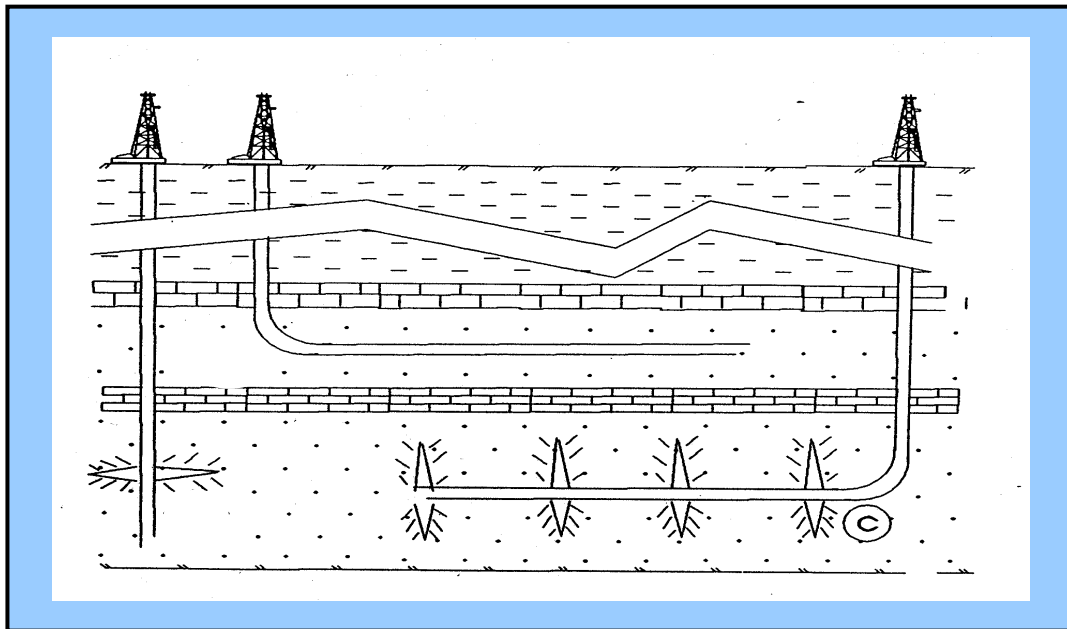


Figura 3.19. Pozo Horizontal Interceptando Fracturas en un Yacimiento Fracturado. ²⁴

Un ejemplo significativo de un campo con fracturas verticales es el campo Pearsall, en Texas Central. Un pozo vertical promedio en este campo producía durante su vida productiva aproximadamente 30MBLS. Esto era antieconómico, por ello se decidió realizar perforación horizontal como alternativa para mejorar la economía y el recobro primario; algunos pozos llegaron a producir mas de 100MBLS en 16 meses con un limite económico de 375MBLS. Esto sugiere que el recobro por completaciones horizontales fue de 3 a 5 veces el de los pozos verticales.

3.5.4.- Yacimientos Heterogéneos

El entendimiento del carácter heterogéneo de los yacimientos y la dirección de la permeabilidad del yacimiento (anisotropía) es la clave para tener completaciones exitosas de pozos horizontales. Ejemplos de yacimientos heterogéneos incluyen:

Sistemas de Carbonatos

Barras/ canales

Sistemas de corriente

Yacimientos fracturados

3.5.5.- Yacimientos Fracturados

Un sistema de fracturas naturales en el yacimiento mejorara notablemente la producción de petróleo y gas suministrando canales naturales de flujo a los fluidos del yacimiento. Algunos yacimientos dependen exclusivamente de este sistema para producir petróleo y gas, por ejemplo: la creta de Austin en donde si no se consigue el sistema de fallas, el pozo no es capaz de dar producción comercial.

Los pozos horizontales aumentan enormemente la posibilidad/probabilidad de encontrar un sistema de fracturas, de allí, la importancia del entendimiento de la naturaleza heterogénea del yacimiento. En un sistema de fracturas el pozo debe ser perforado perpendicular a la dirección de la fractura para encontrar nuevos sistemas de fracturas y nuevas reservas.

3.6.- Limitaciones de los Pozos Horizontales

3.6.1.- Costo

Una de las limitaciones de los pozos horizontales es su costo, el cual se ubica en aproximadamente dos o tres veces el costo de uno vertical. Por otra parte, el costo también está relacionado con la experiencia de perforación direccional en la zona, es decir, cuando se perfora el primer pozo horizontal en un área el costo asociado a éste es mayor que para los posteriores.

El tiempo empleado para la perforación del pozo horizontal es mayor comparado con la perforación de uno vertical, lo que implica mayor riesgo. Luego de una buena curva de aprendizaje, los pozos futuros son más baratos. Como lo se observa en la figura 3.20, en donde a medida que aumenta el número de pozos perforados disminuye el costo por pie perforado.

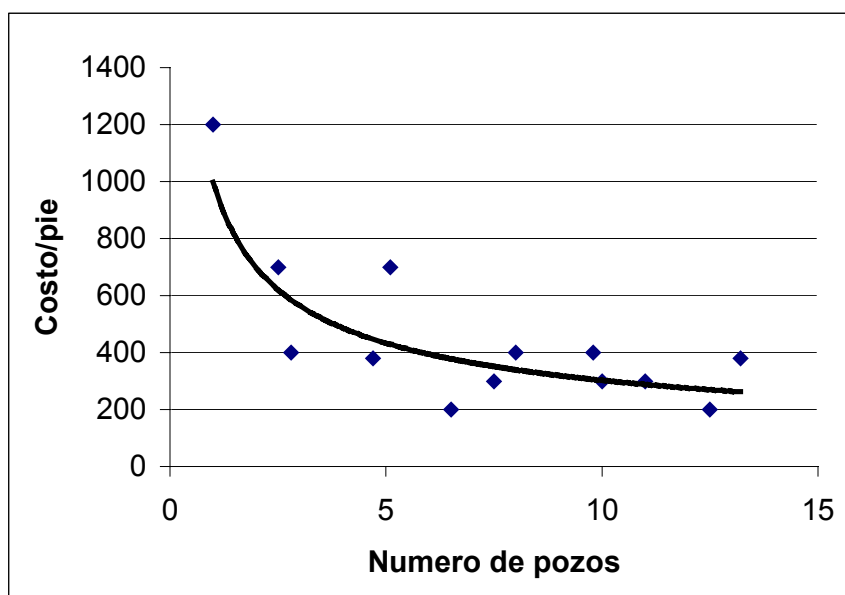


Figura 3.20. Curva de Aprendizaje de Perforación en Pozos Horizontales en el Campo Austin Chalk, Texas ¹⁴

3.6.2.- Espesor

Como se mencionó anteriormente los pozos horizontales son mas efectivos en yacimientos de poco espesor ($h < 35$ pies) que en yacimiento de espesor considerable, ya que en los primeros la sección horizontal se comporta como una fractura de conductividad infinita.

3.6.3.- Permeabilidad

En yacimientos de baja permeabilidad se debe tener mucho cuidado cuando se planifica la perforación de un pozo horizontal, ya que el daño causado por el fluido de perforación es mucho mayor en comparación al que se puede generar en los yacimientos de alta permeabilidad. De lo contrario se puede finalizar en un fracaso del proyecto.

3.6.4.- Gravedad API

La gravedad API es una limitante, ya que para fluidos de poca gravedad API se tienen altos valores de viscosidad lo que se traduce en poca producción además, tiene un precio de venta en el mercado muy bajo lo que implica una disminución de la tasa interna de retorno (TIR) y un aumento de los costos.

4. CONSIDERACIONES DE LA INGENIERIA DE YACIMIENTOS

4.1.- Pozos Horizontales en Yacimientos Fracturados Hidráulicamente

Los yacimientos que presentan baja permeabilidad son frecuentemente fracturados hidráulicamente bombeando fluidos a altas presiones de tal forma que excedan la presión de fractura de la roca.

En los pozos horizontales, la productividad se puede incrementar por este tipo de fracturamiento, las fracturas son perpendiculares al mínimo esfuerzo horizontal y por lo tanto independiente de la orientación del pozo.

Si el pozo horizontal está orientado normal a la orientación de la fractura, una serie de fracturas paralelas pueden estar formadas a lo largo del hoyo. Si el pozo horizontal es orientado paralelo a su dirección de preferencia solo una fractura hidráulica se formará paralela al pozo horizontal.¹³ Ver Fig. 4.1

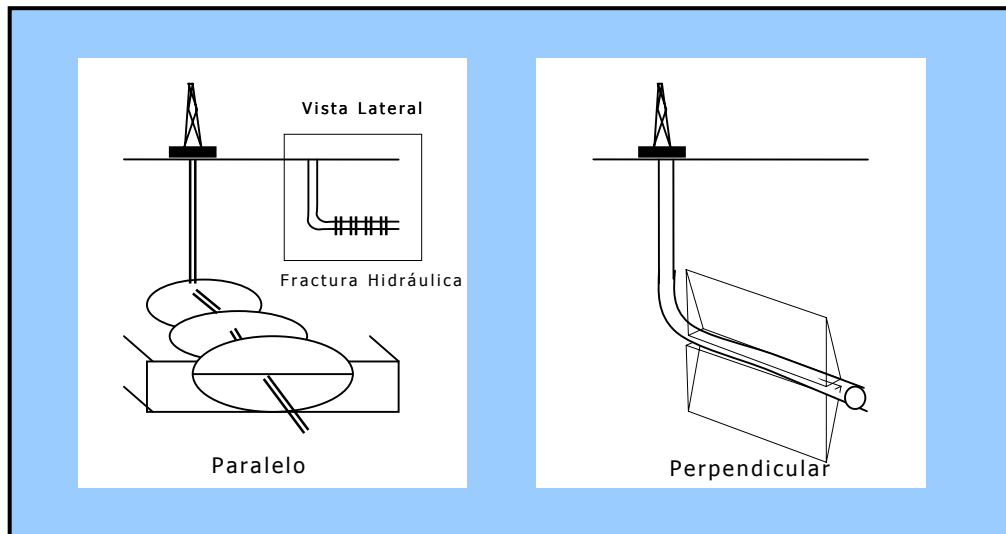


Figura 4.1 Yacimientos Fracturados Hidráulicamente

Si la dirección de la fractura no se puede conocer por medio de los pozos verticales existentes en el área, la dirección de la fractura puede ser determinada por varios métodos. Un método alternativo es determinar la dirección del mínimo esfuerzo por medio del análisis de relación de esfuerzos en núcleos una vez que estos son llevados a la superficie, ésta técnica se lleva a cabo para mostrar la dirección y las magnitudes de los tres esfuerzos.

La roca ha estado sometido a presión por millones de años y por lo tanto los núcleos que son llevados a superficie tiende a expandirse por un largo tiempo, expandiéndose más en la dirección del máximo esfuerzo.

Si solamente se produce una fractura, la producción del pozo horizontal será idéntica a la de un pozo vertical excepto por una pequeña reducción en la tasa de flujo en el pozo horizontal debido a la pérdida de fricción producto de la convergencia de los fluidos y el flujo dentro de un área pequeña en el pozo horizontal. Ver Fig. 4.2

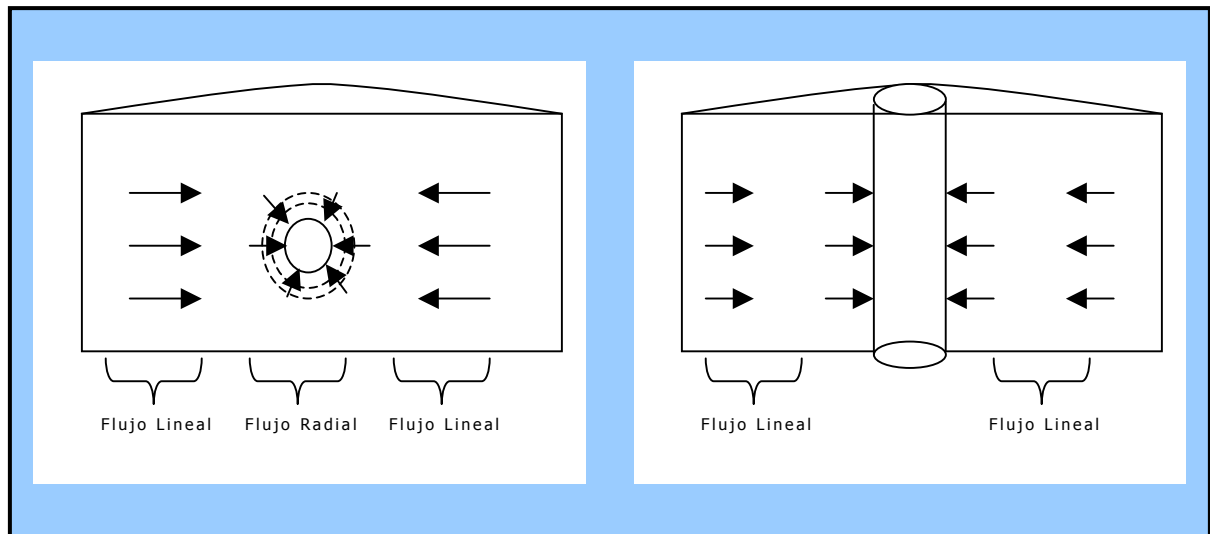


Figura 4.2 Flujo de Fluidos

4.2.- Pozos Horizontales en Yacimientos Fracturados Naturalmente.

Las fracturas naturales difieren de las fracturas hidráulicas en que las naturales son mucho más largas y usualmente tienen mayor conductividad. En algunos casos, las fracturas naturales ocurren en grupos o familias en zonas localizadas, de este modo, el incremento de la producción puede ser el resultado de una contribución acumulativa de un grupo de mini o macro fracturas que colectivamente pueden incrementar la permeabilidad del yacimiento⁴.

Debido a su longitud, las fracturas naturales drenan áreas elípticas que pueden ser mas grandes que el área drenada por el pozo horizontal. La figura 4.3 muestra un pozo horizontal intersectado por dos fracturas que no interfieren entre sí:

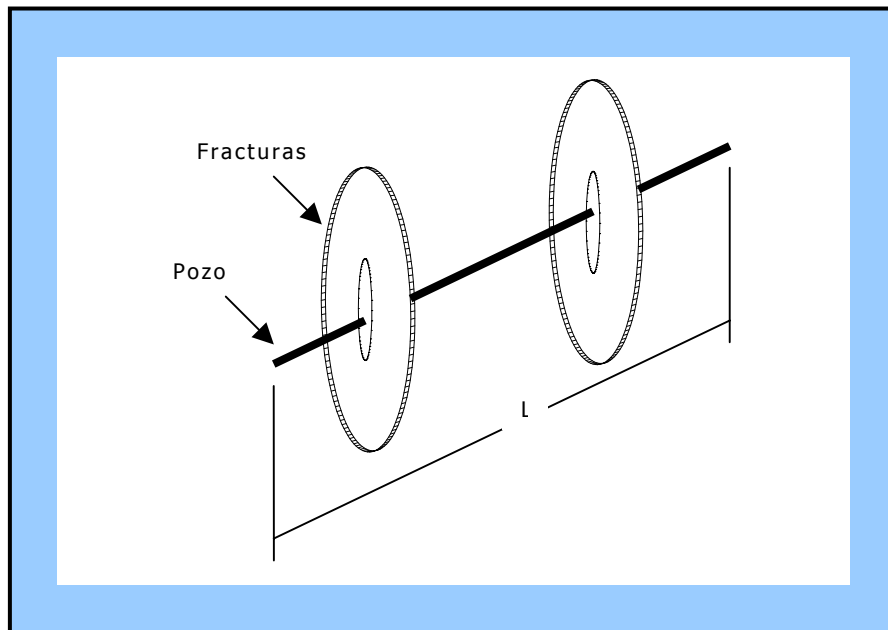


Figura 4.3 Pozo Horizontal Intersectado por Fracturas que no Interfieren

Si las fracturas están tan cerca que interfieren entre sí, el área drenada por la fractura será interferido como lo muestra la figura 4.4

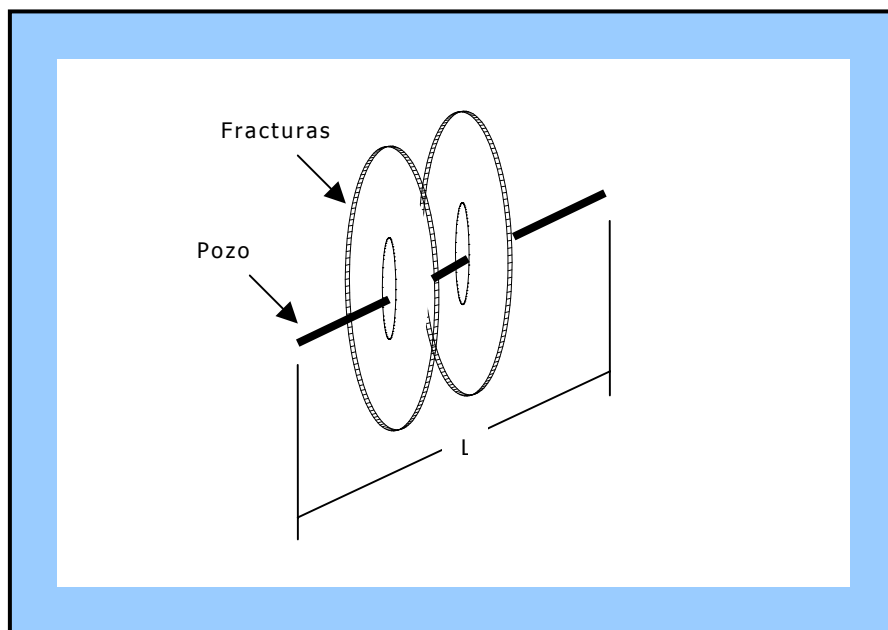


Figura 4.4 Pozo Horizontal Intersectado por Fracturas que Interfieren

La tasa de producción inicial de las fracturas que no interfieren entre sí será idéntica a la tasa de producción de las fracturas que se interfieren, sin embargo, la declinación de la producción será mas rápida en las fracturas que interfieren porque el área común de las fracturas es drenada mas rápido.¹³

4.3.- Mecanismos de Producción

Cuando un yacimiento es sometido a producción se debe suministrar energía para conducir el petróleo o el gas al pozo productor. Los tres mecanismos básicos de producción son: empuje por gas en solución, empuje por capa de gas y empuje hidráulico. Fig. 4.5

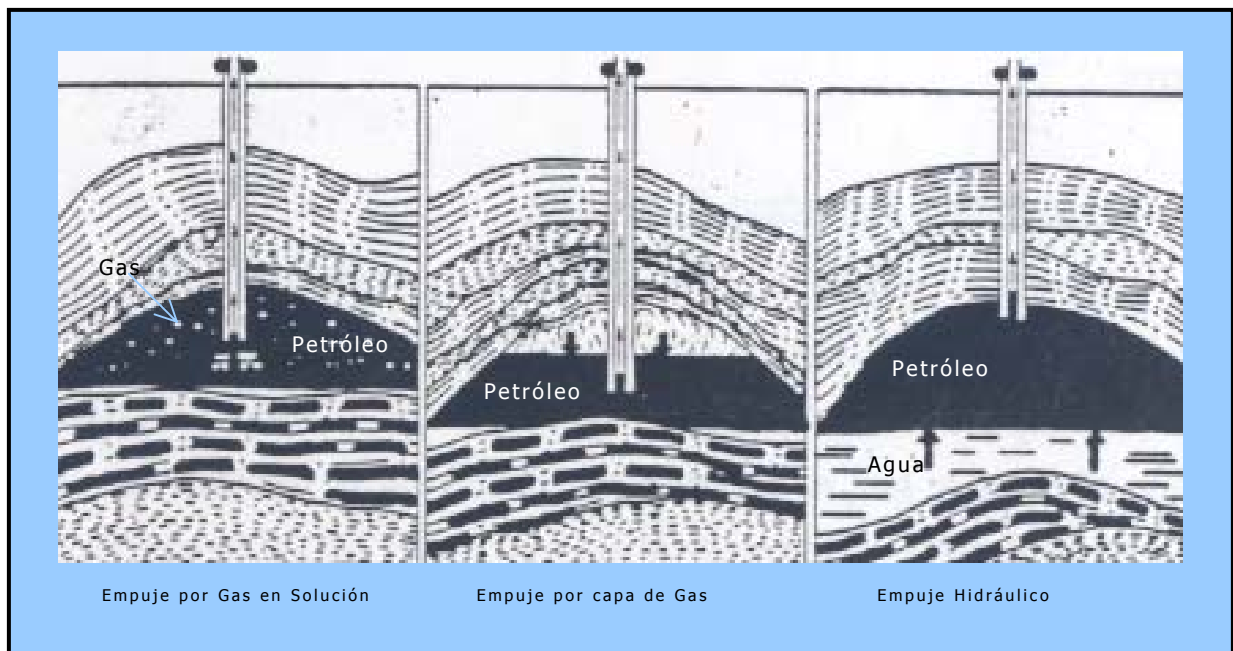


Figura 4.5 Mecanismos de Producción

De estos mecanismo, el empuje hidráulico es el mas eficiente debido a que puede recuperar mas petróleo, el mecanismo de producción debido a la presencia de una capa de gas es menos eficiente, sin embargo, el mecanismo de producción por gas disuelto es el menos eficiente

dejando gran cantidad de petróleo en sitio por recuperar.

En el mecanismo de empuje hidráulico el nivel del agua se desplaza buzamiento arriba mientras el pozo es producido, por lo que en pozos verticales se hace necesario taponar las perforaciones inferiores.

Si el yacimiento presenta producción por expansión de la capa de gas, ésta se expande y se mueve hacia abajo mientras se explota el yacimiento, por lo que los pozos verticales que están en la parte superior del yacimiento deben ser cerrados para prevenir la producción de gas y pérdida de la energía del yacimiento. Figura 4.6

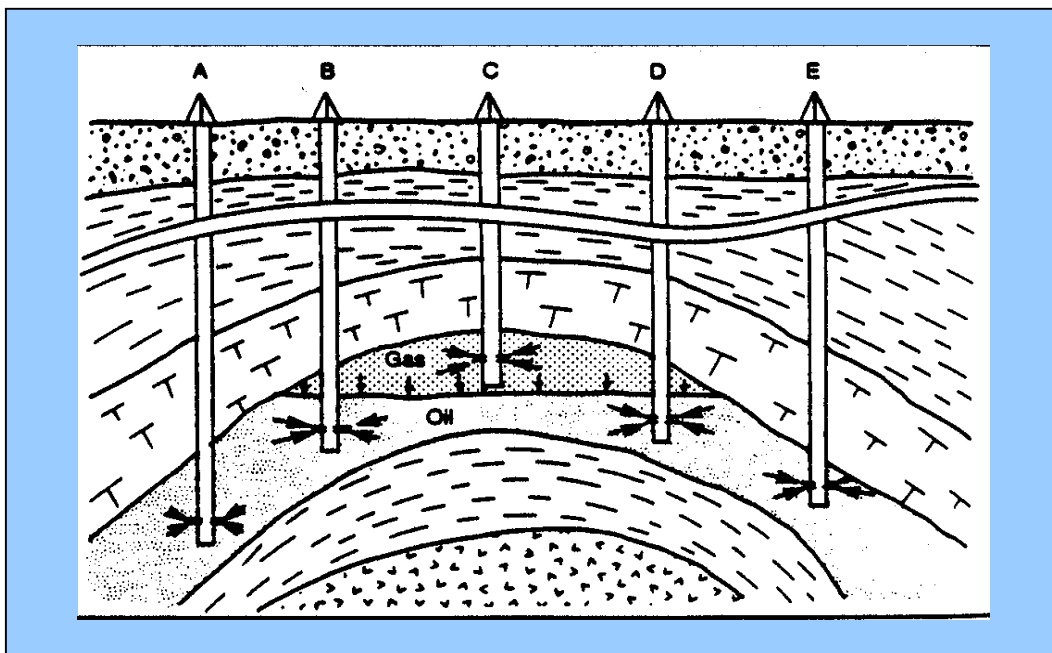


Figura 4.6. Producción por Expansión de la Capa de Gas

Los mecanismos de producción descritos son mecanismos de producción primario, donde la energía es suministrada por el mismo yacimiento, una vez que esta energía es agotada o no es suficiente para obtener una buena tasa de producción se recurren a mecanismos de producción secundario o terciario; los mecanismos de producción secundario son

la inyección de agua o gas para proveer de una energía adicional al yacimiento, esto se logra inyectando el agua o el gas en pozos adyacentes al pozo productor para suministrarle energía adicional y así obtener una mejor producción; el mecanismo de producción terciario incluye la inyección de vapor o calor generado eléctricamente causando cambios dinámicos en las condiciones del yacimiento para incrementar la productividad y el recobro final, el vapor es inyectado en los pozos productores para disminuir la viscosidad del petróleo y así aligerar la columna del fluido permitiendo que se desplace con mayor facilidad.

Otro mecanismo terciario es la combustión en sitio que consiste en generar calor en el yacimiento bombeando oxígeno dentro de un pozo, quemando petróleo en sitio y produciendo petróleo por otro pozo. Fig. 4.7.

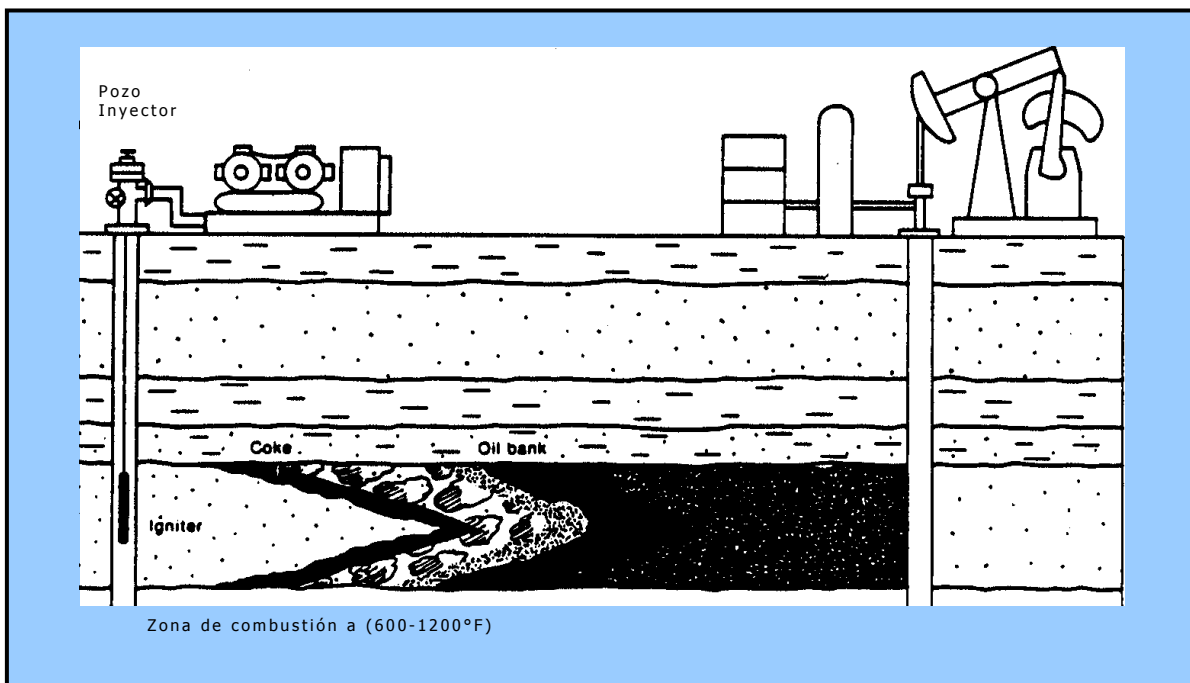


Figura 4.7. Producción por Combustión en Sitio

4.4.- Saturación de los Fluidos

Inicialmente los yacimientos están llenos de agua, luego, debido al proceso de migración de hidrocarburos el agua es desplazada del espacio poroso por el petróleo dejando una cantidad que se conoce como saturación de agua connata.

Cuando el mecanismo de producción es un acuífero asociado, el yacimiento inicialmente produce solo petróleo, luego se comienza a producir agua y petróleo hasta que el agua se vuelve una fase continua obteniéndose cantidades significantes de agua. Debido a que la presión del yacimiento es reducida el gas comienza a salir y el pozo puede producir agua, gas y petróleo. Cuando hay presencia de capa de gas o hay gas en solución, el yacimiento usualmente no producirá agua.

Hay situaciones en la que la superficie de la roca está cubierta por una capa fina de petróleo en sustitución del agua connata, en este caso, se dice que el yacimiento está mojado por petróleo. Identificar que fluido está mojado la roca es indispensable cuando se quiere aplicar la tecnología de la perforación horizontal debido a que la mojabilidad puede ser alterada en un radio cercano al pozo durante las operaciones de perforación y completación, estas alteraciones pueden ser irreversibles y pueden reducir drásticamente la permeabilidad efectiva.

4.5.- Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad de la roca que mide la facilidad con que la roca transmite fluidos. Este concepto se desarrolló a partir de los experimentos realizados por Henry Darcy; en su forma mas elemental, la Ley de Darcy se puede expresar por medio de la siguiente relación:

$$q = \frac{K * A * \Delta P}{\mu * L} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Donde:

q: Tasa de flujo en cm³/seg.

K: Permeabilidad en Darcys.

ΔP: Caída de presión en atm.

μ: Viscosidad del fluido en cp.

L: longitud del sistema en cm.

Cuando dos fluidos están presentes, fluyen simultáneamente a través de la roca, la permeabilidad relativa a cada flujo cambia la fracción del fluido en la roca. La suma de las permeabilidades relativas es menor que uno cuando dos o mas fluidos están fluyendo simultáneamente.

La permeabilidad relativa, K_r , viene dada por:

$$K_{ro} = K_o/K$$

$$K_{rg} = K_g/K \quad \text{Ec. 4.2}$$

$$K_{rw} = K_w/K$$

Donde el subíndice o, g y w corresponden al petróleo, gas y agua respectivamente.

La reducción de la permeabilidad relativa causada por el incremento de la relación agua petróleo o la relación gas petróleo tiene un interés muy particular en la aplicación de la perforación de pozos horizontales. El incremento del área de contacto con el yacimiento y la reducción de la

caída de presión pueden frecuentemente disminuir el incremento de la relación gas petróleo y/o relación agua petróleo, resultando en una menor reducción en la permeabilidad relativa al petróleo y por lo tanto un incremento en el recobro.

Además de la permeabilidad relativa hay que considerar la permeabilidad vertical, ésta puede tener un valor menor en la dirección vertical que en la dirección horizontal. Los valores bajos de permeabilidad vertical no tienen mayor efecto en pozos verticales debido a que el petróleo o gas fluyen radialmente dentro del pozo y no realiza un desplazamiento vertical a través de los estratos. Ver Fig 4.8.

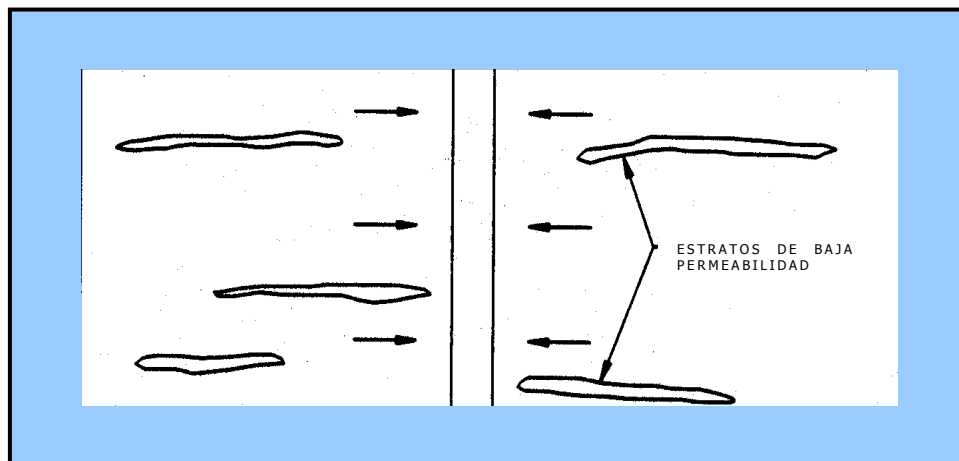


Figura 4.8. Flujo Radial hacia un Pozo Vertical

En pozos horizontales, la disminución en la permeabilidad vertical tiene un mayor efecto sobre el flujo porque el fluido debe realizar un desplazamiento vertical a través de los estratos, Ver Figura 4.9

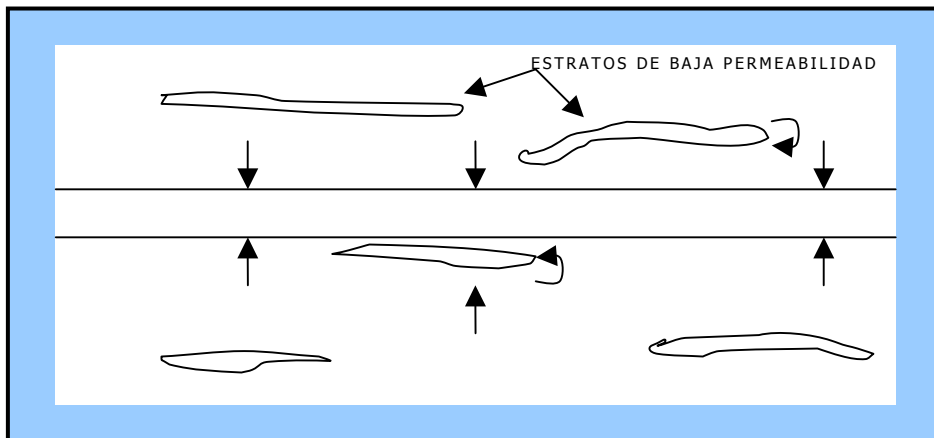


Figura 4.9. Flujo Hacia un Pozo Horizontal

4.6.- Presión del Yacimiento

La presión de los fluidos en un yacimiento, normalmente presurizado, corresponde a la presión hidrostática a la profundidad dada medida desde la superficie, es decir con un gradiente hidrostático de 0.433 lpc/pie. Los yacimientos normalmente presurizados pueden ser perforados con fluidos de perforación livianos.

Los yacimientos pueden tener una presión anormalmente alta a los fluidos o presión de poros, si ellos están conectados con una roca impermeable y no hay comunicación de los fluidos hacia la superficie. En este caso, los fluidos en los yacimiento soportan la presión de sobrecarga de las rocas, resultando en un yacimiento con una presión anormal alta, Ver figura 4.10.

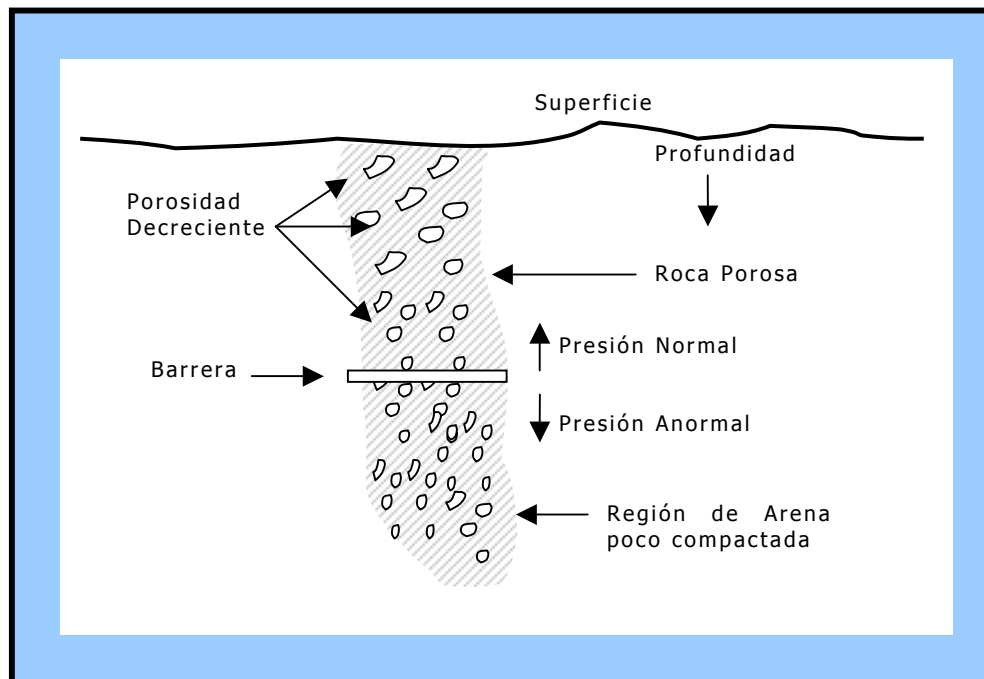


Figura 4.10. Presión Anormal

Las presiones anormales pueden también ser producida por domo de sal o cualquier otra característica tectónica que empuje a las estructuras y genere un incremento de la presión (Ver figura 4.11), o cuando la formación esta comunicada con un acuífero que tiene un constante aporte de agua cuyo origen proviene de niveles a mayor altura en relación al equipo de perforación (Ver figura 4.12).

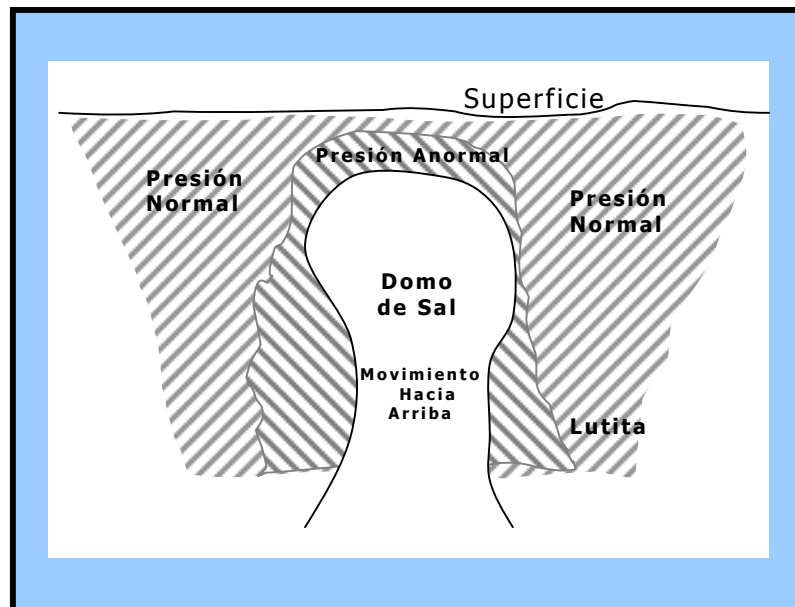


Figura 4.11. Presión Anormal por Domo de Sal

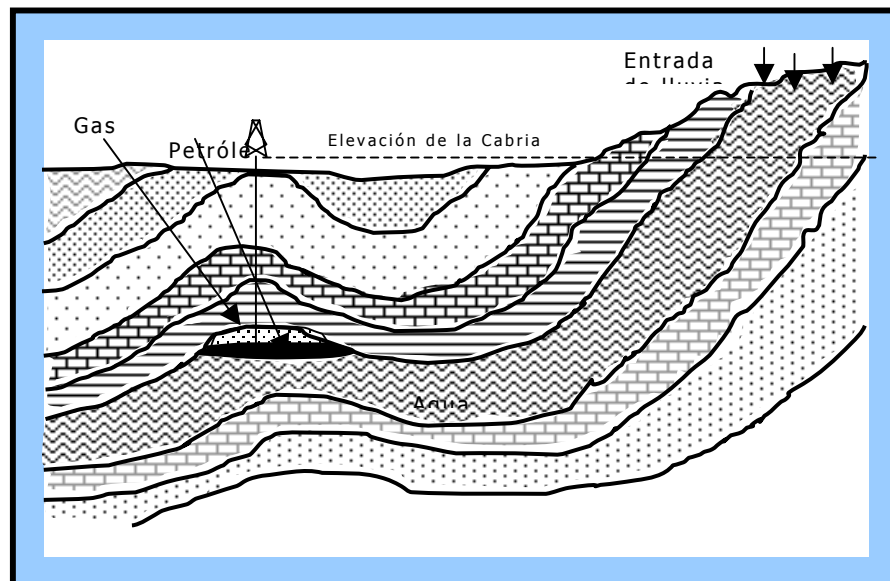


Figura 4.12.- Presión Anormal por Efecto de Vasos Comunicantes

Las presiones anormalmente altas crean los siguientes problemas:

- 1.- Arremetidas y reventones.

- 2.- Se necesitan fluidos de perforación que son costoso y reducen la rata de penetración.
- 3.- Se requieren revestidores extras.
- 4.- Se tiene problema con la estabilidad del hoyo.
- 5.- Fracturamiento y pérdida de circulación son mayores.

4.7.- Yacimiento y Presión de Fondo del Pozo

Tanto en pozos horizontales como en pozos verticales la presión hidrostática en el fondo del pozo actúa para contrarrestar la presión del yacimiento (por ejemplo en perforación balanceada). Cuando los fluidos están circulando la presión en el fondo del pozo se incrementa debido a las perdidas de presión a lo largo del pozo. Los pozos verticales se exponen a la presión del yacimiento en menor proporción mientras que los pozos horizontales se exponen en más de miles de pies. Ver figura 4.13.

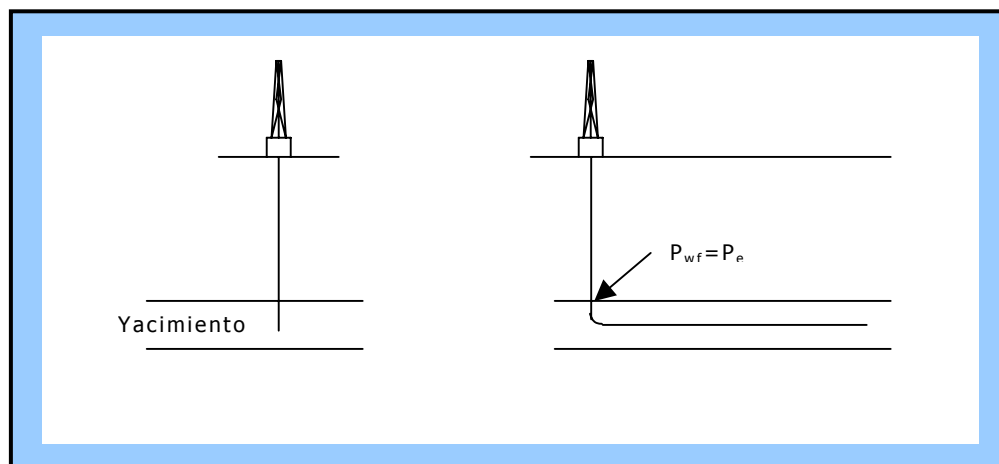


Figura 4.13.- Presión de Fondo

Durante la circulación del fluido, la presión de fondo en el pozo horizontal varía a lo largo de la longitud del hoyo. Este problema es más complejo en yacimientos anormalmente presurizados, fracturados o

agotados, como se ilustra en la figura 4.14.

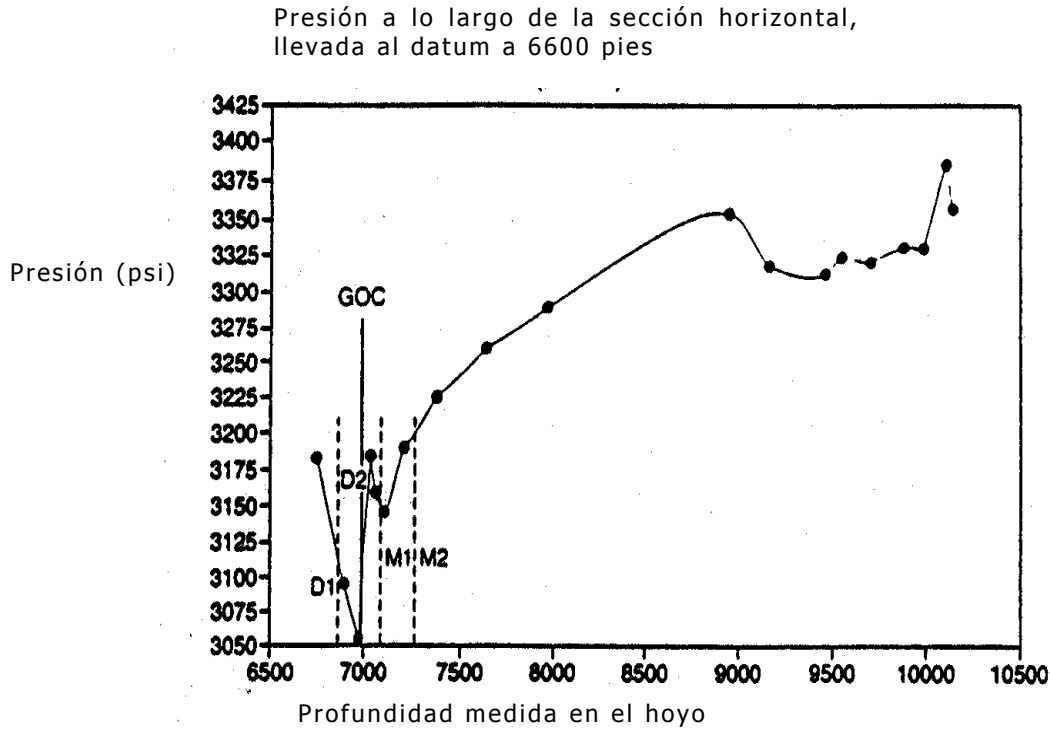


Figura 4.14.- Presión de Fondo en un Pozo Horizontal

Para este ejemplo dado en la figura 4.14 la presión del yacimiento para un pozo horizontal de 2000 pies a una profundidad de 6060 pies varia hasta unos 350 lpc a lo largo de la longitud del pozo, es decir aumenta de 3050 lpc al inicio de la sección horizontal a 3400 lpc al final de la sección horizontal. Puesto que la presión aplicada por el fluido de perforación debe ser igual o mayor a la presión del yacimiento, es obvio que en este caso, un mínimo de 400 lpc de sobrebalance debe ser aplicado a la entrada de la sección horizontal del pozo.

Esta situación tiene tres impactos fundamentales:

- 1.- El incremento progresivo de la presión a medida que aumenta la longitud de

la sección horizontal durante la perforación, esto puede aumentar el daño a la formación

2.- El incremento de la presión al final de la sección horizontal complica aun más los problemas de pegas diferenciales.

3.- La poca capacidad de controlar la presión a lo largo de la sección horizontal en yacimientos donde la presión varía, esto genera serios problemas en el control del pozo.

4.8.- Temperatura del Yacimiento

La temperatura del yacimiento en general se incrementa con la profundidad a una tasa de 1.2 °F a 2.2 °F/100, como gradiente geotérmico.

Las altas temperaturas reducen la viscosidad del fluido del yacimiento e incrementa el volumen del fluido, produciendo altas tasas. Ellas causan problemas con los instrumentos electrónicos (MWD) y herramientas de fondo que contiene elastómeros (motores de desplazamiento positivo) debido a que las limitaciones de temperatura de un dispositivo de electrónica normal son de 250°F a 275°F, actualmente hay herramientas que pueden trabajar a temperaturas mayores. A diferencia de los pozos verticales, la temperatura varia muy poco a lo largo de la sección horizontal por lo tanto es poco útil como herramienta de evaluación de pozos horizontales.

4.9.- Daño a la Formación

El daño puede ser causado por uno de los siguientes fenómenos que caracterizan el flujo real hacia el pozo: cambio de la permeabilidad cerca del hoyo, cambio en la geometría de flujo radial causada por la

limitada entrada al hoyo, convergencias del flujo dentro de las perforaciones por cañoneo y la velocidad del flujo de fluidos.

Durante las operaciones de perforación se impone una presión de sobrebalance, el peso de la columna de lodo es mayor a la presión de poro, durante la circulación dinámica y estática se causa daño a la formación a través de un hoyo desnudo, como resultado de esto, las partículas del lodo forman un revoque a lo largo del hoyo e invasión de filtrado dentro del medio poroso.

Cuando las partículas del lodo y el filtrado se mueven a través del medio poroso se encuentran algunas condiciones críticas: tortuosidad de las rutas, paredes ásperas en los poros con gran área superficial y una variedad de minerales reactivos como arcillas, feldespatos, micas, y compuestos de hierro. Estas condiciones establecen un medio tanto para el entrapamiento físico de las partículas sólidas como para una reacción química con el filtrado.

La invasión del filtrado y las partículas sólidas pueden interactuar con la formación creando una multitud de efectos de daño en la productividad de las siguientes formas: bloqueo por emulsión, bloqueo por agua, cambios en la humectabilidad de la roca, hidratación e hinchamiento de las arcillas, dispersión y migración de los finos y arcillas de la formación, precipitación inorgánica de sales, formación de escamas y taponamiento de poros por estancamiento de partículas. El daño puede afectar en mayor o menor medida la productividad, esto depende de las condiciones de perforación, propiedades del lodo y propiedades de la roca.

4.9.1.- Factor de Daño

Van Everdingen & Hurst introdujeron el factor de daño en la industria petrolera ya que ellos notaron que para tasas de flujo dadas la presión medida en el fondo del hoyo era menor que la calculada, y lo atribuyeron a una reducción en la permeabilidad alrededor de los límites del pozo⁸.

Van Everdingen & Hurst llamaron a esto, zona invadida o dañada y a la caída de presión asociada como efecto del factor de daño la cual viene dada por:

$$S = \frac{Kh(\Delta P)_{skin}}{141.2q\mu_o\beta_o} \quad \text{Ec. 4.3}$$

El concepto introducido por Everdingen & Hurst presenta algunos problemas cuando el factor de daño S es negativo. Por esto, Hawkins introdujo otro concepto, el presentó que el factor de daño para una zona dañada de radio r_s con permeabilidad K_s en una formación con permeabilidad K y radio del pozo r_w puede ser presentado como¹⁷:

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \text{Ln} \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad \text{Ec. 4.4}$$

Las ecuaciones (4.3) y (4.4) son validas para estados estables y semi-estables. De la ecuación (4.3) se tiene:

$$\Delta P_{skin(vertical)} = S \left(\frac{141.2\mu_o\beta_o}{k} \right) \frac{q}{h} \quad \text{Ec. 4.5}$$

$$\Delta P_{skin(horizontal)} = S \left(\frac{141.2 \mu_o \beta_o}{k} \right) \frac{q}{L} \quad \text{Ec. 4.6}$$

Comparando las ecuaciones (4.) y (4.6) se tiene que para un mismo valor de S la pérdida de presión en la región dañada en un pozo horizontal es menor que en un pozo vertical, lo cual se debe a que la tasa de flujo entra al pozo por unidad de longitud de un pozo horizontal es mucho menor que en un pozo vertical.

4.9.2.- Factor de Daño para Pozos Horizontales

La poca influencia que tiene el efecto de daño en la productividad de un pozo horizontal colocado en un yacimiento de alta permeabilidad explica la razón por la que han sido exitosos muchos pozos horizontales. En estos yacimientos los pozos horizontales son perforados, completados y puestos en producción inmediatamente, en algunos casos sin estimulación. En contraste, en yacimientos de baja permeabilidad la influencia del daño en la productividad de los pozos horizontales puede ser severa. Por lo tanto, algunos proyectos de pozos horizontales han resultado un fracaso debido al daño causado durante la perforación del pozo.

En muchos yacimientos, especialmente en yacimientos de baja permeabilidad, después de perforar un pozo vertical este es cementado y cañoneado. Antes de ser puesto en producción, estos son estimulados con fracturamiento, sin esto, los pozos no producirían a tasas rentables.

En estos tipos de yacimientos la perforación de pozos verticales causa un daño severo, sin embargo, esto es solucionado por medio de un fracturamiento u otro método de estimulación, si un pozo horizontal es

perforado, el daño causado por la perforación de este sería mayor ya que toma más tiempo, resultando una zona dañada con forma cónica (Ver figura 4.15a). Esto muestra que el daño puede variar a lo largo de la sección horizontal del pozo, basado en las experiencias de daño en pozos verticales y en el tiempo de perforación se puede estimar el daño a lo largo de la sección horizontal, la disponibilidad de núcleos para evaluar el daño y datos de pruebas de DST para pozos verticales se puede construir una curva de daño versus Longitud, ver figura 4.15b.¹⁵

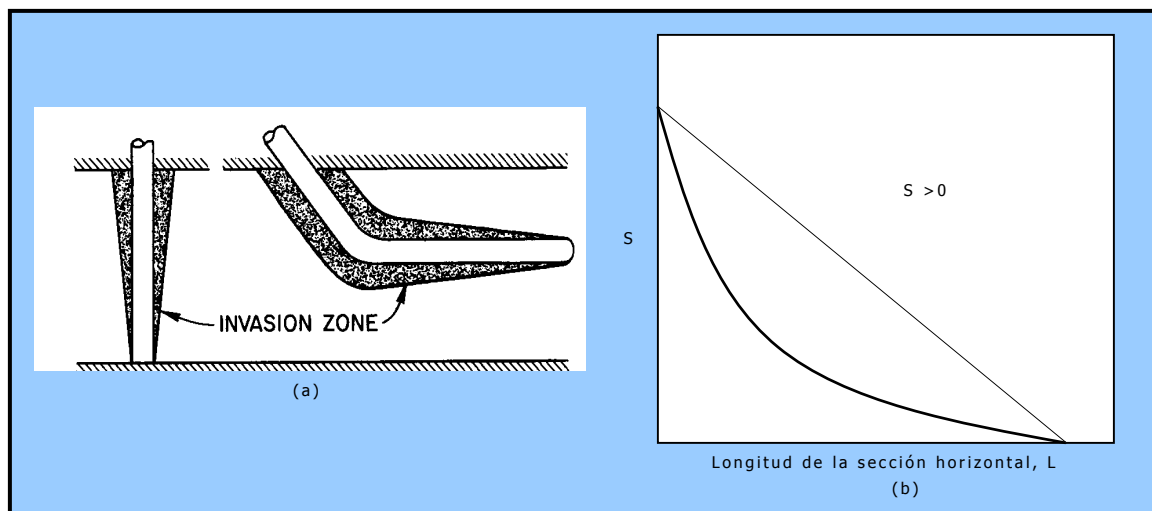


Figura 4.15. Daño a la Formación

La permeabilidad anisotrópica puede generar una forma elíptica normal al pozo, la forma del daño depende del índice de anisotropía (I_{ani}); respuestas simuladas se presentan en la figura 4.16 para tres valores diferentes de I_{ani} . Cuando la razón de las permeabilidades anisotrópicas es significativa la forma del área dañada no es radial, además, el daño causado por la invasión de fluidos durante la perforación y completación es máxima en la sección vertical del hoyo y decrece a medida que se incrementa la longitud del pozo.

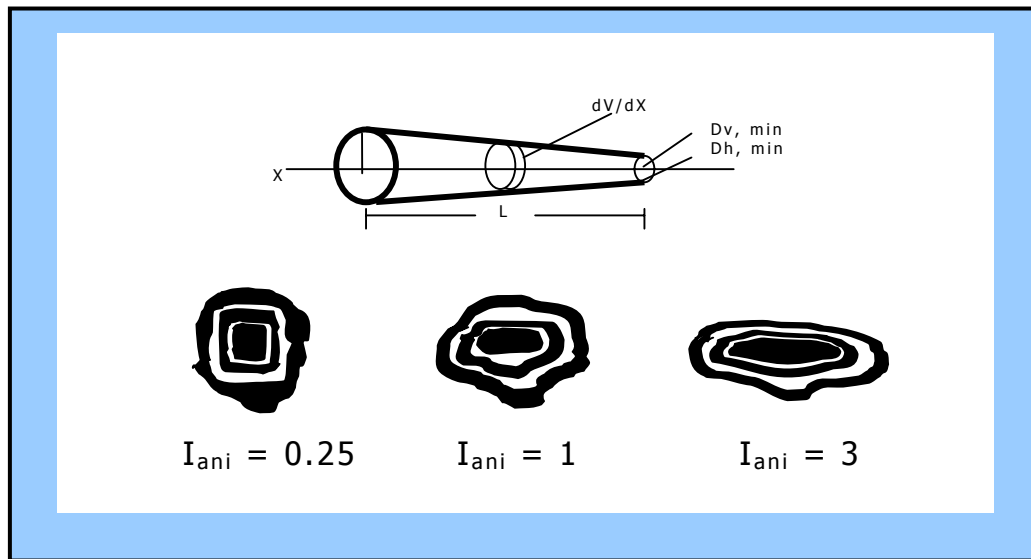


Figura 4.16. Modelos Conceptuales de daño

4.9.3.- Efecto de la Localización del Daño en el Rendimiento de un Pozo Horizontal

Recientemente, Toulekima³⁴ llevo a cabo un estudio sobre el efecto que tiene la localización del daño en la sección horizontal sobre la productividad del pozo, llegando al resultado de que el rendimiento del pozo era afectado en gran magnitud cuando el daño se localizaba en la parte final de la sección horizontal y menos afectado cuando se localizaba el daño al inicio de la sección horizontal.

Esto se debe a que el daño genera una caída de presión adicional que es mas significativa cuando se ubica en la parte final de la sección horizontal. La figura 4.17. muestra los resultados de su experimento, primero colocó un daño de 40 en el intervalo 1, inicio de la sección horizontal (heel) de una longitud equivalente a $\frac{1}{4}$ de la longitud total de la sección horizontal, dejando los intervalos restantes sin daño alguno, luego corrió el simulador para 5 años de producción. Después hizo lo mismo en el intervalo 2, mitad de la sección horizontal (middle)

con una longitud de $\frac{1}{2}$ de la longitud de la sección horizontal, y el intervalo 3(toe) de $\frac{1}{4}$ de longitud de la sección horizontal⁷.

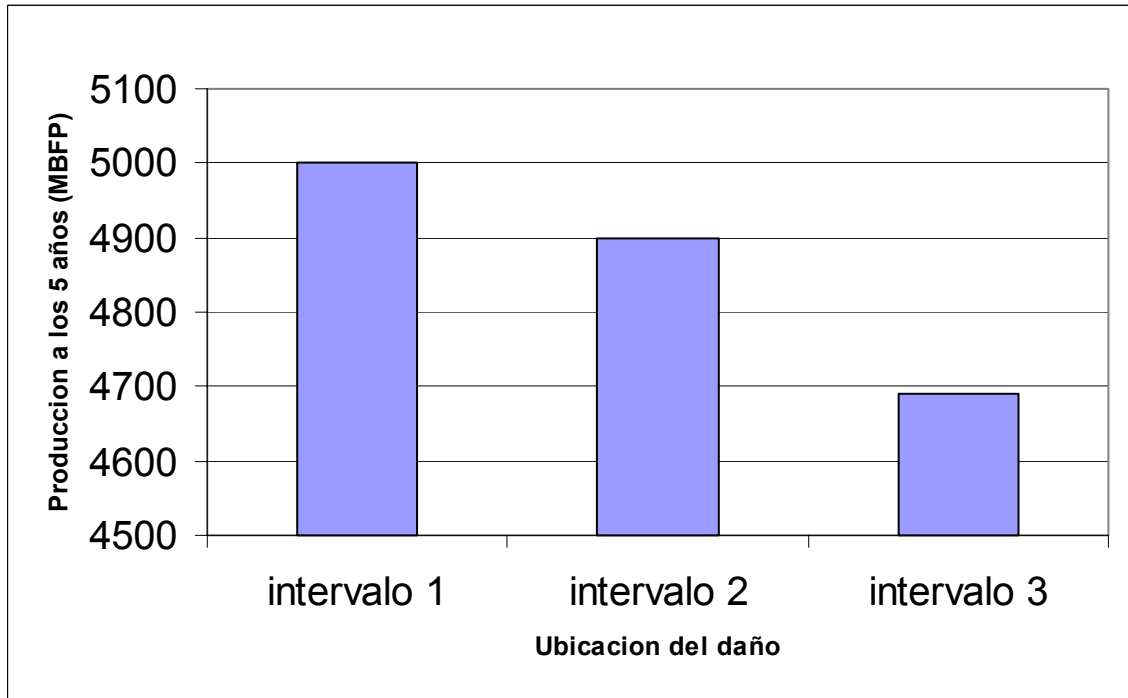


Figura 4.17. Efecto de la Ubicación del Daño Sobre la Producción

Como se puede apreciar del gráfico, el efecto del daño sobre la productividad es mas severo cuando esta localizado en la parte final de la sección horizontal.

4.10.- Regímenes de Flujo

Los regímenes de flujo en un pozo horizontal difieren ampliamente de los que ocurren en un pozo vertical. Al inicio de la producción, los pozos experimentan altas tasa de producción, durante el período que dure ésta elevada producción y se alcance la condición de estado semi-estable se pueden observar varios regímenes de flujo (Ver Fig. 4.18).

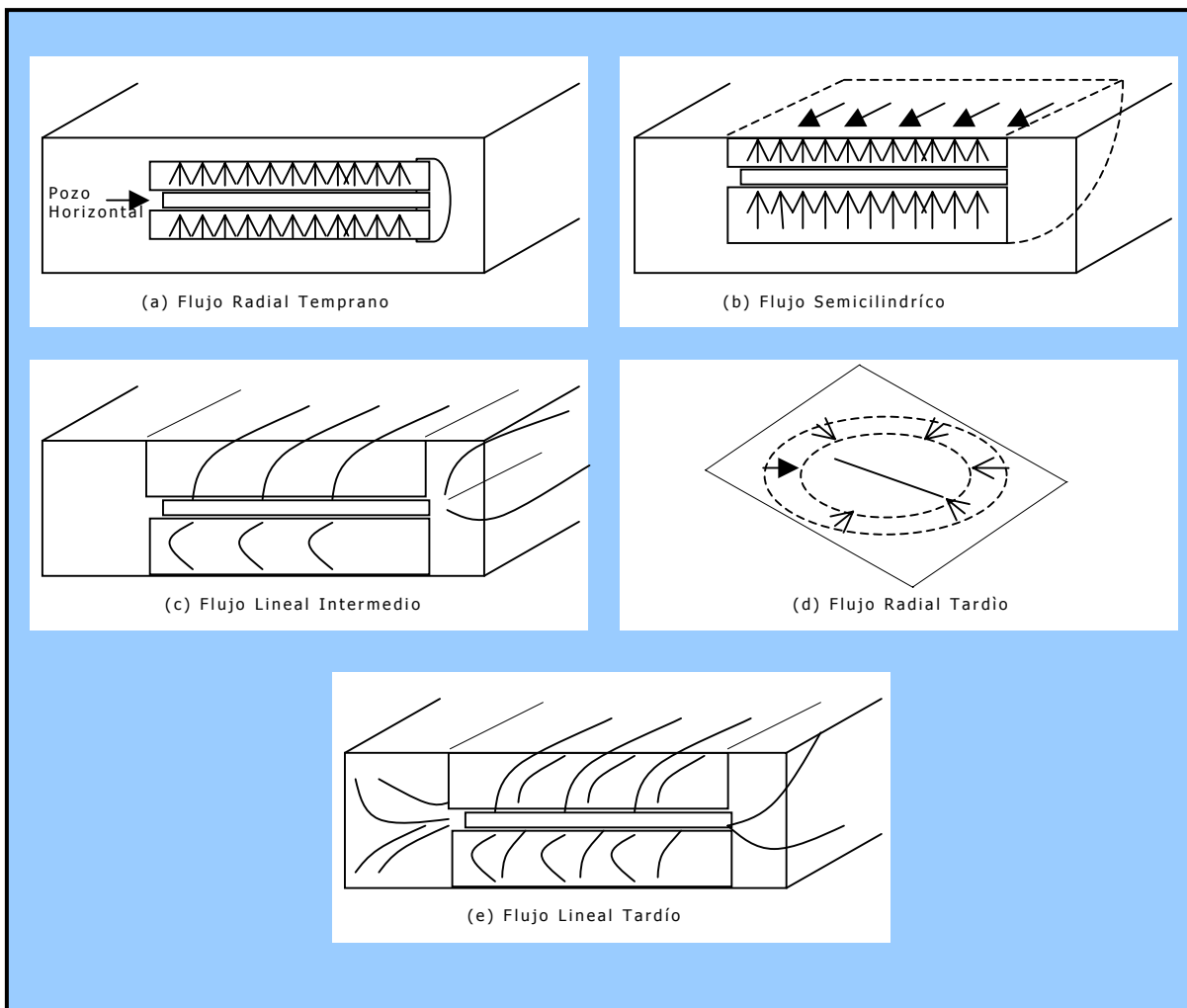


FIGURA 4.18. Regímenes de Flujo

La figura 4.18a muestra el régimen de flujo radial temprano, en donde la onda de presión se está moviendo radialmente desde los límites del pozo y no ha llegado a los límites del yacimiento. Este régimen es muy similar al de un pozo vertical de conductividad infinita, la duración es muy corta a menos que el espesor del yacimiento sea muy grande o la permeabilidad vertical sea muy pequeña.

Una vez que el límite ha sido alcanzado se establece un modelo de flujo semi-cilíndrico (Fig. 4.18b), este régimen de flujo es significativo solo cuando el pozo está cerca de los límites del yacimiento. En muchos

casos, la longitud del pozo horizontal es mucho mayor que el espesor del yacimiento, entonces, se establece un régimen de flujo lineal una vez que la onda de presión ha alcanzado ambos límites, tanto el inferior como el superior (Fig. 4.18c). Si la longitud del pozo horizontal no es muy larga comparada con el espesor del yacimiento este régimen no será desarrollado.

Si la onda de presión se mantiene constante y no alcanza los límites del yacimiento en una distancia razonable, el flujo a través viene a ser radial incluso después de mucho tiempo (Fig. 4.18d). Si se tiene un yacimiento semi infinito, una vez que los límites paralelos al pozo son alcanzados se desarrollará un flujo lineal (Fig. 4.18e).

4.11.- Anisotropía Areal

La anisotropía es la variación direccional de propiedades, en este caso se trata de la permeabilidad horizontal en la dirección X (K_x) y Y (K_y) y vertical (K_z). Las dos causas principales para que un yacimiento se anisotrópico son el proceso de sedimentación y el tipo de fracturamiento que pueda ocurrir.

La determinación de la permeabilidad horizontal máxima y mínima, usualmente coincide con la dirección del esfuerzo máximo y mínimo. Esta determinación debe ser realizada antes de perforar el pozo horizontal, en un yacimiento nuevo se realiza a través de pozos verticales pilotos. La dirección para perforar un pozo horizontal frecuentemente se basa en la forma asumida del área drenada, cuando el parámetro tomado en cuenta debería ser la permeabilidad anisotrópica horizontal.

Una vez que se ha tomado la decisión de perforar un pozo horizontal, el

próximo paso es determinar la dirección apropiada.

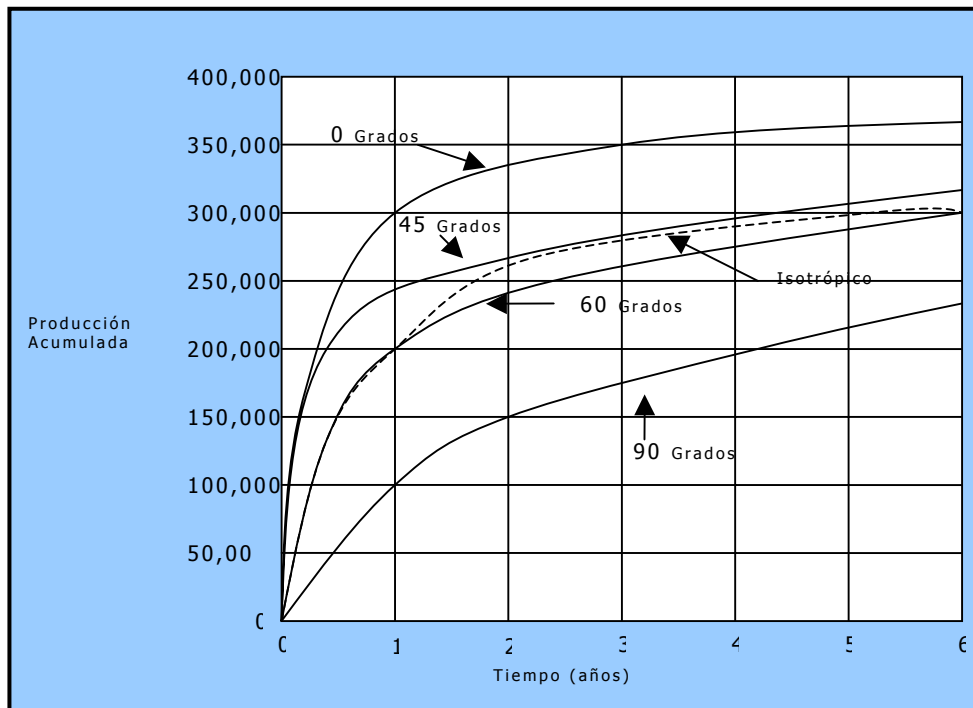


Figura 4.19. Producción Acumulada de un Pozo Horizontal en Función de su Orientación³²

La figura 4.19 muestra que la dirección de un pozo horizontal es importante, y la misma debería estar orientada normal a la dirección de permeabilidad horizontal máxima, cuando aumenta la desviación de la dirección óptima del pozo de 0° a 90° , la productividad del pozo horizontal decrece resultando en una disminución de la productividad acumulada, por esto, un pozo horizontal, perforado normal a la dirección de máxima permeabilidad, tendrá una mayor productividad que un pozo perforado en una dirección arbitraria.

Como se sabe todo yacimiento está sujeto a un campo de esfuerzos, el cual puede ser descrito de acuerdo a la teoría de elasticidad y deformación, por tres esfuerzos principales, uno vertical (σ_v), un

esfuerzo horizontal mínimo (σ_{Hmin}) y un esfuerzo horizontal máximo ($\sigma_{Hmáx}$).²⁴

La Figura 4.20 indica como el componente horizontal del esfuerzo afecta el estado de las fisuras de la formación, las fisuras perpendiculares a la dirección del máximo esfuerzo son compactadas, mientras que las fisuras perpendiculares al mínimo esfuerzo están relativamente abiertas. Cuando hay fisuras relativamente abiertas, indican generalmente alta permeabilidad a lo largo de estas fisuras. Esta idea ilustra por qué los componentes del máximo y mínimo esfuerzo coinciden con la permeabilidad máxima y mínima respectivamente.

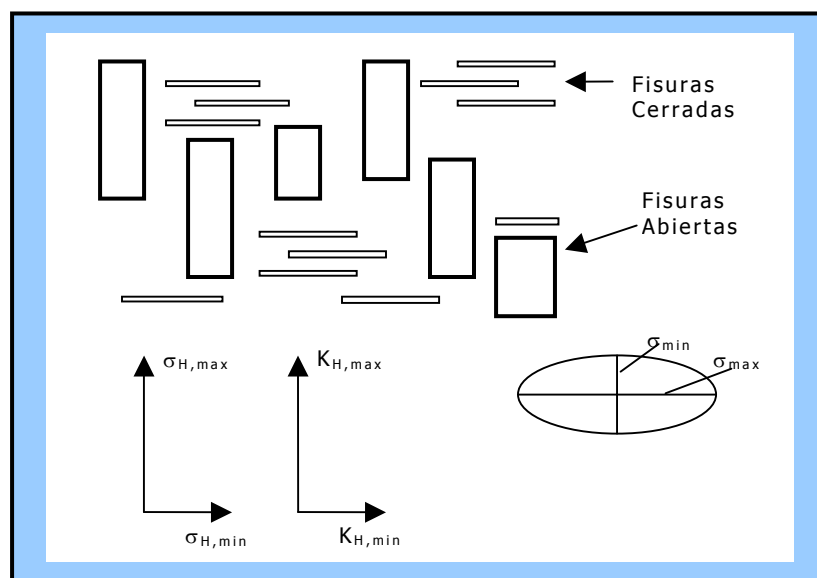


Figura 4.20. Relación entre el Esfuerzo y los Componentes de la Permeabilidad³²

Para ilustrar el efecto de la anisotropía areal, de acuerdo al trabajo realizado por Smith³², se considera un pozo horizontal de 2000 pies de longitud, en una formación de 100 pies de espesor con un índice de anisotropía igual a 3 y permeabilidad horizontal promedio de 10 mD. Ver figura 4.21. Se examinarán cuatro razones de permeabilidad

anisotrópica: 1:1 (isotrópico), 5:1, 10:1, 50:1. La importancia de la orientación del pozo será determinada rotando el pozo horizontal en el plano horizontal.

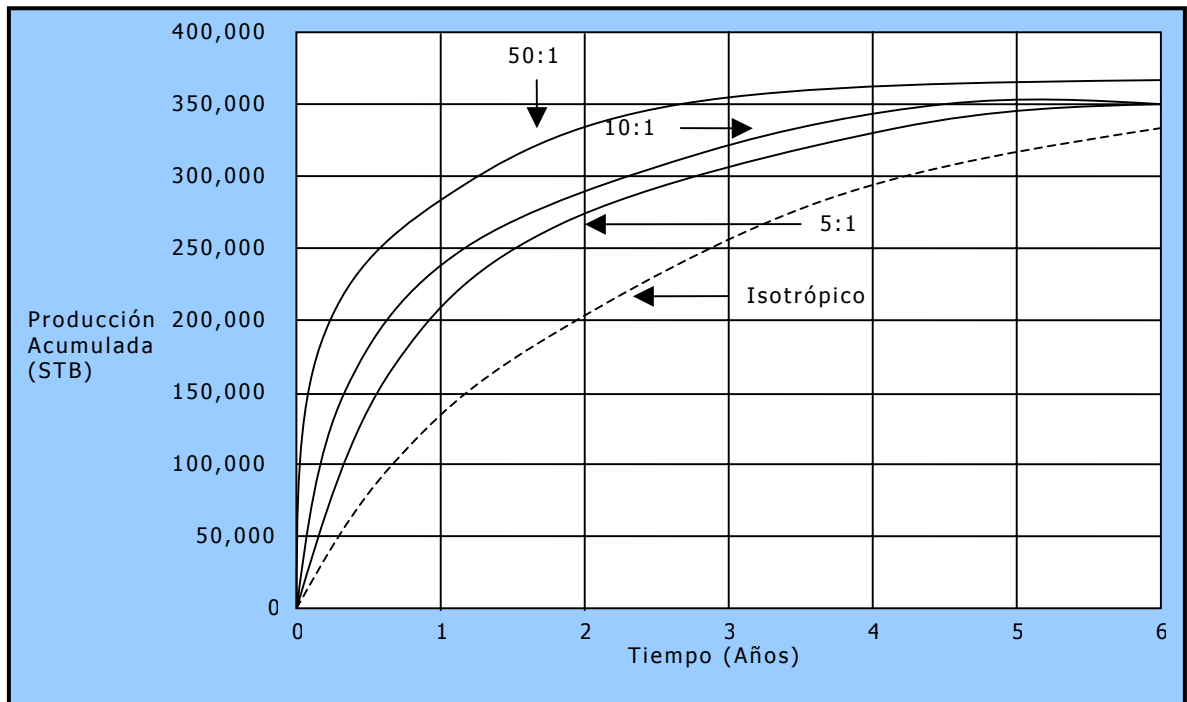


Figura 4.21. Efecto de la Anisotropía Areal en la Producción de un Pozo Horizontal perforado en la Dirección Óptima³¹

La figura 4.21 muestra que para un pozo con estas características, perforado en la dirección óptima, la producción acumulada aumenta cuando la anisotropía areal incrementa.

4.12.- Área de Drenaje de un Pozo Horizontal

Debido a la longitud que tiene un pozo horizontal, en un periodo de tiempo dado bajo las mismas condiciones de operación de un pozo vertical, un pozo horizontal drenaría idealmente una mayor área que un pozo vertical. Si un pozo vertical drena un cierto volumen en un tiempo dado, entonces esta información puede ser usada para calcular el área

de drenaje de un pozo horizontal. Un pozo horizontal puede ser visto como un numero de pozos verticales perforados muy cercas uno del otro y completados en el mismo horizonte del espesor delgado, entonces cada pozo horizontal drenará al final de la sección horizontal un área en forma de circulo o cuadrado con un área rectangular en su centro y perpendicular al flujo¹⁴, ver figura 4.22, en donde r es el radio del pozo vertical y L es la longitud de la sección horizontal del pozo. Este concepto implícitamente asume que el espesor del yacimiento es considerablemente menor que los lados del área de drenaje. Es posible calcular el volumen de drenaje asumiendo un área de drenaje elíptica en el plano horizontal con cada extremo de la sección horizontal en los focos de la elipse, lo cual supone que el volumen de drenaje es un elipsoide.

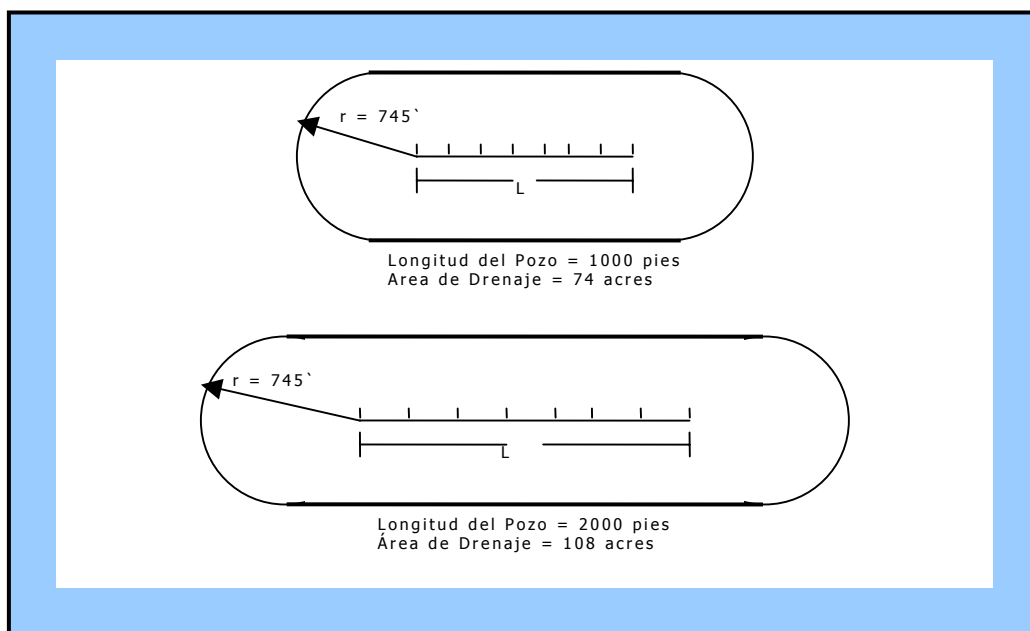


Figura 4.22. Volumen Drenado por un Pozo Horizontal

4.13.- Caída de Presión en Pozos Horizontales

En un pozo horizontal el incremento del área de contacto a bajos diferenciales de presión (drawdown) permite recuperar mas cantidad de petróleo y gas, además de reducir los problemas de conificación de agua y gas. Sin embargo, existe un factor que puede limitar la longitud útil de un pozo horizontal y es la pérdida por fricción en el pozo.

La pérdida por fricción es la caída de presión que se origina en el pozo debido al roce entre el fluido y las paredes internas de la tubería, entonces, cabe la siguiente pregunta: ¿Debería esta caída de presión ser significativa en relación a la diferencia de presión entre el yacimiento y el pozo (drawdown)?²

Dikken⁶ trabajó en un modelo en el cual el flujo en el pozo era monofásico, turbulento y estable. Su trabajo requirió valores de tasas de producción, longitud y diámetro del pozo, rugosidad de la tubería y propiedades básicas del fluido y del yacimiento. En el análisis realizado por Novy²¹ en base al modelo de Dikken se da una guía para saber cuando despreciar la fricción.

En pozos horizontales de sección horizontal pequeña, la fricción es despreciable y el pozo actúa con un diferencial de presión uniforme, la tasa de producción q , entonces aumenta rápidamente con la longitud del pozo, L . En pozos con secciones horizontales largas, la fricción agota el diferencial de presión que existe en el pozo productor, entonces la tasa de producción es independiente de la longitud (Un aumento de un pie de longitud en la sección horizontal no genera un aumento significativo de la tasa). Todos los pozos horizontales se encuentran entre estos extremos.

Lo que interesa es la longitud a la cual la fricción comienza a reducir la tasa significativamente. En el trabajo realizado por Novy²¹ el punto de “pérdida de fricción significativa” es definido como:

$$q_1/q_0 = 0.9 \quad \text{Ec. 4.7}$$

donde:

$$q_1 = 0.9 * J_s \Delta P = \text{Tasa de producción con fricción (L}^3/\text{t)}$$

$$q_o = J * \Delta P = \text{Tasa de producción sin fricción (L}^3/\text{t)}$$

De su trabajo se muestra la Figura 4.23. en donde se presenta un pozo en el cual, cuando la fricción reduce la tasa de producción en un 10%, este tiene una longitud de L_{sfl} , la tasa del pozo con esta longitud (con fricción) es q_{sfl} .

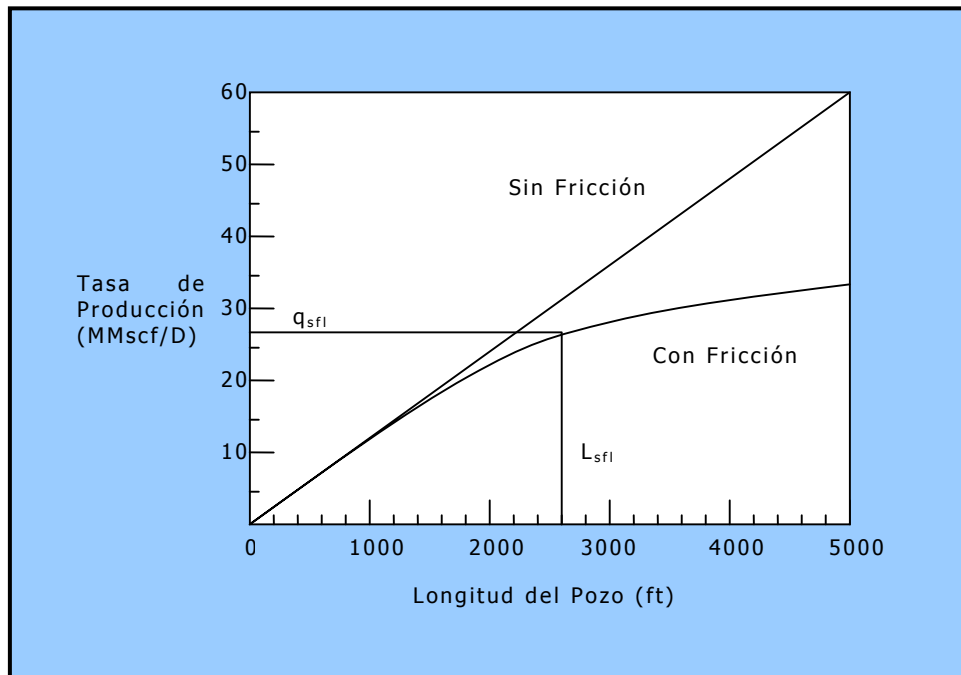


Figura 4.23.- Efecto de la Fricción en un Pozo Horizontal

4.13.1.- Consideraciones para Minimizar las Pérdidas de Presión por Fricción.

Hay diferentes formas de minimizar la caída de presión a lo largo del pozo. Las altas caídas de presión ocurren debido a existencia de flujo turbulento, para minimizar la caída de presión en estos casos es deseable tener flujo laminar o al menos la menor velocidad posible a través del hoyo.

1. Una manera de lograr esto es considerar perforar con el diámetro de hoyo más grande posible, por ejemplo, en el caso de un pozo de radio medio un hoyo tan pequeño como de $4^{1/2}$ pulgadas y tan grande como $9^{7/8}$ pulgadas. En el caso de radio largo se puede perforar incluso $12^{1/4}$ pulgadas.
2. Después de escoger el diámetro más grande posible del hoyo se procede a escoger el mayor diámetro posible de camisa que pueda ser insertada en el hoyo sin que se pegue o atasque, así para una tasa de producción dada, incrementando el diámetro del pozo dos veces, la caída de presión puede ser reducida al menos trece veces, ya que para flujo monofásico la caída de presión es inversamente proporcional a la quinta potencia del diámetro.
3. Controlando el flujo de fluido a lo largo de la sección horizontal. Esto puede ser controlado manipulando el área abierta al flujo en comunicación con el yacimiento, si el pozo es completado con forro ranurado se pueden variar el tamaño de la ranura a lo largo de la sección horizontal para minimizar la caída de presión. En el caso de que sea completado con forro ciego cañoneado y cementado se puede variar la densidad de cañoneo y se puede

cañonear por intervalos.

4. En yacimiento de gran permeabilidad, donde la caída de presión a lo largo de la sección horizontal es significativa en comparación con el drawdown se puede completar con empaque con grava entre el forro ranurado y la pared del hoyo para que actúe como un estrangulador para cada ranura y mantenga una mínima caída de presión.

A medida de discutir un poco mas sobre las perdidas por fricción a continuación se presenta el siguiente análisis.

En flujo de fluidos, en tuberías y en estado continuo, la pérdida de presión por fricción es función del tipo de flujo que se presenta en la tubería, dicho flujo esta descrito por el Número de Reynolds, Re , y el factor de fricción de Fanning, f , donde el Número de Reynolds se calcula por medio de la expresión en unidades de campo:

$$N_{Re} = \frac{\rho^* V_x^* D}{\mu} = 0.1231 * \frac{\rho^* Q}{\mu^* D} \quad \text{Ec. 4.8}$$

Donde:

ρ = Densidad del petróleo. (Lbm/Pie³)

V_x = Velocidad superficial del petróleo. (Pie/s)

D = Diámetro interno del hoyo (pulg.)

Q = tasa de producción de petróleo. (B/Dia)

μ = Viscosidad del petróleo. (Centipoise)

Y el factor de fricción de Fanning (f) para flujo laminar:

$$f = \frac{16}{\text{Re}}$$

Para flujo turbulento, las siguientes correlaciones fueron sugeridas por varios investigadores³:

Siens:

$$f = 0.25 * \left\{ 1.8 * \log \left(\frac{6.9}{N_{\text{Re}}} + \left(\frac{\varepsilon}{3.7 * D} \right)^{\frac{10}{9}} \right) \right\}^{-2} \quad \text{Ec. 4.9}$$

Dikkers:

$$f = 0.079 N_{\text{Re}}^{-\alpha} \quad \text{Ec. 4.10}$$

Jain:

$$f = 0.25 * \left\{ 1.14 - 2 * \log \left(\frac{\varepsilon}{D} + 21.25 N_{\text{Re}}^{-0.9} \right) \right\}^{-2} \quad \text{Ec.4.11}$$

Donde:

ε = Rugosidad absoluta (mm)

α = Coeficiente empírico para la resistencia del flujo

D = Diámetro interno del pozo (m)

N_{Re} = Numero de Reynolds

4.14.-Comparación del Rendimiento de un Pozo Vertical y Uno Horizontal

Las ventajas de un pozo horizontal se entienden fácilmente por un análisis del tipo de completación, ya sea ésta a hoyo abierto, liners ranurado o pozos que son perforados a lo largo de todo el intervalo de producción. Además, por simplicidad si se asume que no hay efecto de daño, una comparación mas apropiada incluiría los regímenes de flujo transiente y pseudo-estable. Esto es cierto especialmente en formaciones de gran espesor donde el comportamiento transiente dura un periodo de tiempo significativo, sin embargo, para comparaciones a largo plazo, el régimen de flujo pseudo-estable es adecuado para una primera aproximación.

Considerando la ecuación de Joshi¹⁴ que permite el cálculo del flujo de petróleo de un yacimiento anisotrópico en estado estable hacia un pozo de longitud L se tiene en el sistema internacional:

$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{\beta h}{L} \text{Ln} \left(\frac{\beta h}{2r_w} \right) \right]}$$

Ec. 4.12

Y la ecuación para flujo en pozos verticales:

$$q_v = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu \beta \text{Ln} \left(\frac{r_{eh}}{r_w} \right)}$$

Ec. 4.13

En donde:

K_h = Permeabilidad Horizontal, (mD)

h = Espesor del Yacimiento, (metros)

ΔP = Caída de Presión, (pascal)

μ = Viscosidad del petróleo, (pascal-seg)

B_o = Factor volumétrico del petróleo, (vol/vol)

r_{ev} = Radio de drenaje del pozo vertical, (metros)

r_w = radio interno de la tubería de producción, (metros)

$$\beta = \text{Índice de Anisotropía} = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$$

Dividiendo la ecuación (4.12) entre la ecuación (4.13) se tiene:

$$\frac{(PI)_h}{(PI)_v} = \frac{\text{Ln}\left(\frac{r_{eh}}{r_w}\right)}{\text{Ln}\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right) + \frac{\beta h}{L} \text{Ln}\left(\frac{\beta h}{2r_w}\right)}$$

Ec. 4.14

Con la ecuación (4.14) se preparó la figura 4.24³⁰, la cual presenta una comparación entre la razón de los índices de productividad para tres situaciones: 1) anisotropía común ($\beta=3$), 2) isotropía completa ($\beta=1$) y 3) una anisotropía vertical muy favorable ($\beta=0.25$); la comparación es hecha para tres espesores netos de: 20 100 y 200 pies respectivamente. Para este caso el área de drenaje es de 40 acres lo que equivale a un radio de drenaje r_{eh} de 745 pies y se utiliza un radio de pozo de 7 ^{7/8}

pulgadas.

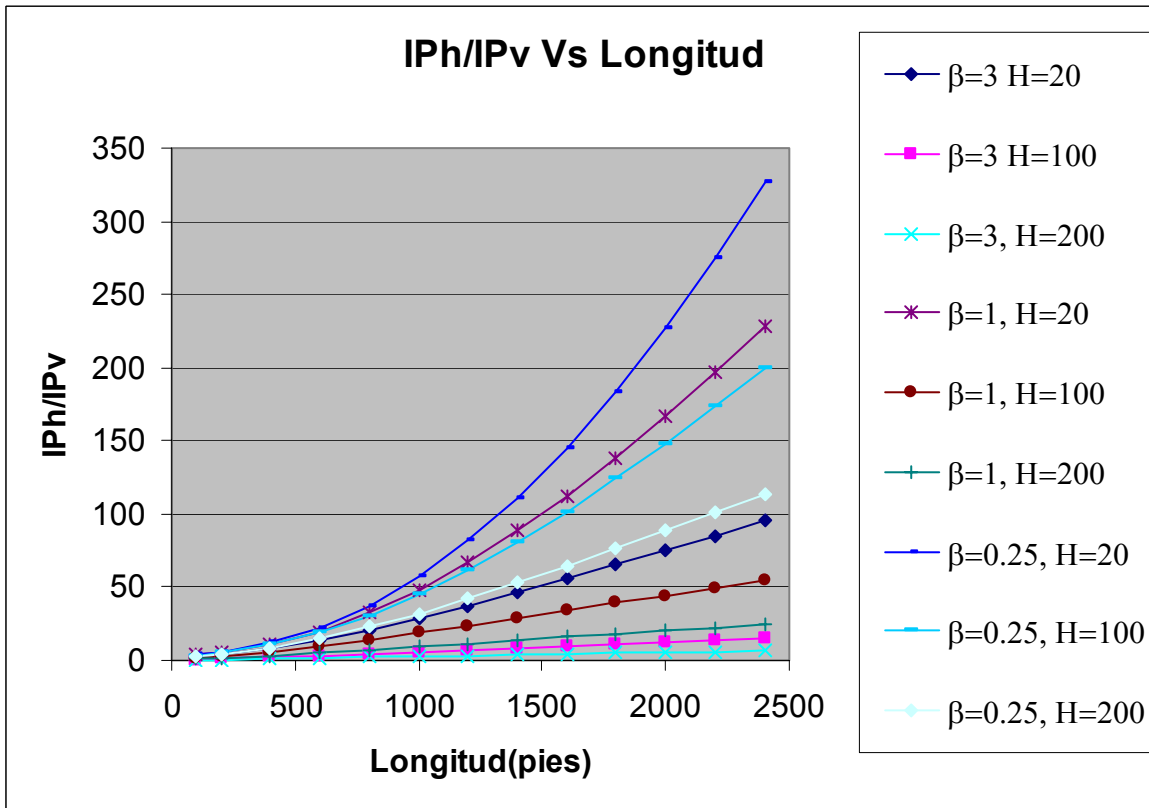


Figura 4.24. Efecto del Índice de Anisotropía y el Espesor del Yacimiento sobre la Razón de Productividad de un Pozo Horizontal a un Pozo Vertical

De la figura 4.24 se puede observar que los valores óptimos de la razón de productividad (IP_h/IP_v) se obtienen cuando existen valores altos de permeabilidad vertical, reduciendo por lo tanto el valor de β , por otro lado, esto también se obtiene cuando hay presencia de espesores delgados.

4.15.-Cuando seleccionar un Pozo Horizontal

La industria comenzó a explorar las aplicaciones potenciales de pozos horizontales y para ello se han desarrollado nuevas herramientas y procedimientos que han hecho de la perforación de estos pozos una

operación exitosa. Los ingenieros de yacimientos y geólogos ahora tienen las herramientas para evaluar la extensión lateral y la variación espacial de las propiedades del yacimiento. Esto lleva a definir las condiciones sobre las cuales se debe perforar un pozo horizontal y que a su vez sea considerablemente mejor que un pozo vertical.

La utilización de pozos horizontales ha ido en aumento debido a que se ha observado un incremento en la producción de hasta ocho veces la producción de los pozos verticales.

La productividad de pozos convencionales es proporcional a la transmisibilidad (Kh), la baja productividad resulta de valores bajos de permeabilidad y/o espesor de la formación, justo en esta situación es cuando los pozos horizontales son de gran utilidad para incrementar la productividad del yacimiento. Por esto, las posibilidades o la escogencia de perforar un pozo horizontal se hará evaluando los siguientes aspectos:

- Propiedades del yacimiento.
- Historia de producción de pozos verticales, si existían, y curvas de declinación.
- Conocimiento de los mecanismos de producción: Acuífero, capa de gas. Segregación gravitacional, empuje por gas en solución, otros.
- Espesores y extensión de la formación.
- Problemas de perforación, completación y producción.
- Requerimiento de estimulación.
- Yacimientos delgados, especialmente si se suponen fracturas verticales.
- Localización en la superficie, facilidades y restricciones.

Una vez evaluadas las características del yacimiento se deberá:

1.- Evaluar cual es el propósito principal de un pozo horizontal:

- Incrementar el contacto con el yacimiento.
- Reducir la caída de presión para evitar la producción de sólidos y fluidos no deseados.
- Controlar la localización del pozo, ya sea, en el tope o fondo del estrato y obtener beneficios por el drenaje gravitacional.
- No perforar pozos interespaciados.

2.- Determinar los requerimiento de producción, que tipo de sistema de levantamiento artificial será requerido durante la vida del pozo y que servicios y trabajos de mantenimiento se llevarán a cabo.

3.- Investigar si existen problemas de conificación de agua y/o gas, requerimientos de trabajos de estimulación, control de arenas, si las condiciones del campo o la estrategia de producción requieren de sistemas específicos de perforación.

Dependiendo del número y tipo de complejidades que presente el yacimiento, se deben realizar estrategias en donde se defina el nivel de riesgo que puede ser asignado a cada elemento.

Una vez realizada la revisión bibliográfica que sustenta el desarrollo de este trabajo, se encuentra que la tecnología de los pozos horizontales ha venido desarrollándose vertiginosamente, sin embargo, los métodos desarrollados hasta los momentos para optimizar la longitud perforada de la sección horizontal son pocos precisos y subjetivo o se basan en limitaciones económicas sin tomar en cuenta las propiedades físicas del yacimiento, así como el daño a la formación que es un parámetro que afecta la productividad de un pozo horizontal directamente.

III. ANÁLISIS DEL PROBLEMA

Al inicio de la perforación horizontal se suponía que los pozos horizontales debían ser tan largo como fuesen posibles, ya que se pensaba que mientras más largos eran mayor era el área de contacto entre el pozo y el yacimiento y por lo tanto se tendría mayor productividad; con unos años mas de experiencia la longitud de la sección horizontal era establecida por un equipo multidisciplinario, conformado por ingenieros geólogos, ingenieros de yacimiento, ingenieros de perforación e ingenieros de producción entre otros, aun sin un criterio claramente definido.

El efecto de la longitud también fue estudiado en muchos campos, tal es el caso del campo Helder²¹, en donde el recobro para longitudes de 500 pies había aumentado un 18% en comparación con el obtenido de los pozos verticales, sin embargo, comenzó a decrecer a partir de los 1500 pies por lo que se suponía entonces que la longitud óptima de un pozo horizontal era el 60% del área de drenaje.

Recientemente, Novy²² publicó un método para establecer la longitud de la sección horizontal, el cual se basa en un método estadístico y empírico, el método establece que la longitud optima es aquella a la que la productividad del pozo, despreciando la fricción, es 10 % mayor que la productividad incluyendo la perdidas de presión por fricción, obviamente este es un método aun muy subjetivo.

Los ingenieros Cho y Sha³ desarrollaron un método mas efectivo, escogieron la longitud de la sección horizontal como aquella que proporcionara una productividad tal que el valor presente neto del

proyecto llegara a su valor máximo.

Este es el método usado actualmente en la industria para el establecimiento de la longitud óptima de la sección horizontal, pero vale destacar que dicho método está despreciando el potencia real del yacimiento de aportar una mayor productividad, es decir, no llegan a conseguir una longitud de la sección horizontal a la que el pozo de su máximo aporte de producción, dicho aporte depende de variables como caída de presión en la sección horizontal, viscosidad del petróleo, permeabilidad, daño, espesor del horizonte objetivo y Drawdown.

Es por ello, que surge la necesidad de desarrollar un modelo matemático que pueda determinar de una forma mas efectiva y precisa la longitud o sección horizontal de un pozo horizontal con la cual se obtiene la máxima productividad. Dicho modelo es desarrollado en Visual Basic con la finalidad de realizar los cálculos de una forma automatizada y de fácil manejo que simplifique y disminuya el tiempo de los cálculos.

IV. METODOLOGÍA.

El primer paso para proponer una solución al problema planteado fue realizar una investigación bibliográfica enfocada principalmente a comprender la tecnología actual de perforación, completación y producción de pozos horizontales y sus aplicaciones en los métodos de recuperación mejorada.

Luego de comprendida la tecnología de los pozos horizontales se orientó la investigación fundamentalmente en la productividad de pozos horizontales, en los factores que la afectan tanto a nivel de yacimiento como a nivel de pozo y de los modelos desarrollados para evaluar la producción. Entre los modelos que describen el flujo de fluidos del yacimiento hacia la sección horizontal del pozo, desarrollados en este trabajo se encuentran: Joshi¹⁵, Giger¹¹, Renard y Dupuy²⁶, Jing Lu¹⁴.

Con la revisión bibliográfica se obtuvo que los factores de mayor importancia para evaluar la productividad de un pozo horizontal son:

Anisotropía.

Excentricidad.

Daño.

Forma del área de drenaje

Tipo de fluido (compresible o incompresible).

Variación de las propiedades del fluido con la presión.

Tipo de flujo. (estable, semi-estable o transitorio).

La segunda etapa consistió en la selección del modelo se desarrollo primero una tabla con cada una de las ecuaciones utilizadas, en donde,

se incluyen las suposiciones realizadas por los autores para la aplicación de su modelo (Ver Tabla 4.1), también se realizó una matriz de evaluación la cual contiene los parámetros relacionados en todos los modelos mencionados (Ver Tabla 4.2). Una vez realizada la matriz, se selecciona una por una cada ecuación y se va asignando un punto por cada parámetro que ésta involucre, luego se suman estos puntos a ver cual de ellas es la que toma en cuenta mas parámetros.

Tabla No 4.1 Esquema de las Suposiciones de los Modelos Desarrollados

Ecuación / Autor	Suposiciones
<p>Joshi</p> $q_h = \frac{2\pi K h \Delta P}{\mu \beta_o \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{h}{L} \ln \left[\frac{h}{2r_w} \right] + S}$	<p>Flujo estable, Presencia de daño, Fluido monofásico e incompresible, Pozo localizado en el centro del yacimiento, Área drenada de forma elipsoidal</p>
<p>Renard & Dupuy</p> $q_h = \frac{2\pi K_h h \Delta P}{\mu_o \beta_o \left[\cosh^{-1}(x) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]}$	<p>Flujo estable, Presencia de daño, Fluido monofásico e incompresible, Longitud del pozo mayor que la distancia entre el pozo y los límites laterales, Área drenada de forma rectangular</p>
<p>Giger- Reiss- Jourdan</p> $\frac{J_h}{J_v} = \frac{\ln \left(\frac{r_{ev}}{r_{eh}} \right)}{\ln \left[\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_{eh}} \right)^2}}{\frac{L}{2r_{eh}}} \right] + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{e\pi r_w} \right)}$	<p>Medio homogéneo Área drenada de forma elipsoidal Flujo estable Fluido Incompresible</p>
<p>J. Lu</p> $Q_w = \frac{\alpha_l \pi \sqrt{K_h K_v} L \Delta P}{\mu_o \beta_o \left[\frac{\operatorname{sen} \left(\frac{\pi Z_{wd}}{H_D} \right)}{\operatorname{sen} \left(\frac{\pi r_{wD}}{2H_D} \right)} \right]}$	<p>Yacimiento horizontal, homogéneo, anisotrópico e infinito lateralmente. Presión inicial del yacimiento constante. El yacimiento esta limitado por el tope como por la base por presiones constantes. Fluido monofásico, compresibilidad pequeña y constante. Las propiedades de los fluidos son independientes de la presión.</p>

Tabla N° 4.2. Matriz de Evaluación

Factores								
Modelos	Excentricidad	Daño	Area Drenada Elipsoidal	Fluido Incompresible	Anisotropía	Tipo de Flujo Estable	Variacion de las Propiedades del Fluido con la Presión	Puntos
Giger Reiss & Jourdan	-	-	*	-	-	*	-	2
Joshi	*	*	*	-	*	*	-	5
Renard & Dupuy	-	*	-	-	*	*	-	3
Jing Lu	*	-	*	-	*	*	-	4

De la matriz de evaluación, el modelo que suma más punto es el modelo de Joshi y el más próximo a el, es el modelo de Jing Lu, sin embargo, la diferencia entre el modelo de Jing Lu y el de Joshi es que el primero no toma en cuenta el daño que se produce en la formación durante la perforación y completación, factor que es de suma importancia para la productividad de un pozo horizontal, y aun de mas importancia en yacimientos de baja permeabilidad, ya que puede incluso impedir la producción. Por esta razón se decidió seleccionar el modelo desarrollado por Joshi en lo que respecta al flujo de fluidos del yacimiento hacia la sección horizontal del pozo. Dicha ecuación se presenta a continuación:

$$Q'_h = \frac{2 \pi K h \Delta P}{\mu \beta_o} \frac{1}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \left[\frac{\beta h}{2 r_w} \right] + S} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Donde:

Q'_h : tasa de petróleo despreciando la sin fricción. (BFPD).

K: permeabilidad promedio (md).

h: espesor del yacimiento (pies).

ΔP : $P_{\text{estática}} - P_{\text{fondo fluyente}}$ (Psi.).

L: longitud de la sección horizontal (Pies).

μ : viscosidad del fluido (Cp).

r_w : radio del pozo (pies).

S: daño (adimensional)

β : índice de anisotropía (adimensional)

B_o : Factor volumétrico de formación del petróleo, (v/v)

a : Eje mayor de la elipse de drenaje.(Fig. 4.1)

El cálculo del eje mayor de la elipse drenada se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$a = \frac{L}{2} \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh} / L)^4} \right]^{0.5} \quad \text{Ec. 4.2}$$

Donde:

r_{eh} : radio de drenaje del pozo horizontal (pies)

A su vez, el radio de drenaje del pozo horizontal viene dado por:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43560 * A_{dh}}{\pi}} \quad \text{Ec. 4.3}$$

Donde

A_{dh} : es el área drenada por el pozo horizontal (Acres) y viene dada por:

$$A_{dh} = \frac{A_{d1} + A_{d2}}{2} \quad \text{Ec. 4.4}$$

Para determinar el área de drenaje se usan los métodos utilizados por Joshi, en el primer método se supone que el área de drenaje viene dada por un rectángulo y dos semi esferas (Figura IV.1a), en el segundo método el área viene dada por una elipse (Figura IV.1b), resultando un área promedio como se muestra a continuación:

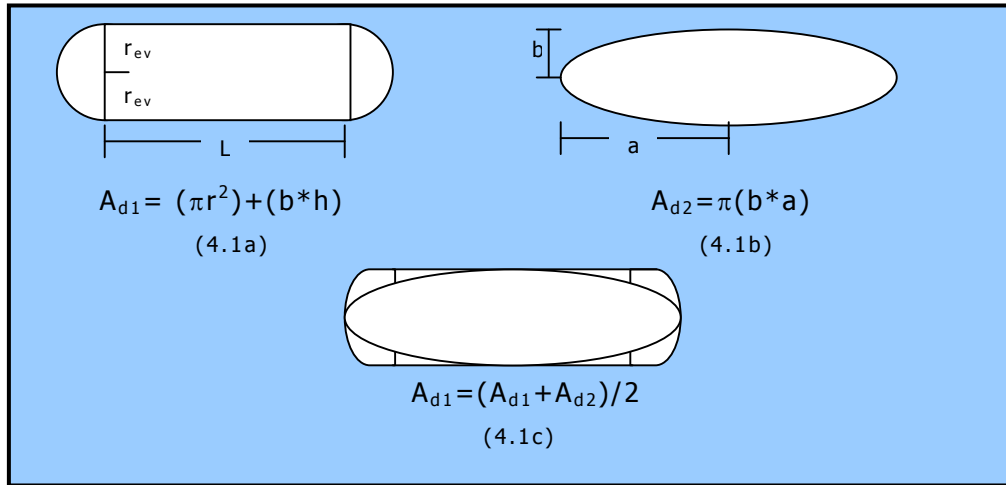


Figura IV.1. Área de Drenaje de un Pozo Horizontal

Entonces de la figura se tiene:

$$A_{d1} = (\pi * r_{ev}^2) + (L * 2r_{ev})$$

y

$$A_{d2} = \pi * \left(\frac{L}{2} + r_{ev} \right) * r_{ev}$$

Sustituyendo en la Ecuación (4) se tiene:

$$A_{dh} = \frac{A_{d1} + A_{d2}}{2} = \frac{(2Lr_{ev} + \pi r_{ev}^2) + \pi r_{ev} \left(\frac{L}{2} + r_{ev} \right)}{2}$$

$$A_{dh} = \frac{2Lr_{ev} + \pi r_{ev}^2 + \frac{\pi}{2} Lr_{ev} + \pi r_{ev}^2}{2} = \frac{2Lr_{ev} + 2\pi r_{ev}^2 + \frac{\pi}{2} Lr_{ev}}{2}$$

Ec. 4.5

Luego se calcula el índice de anisotropía por:

$$\beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$$

Ec. 4.6

Sustituyendo los valores obtenidos en la ecuación (4.2) a la (4.6) en la ecuación (4.1) se obtiene la tasa de petróleo Q_h' , despreciando la fricción.

Una vez seleccionado el modelo que describe el flujo de fluidos del yacimiento hacia la sección horizontal del pozo se seleccionó el modelo que estudia el flujo de fluidos en la sección horizontal. Para esta fase se utilizó el modelo utilizado por Cho y Shah³ que aplica el concepto de factor de resistencia al flujo debido a la fricción de las paredes internas de la tubería o del hoyo de la sección horizontal (R) para corregir la tasa por fricción.

Para corregir la tasa de flujo por fricción se calcula primero el índice de productividad específico y el parámetro de corrección por fricción, los cuales vienen dado por las siguientes ecuaciones respectivamente:

$$J = \frac{Q' * \beta_o}{\Delta P * L} \quad \text{Ec. 4.7}$$

$$R = 2.921 * 15^{-15} * L^{1.86} * \left(\frac{\mu * D}{\rho} \right)^\alpha * \left(\frac{\rho}{\pi^{1.75} * D^5} \right) \quad \text{Ec. 4.8}$$

Donde:

L: longitud de la sección horizontal (pies).

μ : viscosidad del fluido (cp).

D: diámetro interno de la tubería (pulg).

ρ : densidad del petróleo (lb/pies³).

Entonces la tasa de flujo corregida por fricción viene dada por:

$$Q = \frac{2 * J * \Delta P * L}{\text{Cosh}(L * \sqrt{J * R})} \quad \text{Ec. 4.9}$$

Donde:

ΔP : Drawdown (Psi)

J: índice de productividad específico (BFP/D/pies), se asume constante.

L: Longitud (pies)

En esta última ecuación se tiene que la producción esta en función de la longitud.

Luego de obtenido este valor, el criterio para hallar la productividad máxima es cuando la razón de cambio de la producción con respecto a la longitud de la sección horizontal es nula, es decir, cuando la derivada de Q con respecto a L sea nula, matemáticamente se puede expresar como:

$$\frac{\partial Q}{\partial L} = \frac{\Delta Q}{\Delta L} = 0 \quad \text{Ec. 4.10}$$

Con este criterio se incrementa la longitud en 200 pies, empezando con una longitud inicial de 200 pies y se calcula la nueva tasa generando valores de (Q Vs. Longitud) y de (dQ/dL Vs. L) donde:

$$\frac{\Delta Q}{\Delta L} = \frac{Q_{i+1} - Q_i}{L_{i+1} - L_i} \quad \text{Para } i = 1, 2, 3, 4, \dots \quad \text{Ec. 4.11}$$

Donde:

$$L_i = L_o + 200$$

$$L_0 = 200$$

$$Q_i = Q(L_i)$$

$$Q_{i+1} = Q(L_{i+1})$$

Esta formula se aplica hasta que $\frac{Q_{k+1} - Q_k}{L_{k+1} - L_K} < 0$ y $\frac{Q_{k-1} - Q_k}{L_{k-1} - L_k} > 0$, por el concepto de máximo utilizado en análisis matemático. Entonces L_K es la longitud a la que la producción es máxima.

Una vez finalizado el modelo matemático, el siguiente paso fue el desarrollo del programa, el cual se realizó utilizando Visual Basic y Excel. Los datos son introducidos a través de una interfase creada en Visual Basic, estos datos son enviados a la hoja de cálculo de excel donde se realizan los cálculos, para luego, los resultados obtenidos son mostrados nuevamente en Visual Basic.

Después de obtener los resultados del programa, se realizó un análisis de sensibilidad de las reservas con respecto a la longitud de la sección horizontal.

Para notar el efecto de la longitud de la sección horizontal en las reservas de un pozo se realizó un grafico de declinación de producción asumiendo declinación exponencial como comportamiento

$$Q = Q_{oi} * e^{-tb} \quad \text{Ec. 4.12}$$

Donde:

Q = tasa de producción, (BFPD).

Q_{oi} = tasa inicial de producción (BFPD)

b = tasa de declinación asumida (Días^{-1})

t = tiempo. (Años)

Para realizar el grafico de declinación se asumió una tasa de declinación de $1/365 \text{ días}^{-1}$, tomando con Q_{oi} la tasa máxima obtenida del programa y la tasa de campo para la comparación de las curvas de declinación de cada uno de los pozos analizados. El incremento de tiempo utilizado fue de 30 días.

Una vez que se generaron las gráficas para cada pozo, se determinó por medio de estas, la producción acumulada (N_p) tanto para los datos de campo como para los resultados obtenidos del programa, es decir, tomando con tasa inicial la tasa de campo y la tasa máxima para cada curva respectivamente. En estas gráfica (Ver figura 4.2), el área bajo la curva azul representa la producción acumulada que se obtendría utilizando los resultados del programa ($N_{p_{max}}$) y el área bajo la curva roja representa la producción acumulada que se obtendría con las condiciones actuales (N_p).

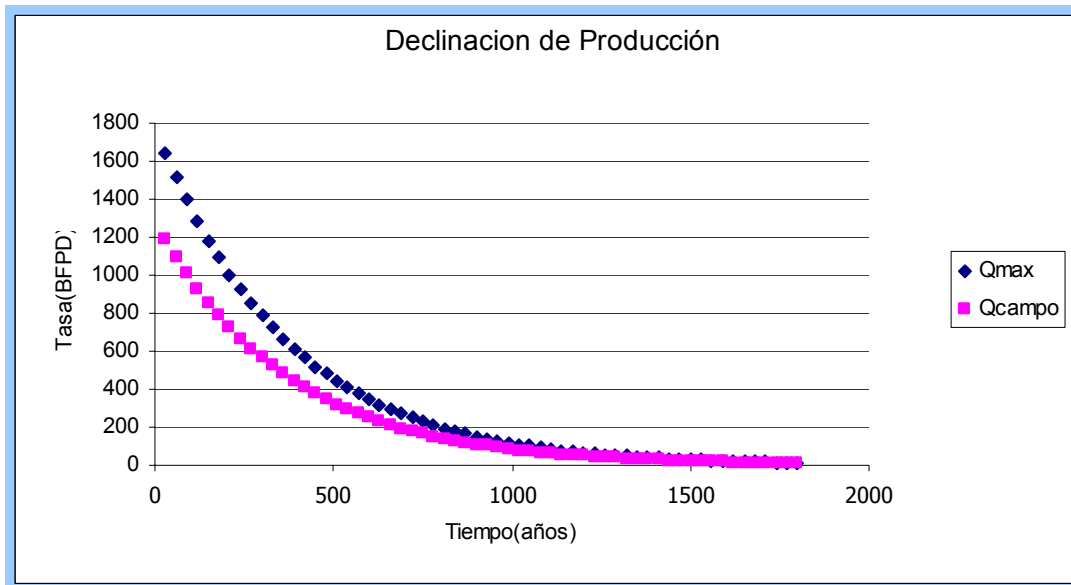


Figura IV.2. Declinación de la Producción en Pozos Horizontales

La producción acumulada se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$Np = \int_0^t Q_{oi} * e^{-bt} dt \quad \text{Ec. 4.13}$$

Dado que $Q_{oi} = Q_{max}$, entonces:

$$Np_{max} = \int_0^t Q_{max} * e^{-bt} dt \quad \text{Ec 4.14}$$

Para las condiciones actuales $Q_{oi} = Q_{campo}$, entonces:

$$Np_{campo} = \int_0^t Q_{campo} * e^{-bt} dt \quad \text{Ec. 4.15}$$

Como $Q_{max} > Q_{campo}$ entonces $Np_{max} > Np_{campo}$.

V. ANALISIS DE RESULTADOS

Tras realizar la corrida del programa con los datos reales (Tabla 5.1) se tienen los siguientes resultados:

Pozo 1: Para este pozo se encuentra que el error de cotejo fue de 18%, esto ocurre porque el área de drenaje utilizada en la corrida es la propuesta por Joshi y el área de drenaje utilizada en campo es mayor por lo que la producción que resulta del programa es superior, la longitud máxima para este pozo es 1900 pies mayor a la que posee actualmente, es decir 5900 pies, con un porcentaje de aumento de tasa de 38% y una tasa máxima de 1785 BFPD. Esto se muestra en la figura 5.1 donde el valor máximo de la tasa se encuentra a 5900 pies y en la figura 5.2 se corrobora ya que al evaluar la dQ/dL versus la longitud para $L= 5900$ ésta vale cero.

El porcentaje de aumento que presentó éste pozo se debe a que en el ejemplo aplicaron el método de optimización de la longitud por medio del VPN(valor presente neto), es decir, la longitud optima para ellos es aquella donde $d(VPN)/dL=0$, siendo una limitación para alcanzar la Longitud máxima el costo de la operación de perforación y completación.

Pozo 2: El error de cotejo para este pozo fue de un 11%, se puede decir que esto se debe a que el diámetro del pozo no se conocía por lo que se asumió como 0.374 pies y además tampoco se conocía el factor de daño, elemento que afecta la productividad en forma muy significativa. Para este pozo se obtuvo una longitud máxima de 4700 pies y la tasa correspondiente fue de 1202 BFPD, ver figura 5.3 y 5.4

Pozo 3: El error de cotejo fue de 2%, valor bastante aceptable dado que en el ejemplo si suministran la mayoría de los datos. Se nota que el aumento de productividad se acerca al 130% lo que indica que se dejan de producir reservas significativas por este pozo. El valor de la tasa máxima es de 2372 BFPD correspondiente a una longitud de 4300 pies. Ver figura 5.5 y 5.6.

Pozo 4: Para este pozo se obtuvo un error de cotejo de un 4% y un porcentaje de aumento de tasa de un 259% si se alcanza la longitud máxima de 8100 pies se obtiene una tasa máxima de 5452 BFPD (Ver figura 5.7 y 5.8), este valor es aceptable ya que la permeabilidad horizontal efectiva se calculo a través de la ecuación de Darcy para el flujo hacia un pozo vertical ya que daban el IP vertical y suponiendo que $\ln(r_e/r_w)=7.1$. La permeabilidad vertical se asumió aproximadamente el doble de la horizontal, ya que este pozo esta ubicado en un yacimiento carbonático.

Pozo 5: Para este se hicieron las mismas suposiciones y los mismos cálculos que se hicieron con el pozo 4 para calcular la permeabilidad horizontal, la permeabilidad vertical y el radio de drenaje por lo que se obtuvo un error de cotejo de un 2 % y un porcentaje de aumento de tasa de 276 % con respecto a la del campo, correspondiente a 4114 BFPD para una longitud de 1640 pies lo que indica que ambos pozos (4 y 5), están produciendo por debajo de su capacidad máxima. Ver figura 5.9 y 5.10.

Pozo 6: El error de cotejo para este pozo es bajo, sin embargo, el porcentaje de aumento de la producción no es muy elevado, por lo que se presume que se aplicó el método del VPN o el método de Novy para el cálculo de su longitud optima por eso se deja de producir un 35% de

su capacidad máxima de afluencia, la cual es 1240 BFPD para una longitud máxima de 2100 pies. Ver figura 5.11 y 5.12.

Pozo 7: El porcentaje de aumento de tasa para este pozo es mayor que el obtenido en el pozo 6, estando ambos en el mismo yacimiento, ubicándose en 116%, esto indica que si se llega a la longitud máxima de 3300 pies se obtendría una tasa de 2203 BFPD (Ver figura 5.13 y 5.14) y por lo tanto mayores ganancias, estos valores muestran que no aplican ningún método para determinar la longitud óptima de la sección horizontal tal como el VPN o el método desarrollado por Novy.

Los resultados de la aplicación del programa se presentan en la tabla 5.2.

Tabla 5.1. Hoja de Datos Programa Optitasa V- 1.1

Pozo	K_h (md)	K_v (md)	h (Pies)	B_o (v/v)	α	A_{dv} (Acres)	μ_o (cp)	ΔP (Psi)	D_{int} (pies)	ρ_o (Lb/PC)	S
1	20	2	50	1.2	0.25	32	1	150	0.374	53.06	0
2	718	323	35	1.073	0.25	48.49	62	288	0.374	61.96	0
3	84	1.9	60	1.25	0.25	45	0.94	171	0.374	52	3.13
4	7.79	20.45	656	13.012	0.25	34	1.42	150	0.583	(0.77)48.088	0
5	6.46	11.25	2017	1.29	0,25	34	1.72	150	0.583	(57.408)0.92	0
6	2800	700	15	1,17	0,25	14	200	710	3,06	0,96	0
7	2500	625	17	1,12	0,25	14	234	1000	4,38	0,95	0

Donde:

Pozo: Numero del Pozo

K_h : Permeabilidad Horizontal, (mD)

K_v : Permeabilidad Vertical, (mD)

h: Espesor del Yacimiento, (Pies)

B_o : Factor Volumérico de Formación, (v/v)

α : Coeficiente empírico para la Resistencia del Flujo, adimensional

A_{dv} : Area Promedio de Drenaje de los Pozos Verticales,

μ_o : Viscosidad del Petróleo, (cp)

ΔP : Presión Estática- Presión de Fondo Fluyente, (Psi)

D_{int} : Diametro Interno de la tubería, (Pies)

ρ_o : Densidad del Petróleo, (Lb/PC)

S: Daño, adimensional

TABLA 5.2. RESULTADOS DEL PROGRAMA OPTITASA V. 1.1

Pozo	Q(BFPD)			ΔQ (BFPD)	Error (%)	ΔQ_{max} (BFPD)	% de aumento	Longitud (Pies)			ΔL_{max}
	Cotejo	Campo	Máxima					Cotejo	Campo	Max.	
1	1521	1287.4	1785	233	18	497	38.61	4000	4000	5900	1900
2	584	525	1202	59	11	677	129	1300	1300	4700	3400
3	1044	1023	2359	21	2.03	1336	130	670	670	4300	3630
4	1584	1512	5452	72	4.7	3868	255	1640	1640	8100	6460
5	1116	1092.6	4114	23	2.14	3022	276	1640	1640	8300	6660
6	980,37	919	1240	61	6,68	321	34,93	1200	1200	2100	900
7	1085	1020	2184	65	6,37	1164	114,12	1030	1030	3300	2270

Donde

Q: Tasa de Petróleo, (BFPD)

Cotejo: Tasa de Petróleo y Longitud obtenida del programa.

Campo: Tasa de Petróleo y Longitud obtenida de datos de producción.

Maxima: Tasa Maxima de Petróleo y Longitud máxima de la sección horizontal obtenida del programa

ΔQ : Diferencia de Tasa de Cotejo y Tasa Máxima, (BFPD)

Error: $\Delta Q / \text{tasa de Campo}$, (%)

ΔQ_{max} : Tasa Maxima - Tasa de Campo, (BFPD)

% de Aumento: $(\Delta q_{max} - Q_{campo}) * 100$, (%)

ΔL_{max} : $L_{max} - L_{campo}$, (Pies)

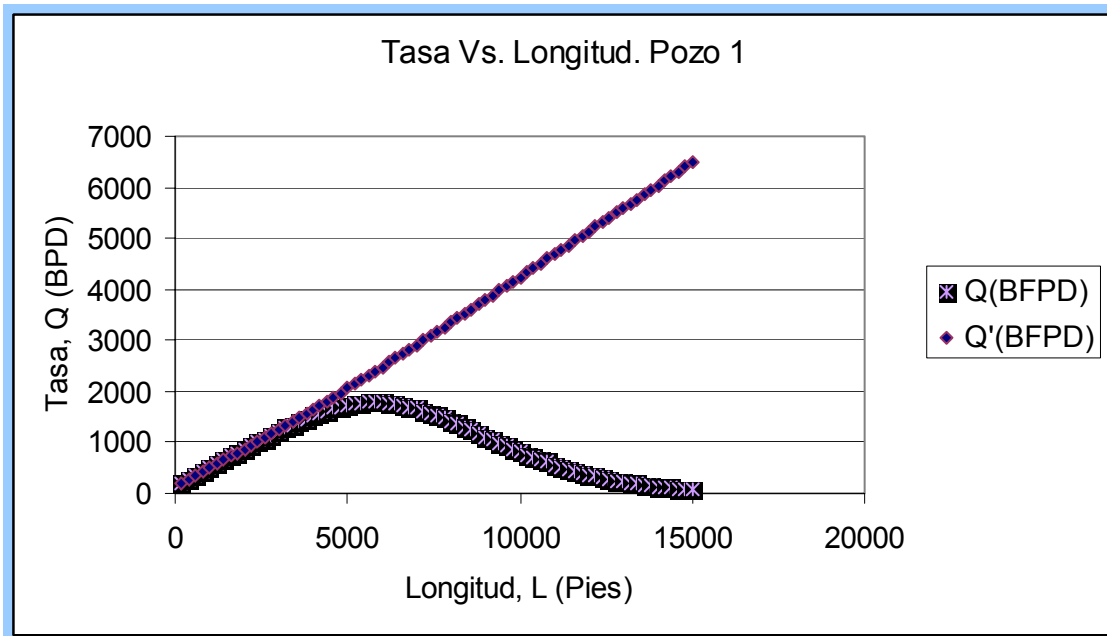


Figura 5.1 . Tasa Vs. Longitud Pozo 1

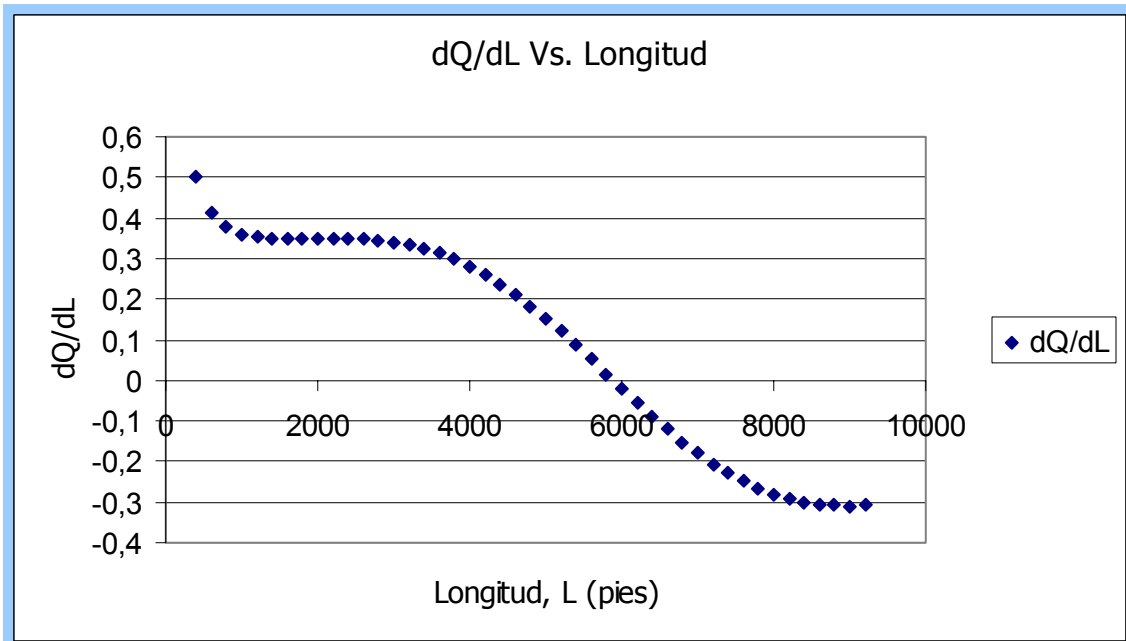


Figura 5.2. dQ/dL Vs. Longitud Pozo 1

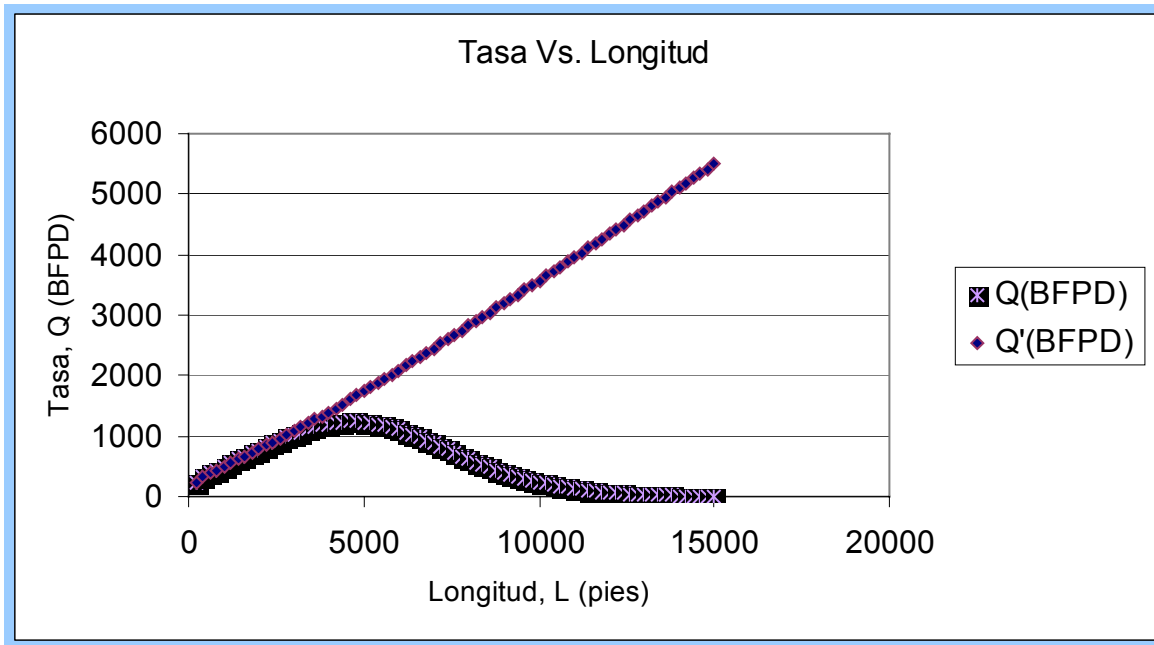


Figura 5.3. Tasa Vs. Longitud Pozo 2

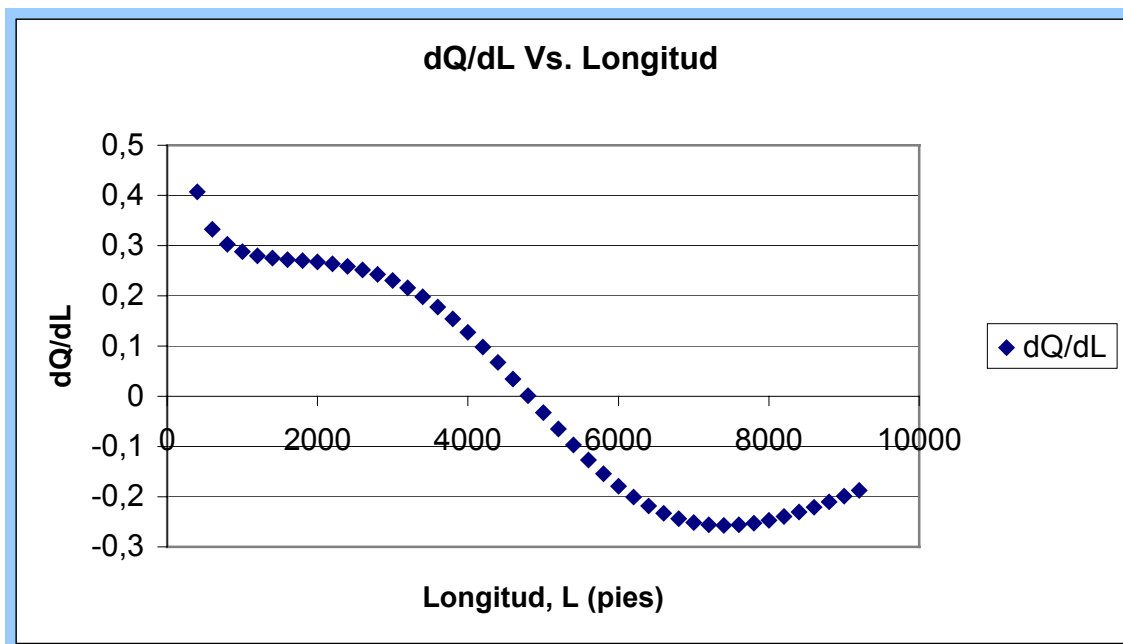


Figura 5.4 . dQ/dL Vs. Longitud Pozo 2

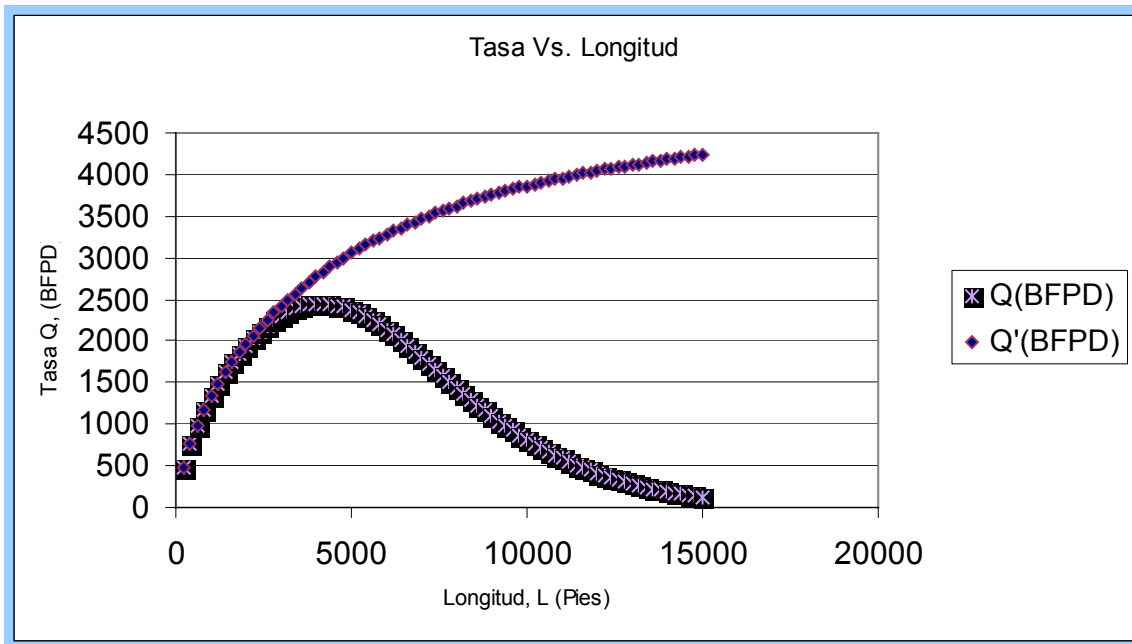


Figura 5.5 . Tasa Vs. Longitud Pozo 3

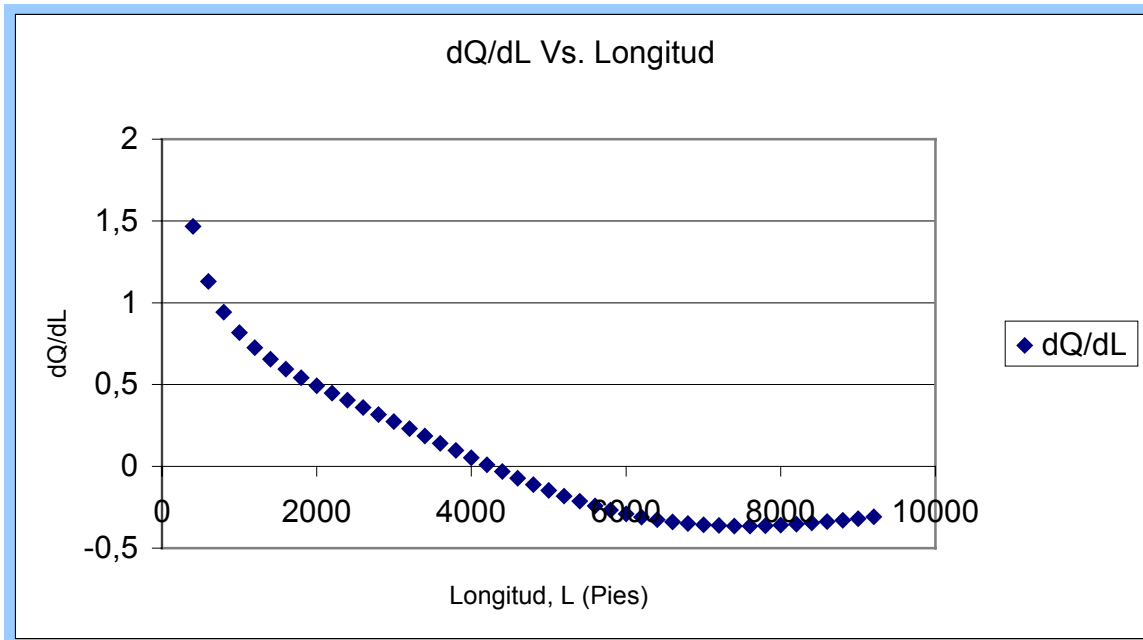


Figura 5.6. dQ/dL Vs. Longitud Pozo 3

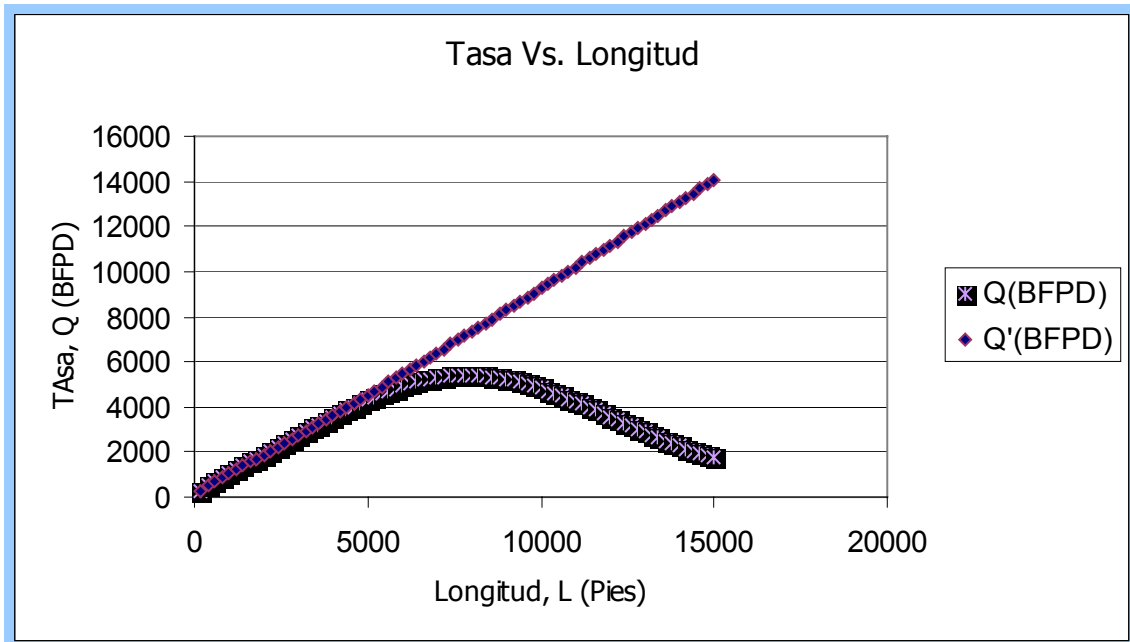


Figura 5.7 . Tasa Vs. Longitud Pozo 4

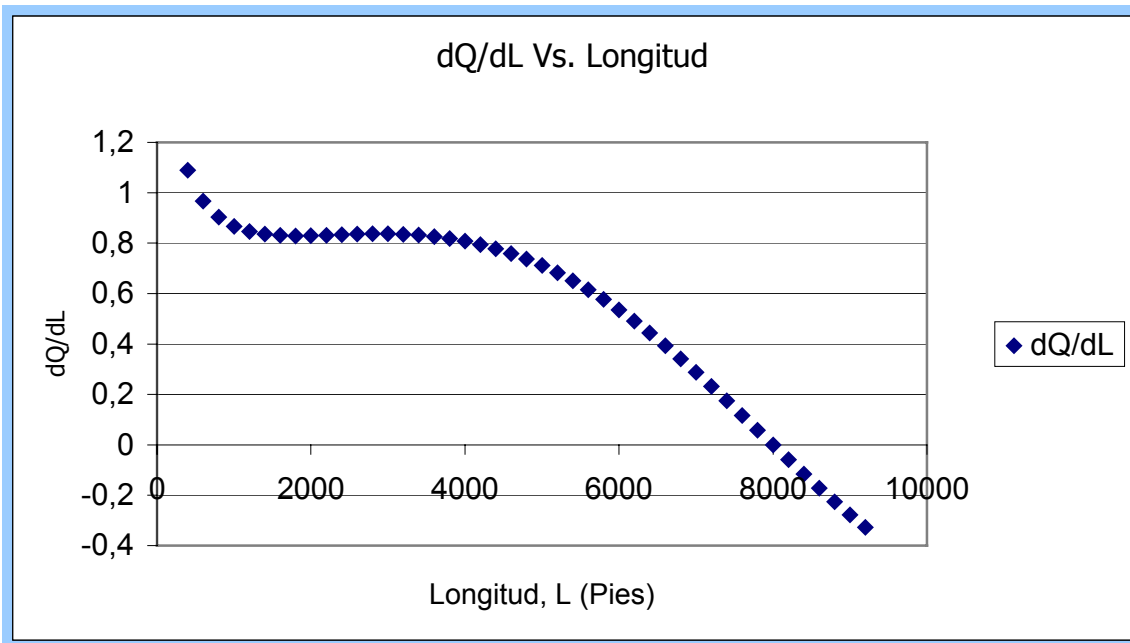


Figura 5.8. dQ/dL Vs. Longitud Pozo 4

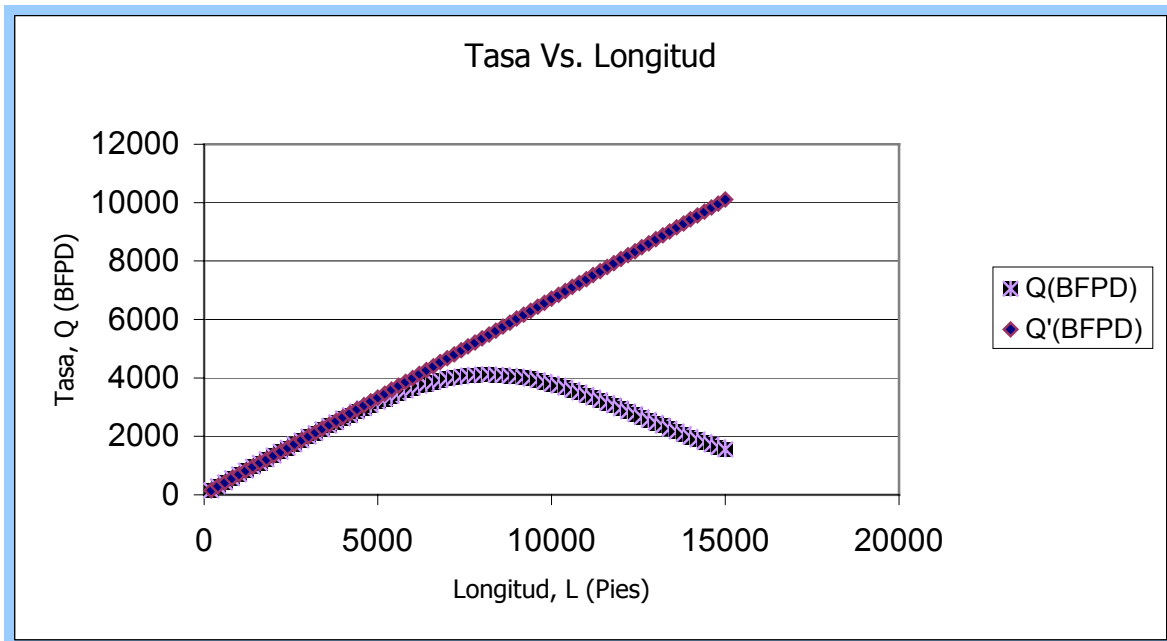


Figura 5.9. Tasa Vs. Longitud Pozo 5

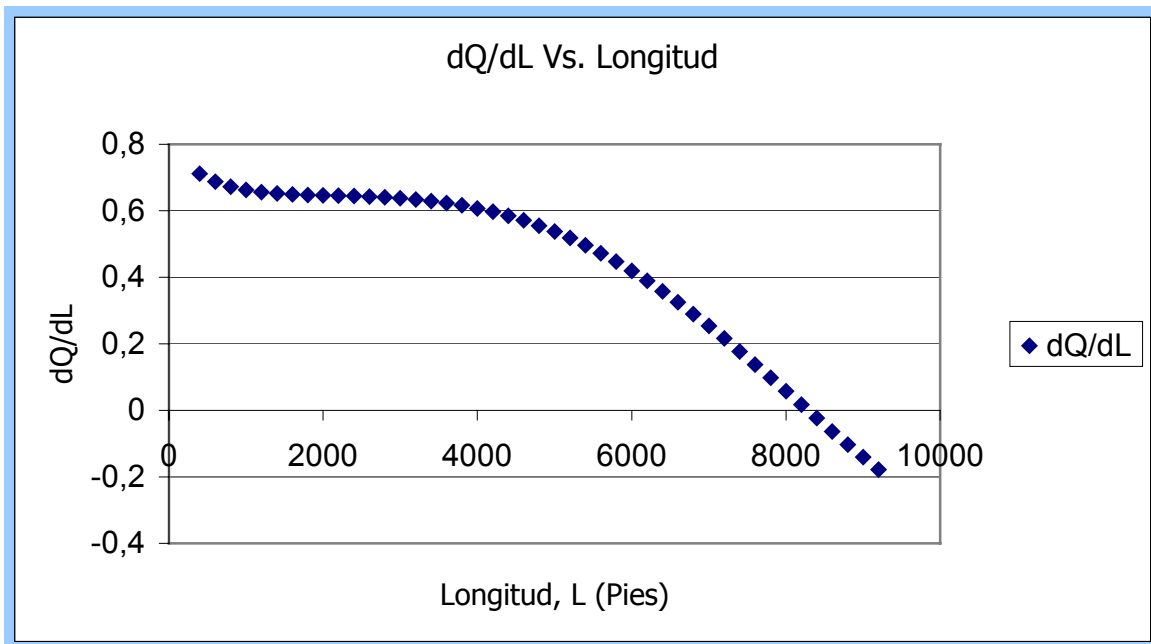


Figura 5.10. dQ/dL Vs. Longitud Pozo 5

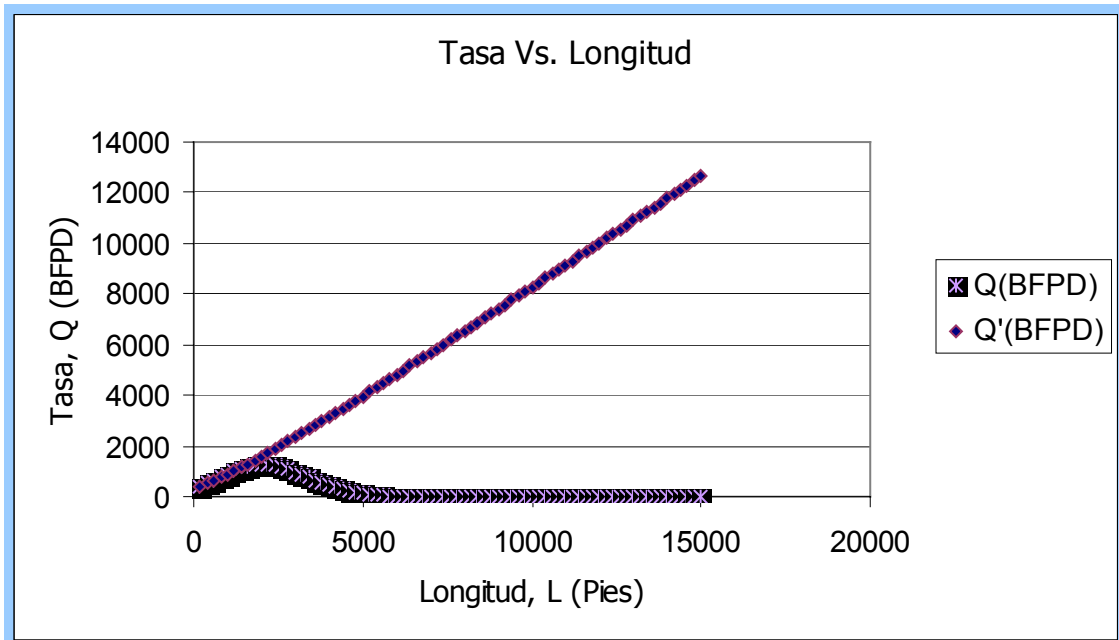


Figura 5.11. Tasa Vs. Longitud Pozo 6

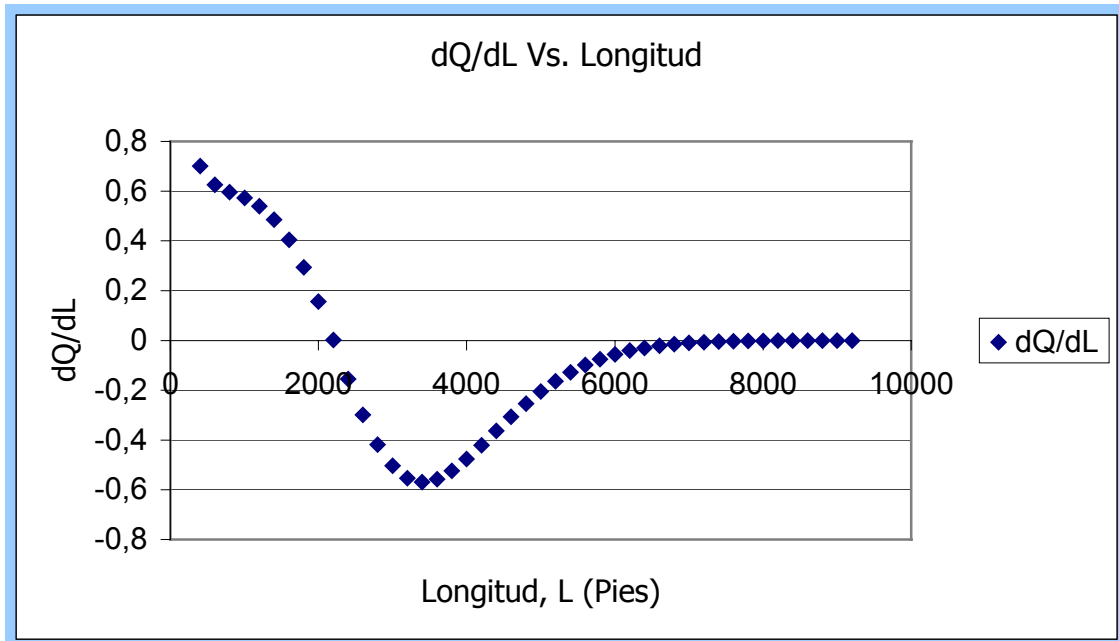


Figura 5.12. dQ/dL Vs. Longitud Pozo 6

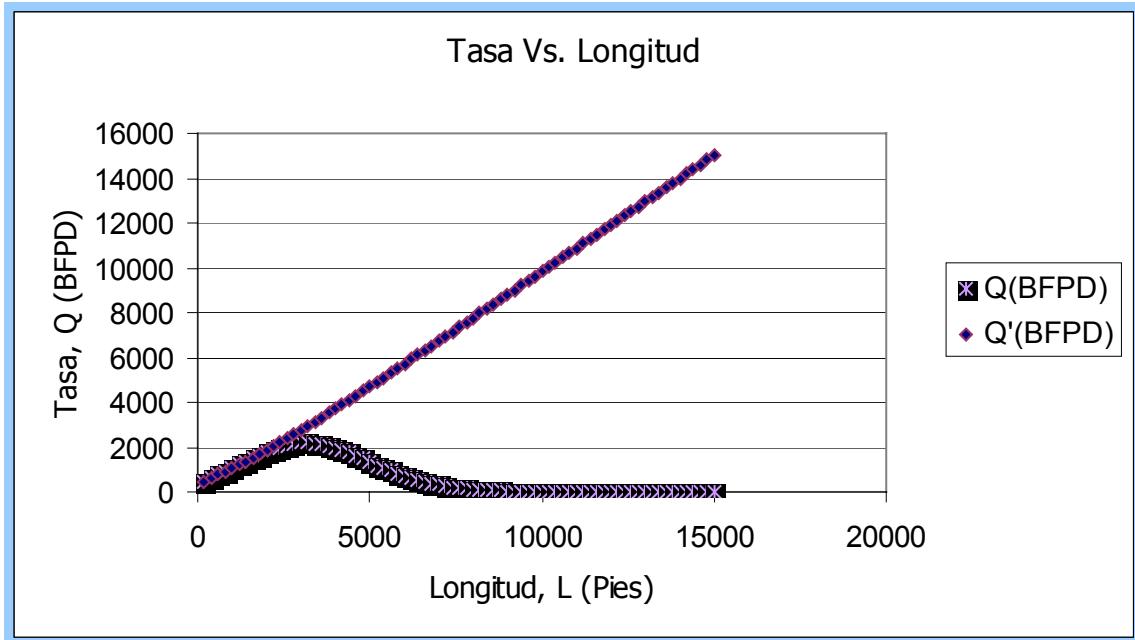


Figura 5.13. Tasa Vs. Longitud Pozo 7

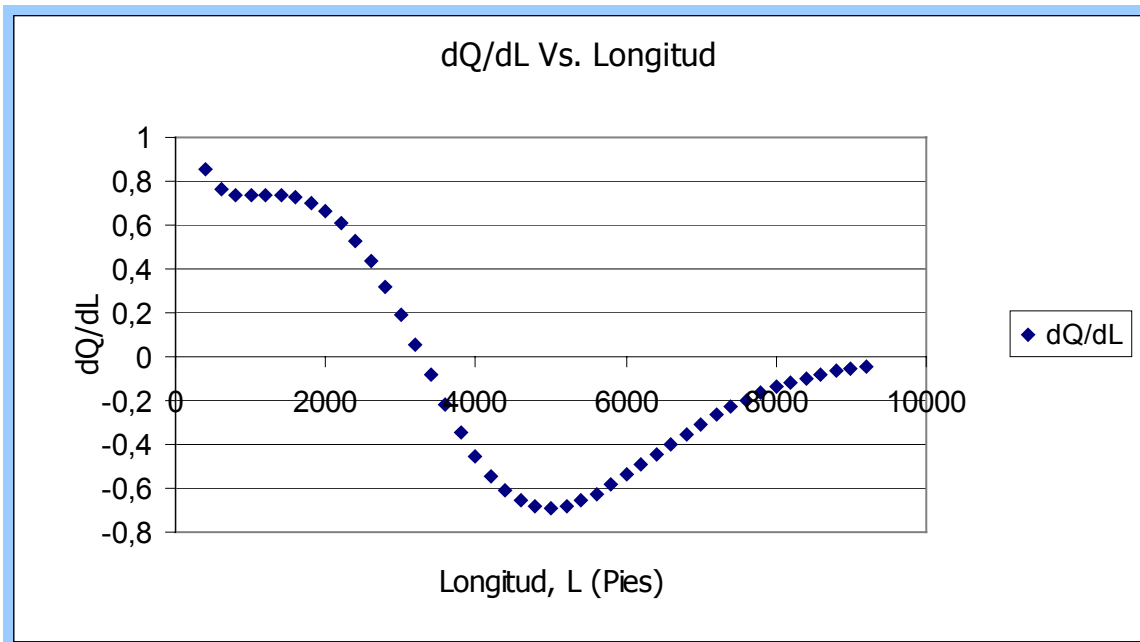


Figura 5.14 . dQ/dL Vs. Longitud Pozo 7

Análisis de Sensibilidad de las Reservas con Respecto a la Longitud de la Sección Horizontal

De acuerdo al análisis de sensibilidad realizado a cada pozo, se observó que a la longitud actual se están dejando de producir cantidades significativas de fluido que aumentarían el factor de recobro hasta un valor máximo, si se utilizan el criterio de maximización de la longitud de la sección horizontal perforada por fricción y daño. A continuación se presenta una tabla donde se muestra el incremento de las reservas si se perfora hasta la longitud máxima.

Tabla 5.3. Incremento de la Producción Acumulada

Pozo	$N_{p_{max}} - N_{p_{campo}}$ (MBF)
1	166
2	226
3	450
4	1310
5	1000
6	108.2
7	395
Total	3655.2

En concordancia con los resultados obtenidos para los pozos 1, 2 y 6 se observa el menor incremento en las reservas (Ver figuras 5.15, 5.16 y 5.20) debido a que para estos se aplicó el método de optimización de la longitud utilizando el VPN o método de Novy, los cuales son

conservadores conceptuales y utilizan como criterio de decisión la parte económica.

Para los pozos 3 y 7 se observa un incremento moderado si se perfora hasta la longitud máxima, (Ver figura 5.17 y 5.21). Esto se debe a que al pozo 3 se le asignó un daño igual a 1 y el fluido producido por el pozo 7 presenta la mayor viscosidad produciendo un impacto negativo en el recobro.

Para los pozos 4 y 5 se observa que están dejando de producir cantidades significativas de reservas (Ver figuras 5.18 y 5.19) por lo que se presume que no utilizaron ningún análisis para determinar la longitud óptima, desaprovechando además la buena permeabilidad vertical y el espesor del yacimiento que favorece el drenaje producido por la gravedad.

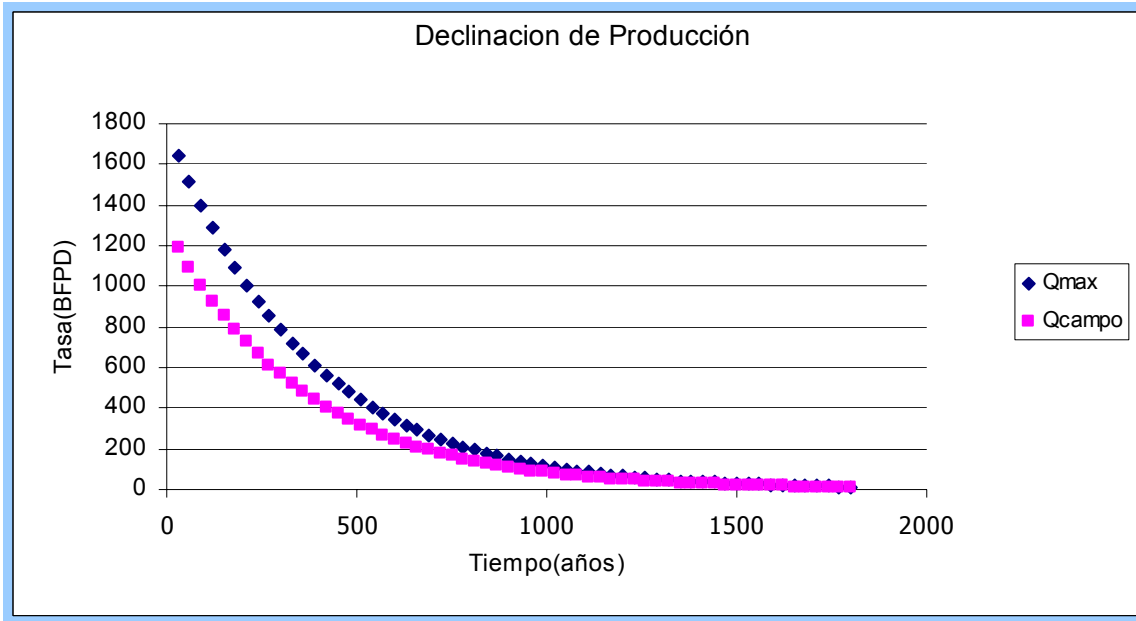


Figura 5.15. Declinación de Producción Pozo 1

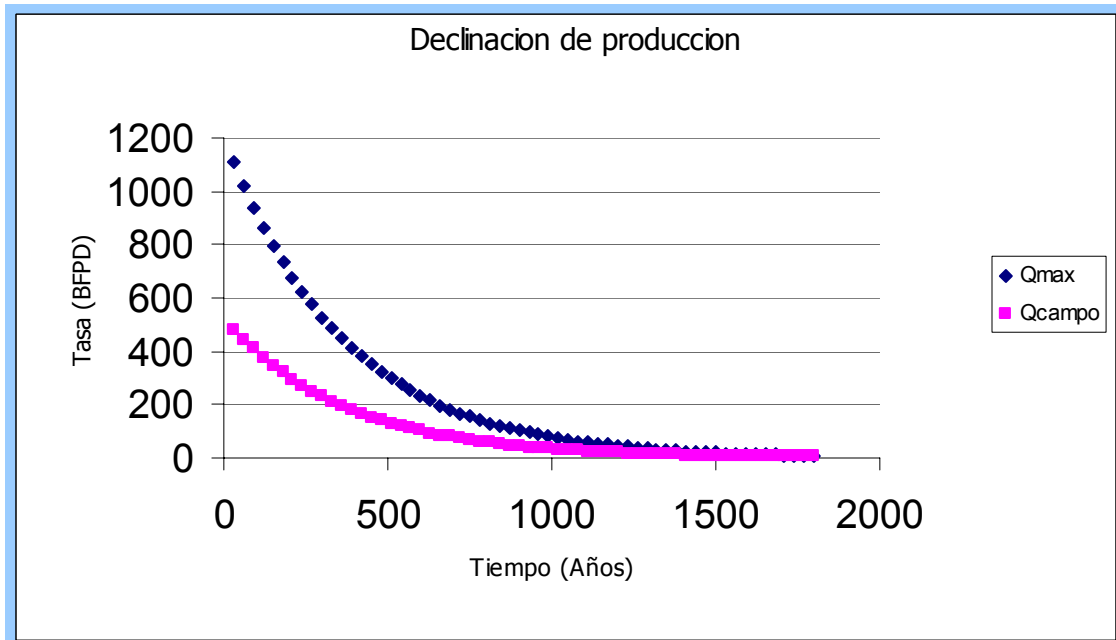


Figura 5.16. Declinación de Producción Pozo 2

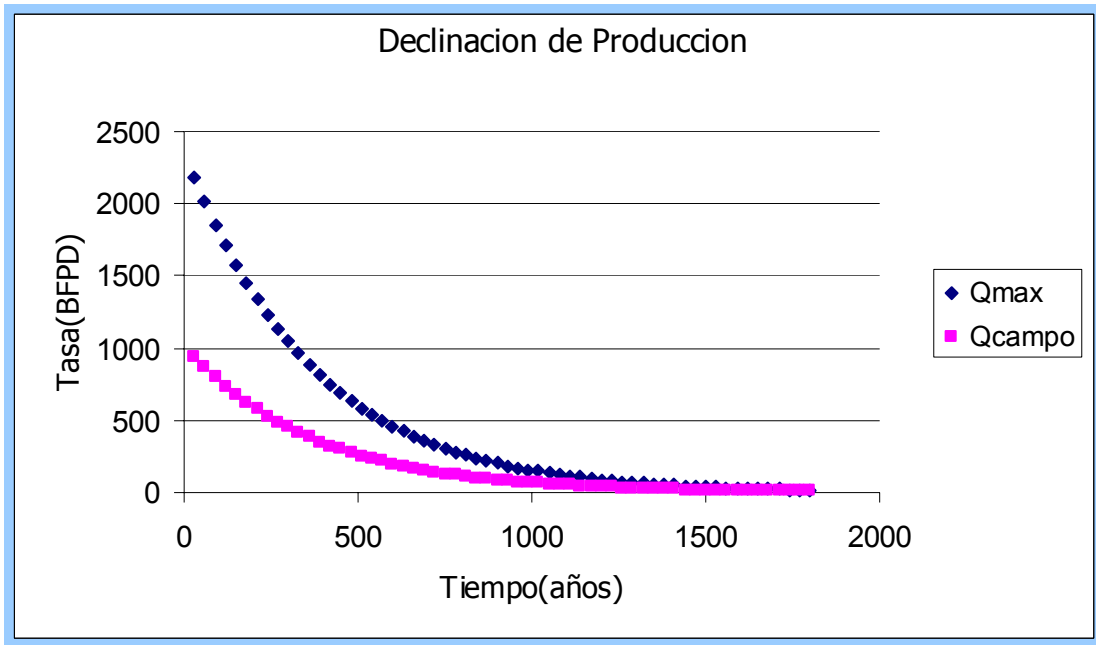


Figura 5.17. Declinación de Producción Pozo 3

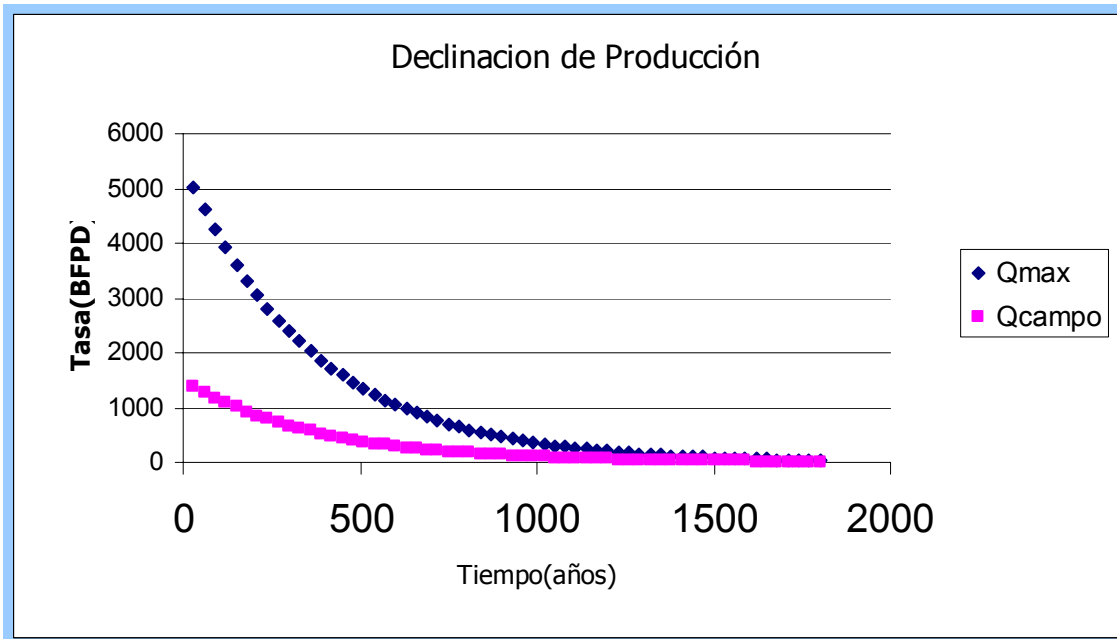


Figura 5.18. Declinación de Producción Pozo 4

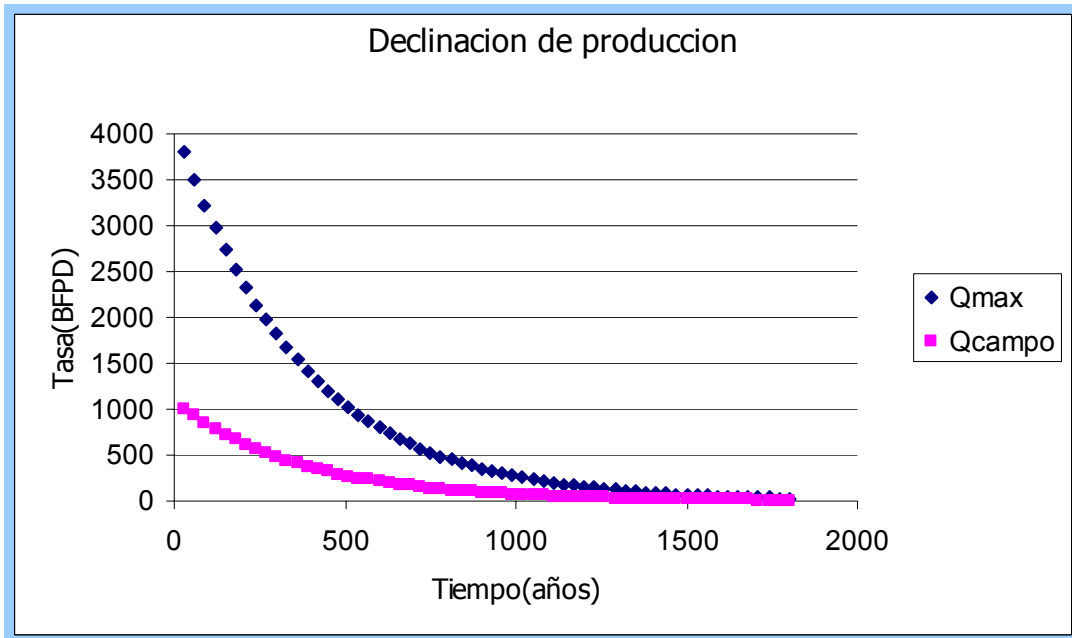


Figura 5.19. Declinación de Producción Pozo 5

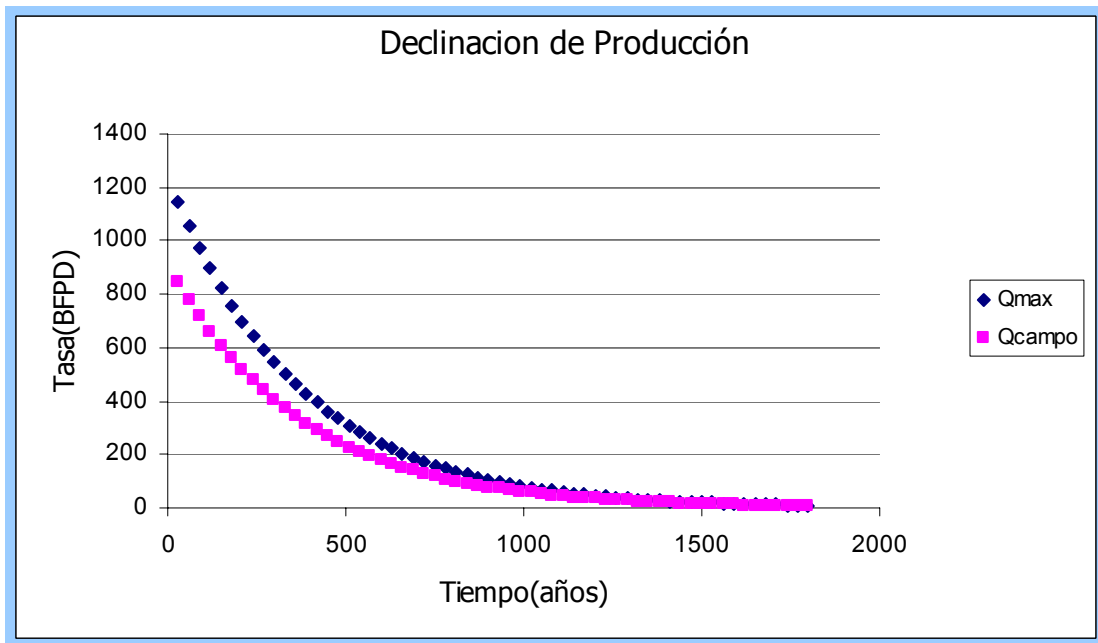


Figura 5.20 . Declinación de Producción Pozo 6

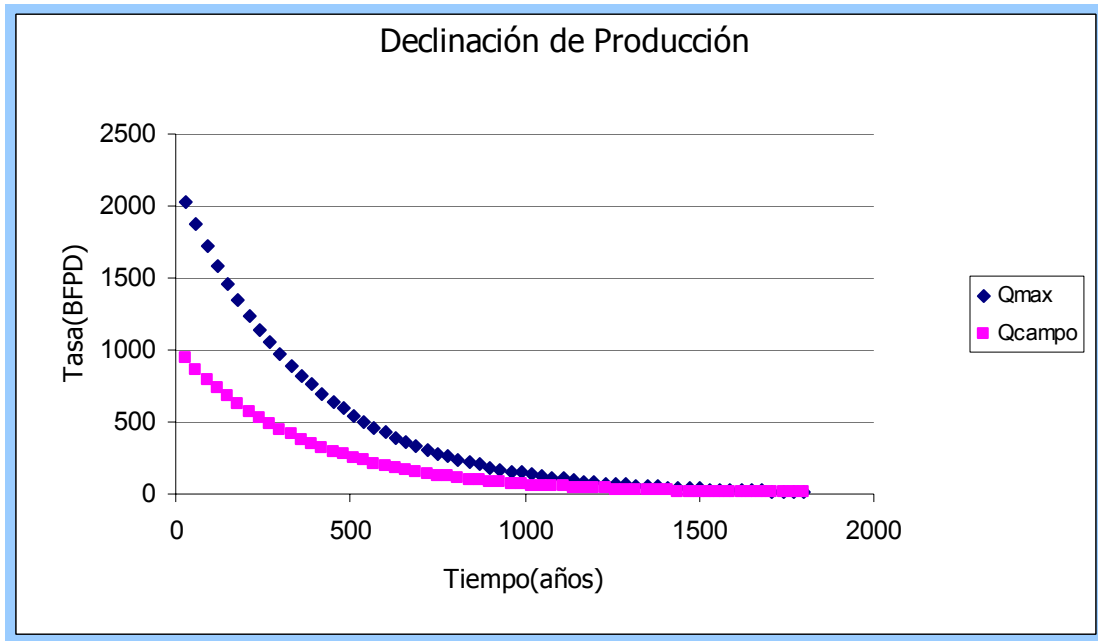


Figura 5.21. Declinación de Producción Pozo 7

VI. CONCLUSIONES

1. Utilizando el concepto desarrollado en este trabajo se puede diseñar la perforación de un pozo horizontal tomando L_{max} como medida para alcanzar la máxima producción de un pozo siempre que las operaciones de perforación lo permitan.
2. La máxima productividad de un pozo horizontal se alcanza cuando variando su longitud se genera una caída de presión tal que la tasa no sufre ningún tipo de incremento.
3. La longitud máxima se alcanza mas fácilmente en yacimientos de alta permeabilidad vertical porque reducen el efecto del daño en la productividad.

VII. RECOMENDACIONES

1. Utilizar el programa OPTITASA V 1.1 antes de realizar operaciones de perforación para obtener una estimación de la longitud máxima de la sección horizontal posible con la que se obtiene la mayor producción.
2. Realizar el proyecto de perforación de un pozo horizontal por un grupo multidisciplinario (ingenieros geólogos, de yacimientos y perforación), en donde se anticipen a problemas que puedan presentarse durante la perforación y así lograr la L_{max} o por lo menos que alcance mas de un 80% de ésta.
3. Perforar el pozo en la dirección de la mínima permeabilidad maximiza la productividad.

REFERENCIAS

1. BOARDMAN, D.W. **Designing the Optimal Multi-Lateral Well Type for a Heavy Oil Reservoir in Lake Maracaibo, Venezuela.** SPE 37554. Febrero 1997.
2. BRICE B.W. **Production Impacts on ΔP Friction in Horizontal Production Wells.** SPE Paper 23686.
3. CHO, H y SHAH, S.N. **Optimization of Well Length for Horizontal Drilling.** Journal Canadian of Petroleum Technology. Abril 2002.
4. DAMGAARD, A.P. **An Unique Method for Performance, Fracturing, and Completing Horizontal Well.** SPE Production Engineering, Febrero 1992.
5. DICKINSON W., Dickinson R.W. **Horizontal Radial Drilling System.** Paper SPE 13949.
6. DIKKEN B.J.: **Pressure Drop in Horizontal Wells and its Effects on Production Performance.** Paper SPE 19824.
7. ECONOMIDES M. Y Larry W. **Petroleum Well Constructions.** Edit Wiley. 1998.pp 55-90.
8. ESSENFELD M. **Pozos Horizontales y Secciones Horizontales en Re-entry.** Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Trabajo de Ascenso. Julio 1997.
9. FERNANDEZ, Laura. **El Primer Pozo Horizontal Perforado en el Lago de Maracaibo.** Revista Nosotros. Marzo 1990, p. 32.

10. GIANNESINI J.F., Horwell S.A., Bosio J. **Horizontal Wells Cut Offshore Production Costs**. SPE Paper 88127.
11. GIGER F.M. **The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling**. Paper SPE 13024.
12. GREENER, J.M. **Horizontal Drilling of Eolian Nugget Dandstone in the Overthrust Belt**. SPE 17527. Mayo 1988.
13. **Horizontal Well Technology Training Manual**, Septiembre 1992.
14. JIM L. **New Productivity Formule of Horizontal Wells**. Journal Canadian of Petroleum Technology. Octubre 2002.
15. JOSHI, S.D., **Horizontal Well Technology**; Penn Well Publication, Tulsa OK,1991.
16. JOSHI S.D. **Horizontal Well Applications**. Journal of Canadian Petroleum Tecnology. Octubre 2001. Volumen 40. No. 10
17. KUCHEL M., Clark J., Marques D. **Horizontal Well Cleaning and Evaluation Using Concentric Coiled Tubing**. Journal of Petroleum Technology. Vol. 54. Mayo 2002. Pagina 52.
18. MALEKZADEH D., Abdelgawad A.S., Day J.J. **Quantifying Skin Damage and Improvement in Horizontal Wells**. SPE Paper 27689
19. MARTINEZ, Ricardo. **Perforación Direccional en Oriente**. Revista Nosotros. P 11. Julio 1991.

20. MOLLINEDO, Miguel. **Short Radius Reentry Drilling Dramatically Increases Well Production in Venezuela.** SPE/IADC 37666. Marzo.
21. MURPHY, P.J. **Performance of Horizontal Well in the Helder Field.** SPE 18340. Mayo 1988.
22. NOVY, R.A. **Caída de Presión en Pozos Horizontales, ¿Cuándo puede ser Ignorada?** SPE, Mobil & Dcorp.
23. PARTIDAS, Carmen. **Horizontal Drilling in Miocene Thin Sand of the Lake Maracaibo.** SPE 50426. Noviembre 1998.
24. PARRA, Edgar. **Notas de Perforación Horizontal**
25. REISS, L.H. **Producción from Horizontal Wells after five years.** Journal of Petroleum Technology. Pp 1411-1416. Noviembre 1984.
26. RENARD Gerard y DUPUY J.M. **Formation Damage Effect on Horizontal Well Flow Efficiency.** JPT. Julio 1991.
27. SALEH, S.T. **Formation Damage Study with a Horizontal Wellbore Model. Journal of Petroleum Science and Engineering.** 1997
28. SCHNERK G.C., Madeen C.N. **The Austin Chalk: Simulation of Horizontal Wells in Heterogeneous Formation** SPE Paper 20716.
29. SHELKHOESLAMI, B.A. **Drilling and Production Aspect of Horizontal Wells in the Austin Chalk.** SPE 19825. JPT, Julio

- 1991.
30. Sherard, Dave W., Brice Bradley W., Mac Donald , David G. **Aplication of horizontal wells at Prudhoe Bay**. Journal of Petroleum Tehnology, pp.1417-1425, November1987
 31. SHORT "Jim", J.A. **Introduction to Direccional and Horizontal Drilling**. PennWellBook. Tulsa, Oklahoma 1993 p. 1-17.
 32. SMITH J. **Reducing Economic Risk in Areally Anisotropic Formations with Multiple Lateral Wells**. SPE 30647. Octubre 1995
 33. TANG Y., Ozkan E., Kelkar M., Sarica C., Yildiz T. **Performance of Horizontal Wells Completed With Slotted Liners and Perforated**. Paper SPE 65516.
 34. TOULEKIMA S.B., Mamora D.D. **The Effect of Skin Location, Production Interval and Permeability on Performance of Horizontal Wells** Journal of Petroleum Sciene and Engineering, 1997, Vol. 17, Pagina 63-69.
 35. TOVAR, J.G, GRIMERANS, R y QUIROJA F. **Cases History of Improving Productivity in Venezuelan Horizontal Wells**. Visión Tecnológica, Vol. 4, N°123.
 36. WILKIRSON, J.P. **Horizontal Drilling Techniques at Prodhoe Bay, Alaska**. SPE 15372. 1988.
 37. WILLIAMSON, D.R. y STEWART, C.D. **Horizontal Drilling Aspect of the Helder Field Redevelopment**. SPE 17886. 1988.

IX. GLOSARIO

Angulo de desviación: es el ángulo fuera de la vertical, también se le conoce como ángulo de deflexión.

Azimut: Angulo fuera del norte del hoyo a través del este que se mide con un compás magnético, con base en la escala completa del círculo de 360°.

Buzamiento: Buzamiento de una formación, es el ángulo entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal medido en un plano perpendicular al rumbo.

Cucharas deflectoras (Whipstock): son piezas de acero con la punta cincelada, se usan para iniciar el cambio de inclinación y rumbo del pozo. Para perforar al lado de tapones de cemento o para enderezar pozos desviados.

Dirección u orientación: Angulo fuera del norte o sur (Hacia el Este u Oeste) en la escala de 90° de los cuatro cuadrantes.

Fase de acercamiento: esta es la porción mas sensitiva de la operación de perforación horizontal, el ángulo del pozo es ajustado para interceptar el yacimiento objetivo obteniendo información de las herramientas de navegación tales como MWD o LWM, ubicadas cerca de la mecha, mientras se perfora, en tiempo real.

Medidas de fondo durante la perforación: es un sistema de telemetría ubicado pozo abajo muy cerca de la mecha el cual proporciona información en tiempo real de utilizando: rayos Gamma, Resistividad, Temperatura anular, inclinación, azimut, posición de la

cara de la herramienta y los parámetros de perforación que ayudan a la eficiencia de la perforación como lo son Peso sobre la mecha, torque, velocidad de penetración, presión de la bomba, RPM, etc.

Motor de fondo: es el que tiene la particularidad de eliminar la rotación de la tubería mediante una fuerza de torsión pozo abajo; impulsada por el fluido de perforación.

Perforación direccional: es el arte de control de dirección y penetración angular desde la superficie hasta un objetivo predeterminado. donde se debe tener el mayor flujo de información para poder lograr esta finalidad.

Objetivo: Es un punto fijo del subsuelo en una formación que debe ser penetrado con el hoyo.

Pata de perro (Dogleg): Cualquier cambio de ángulo severo entre el rumbo verdadero o la inclinación entre dos secciones del hoyo.

Presión anormal de formación: Se dice que existe presión anormal de formación cuando el valor de la presión de poro es mayor que la del gradiente hidrostático normal de la zona; esto se debe a que la estructura de la formación de la roca se ve modificada, es decir, los granos no soportan la presión que les corresponderían por el peso de las capas superiores y el fluido presente tendría que soportar la presión propia por efecto de la profundidad y una presión adicional que le transmite el material sólido, es decir, con gradientes mayores a 0,465 lpc/pie. Por lo general estos valores corresponden a yacimientos aislados o entrampados.

Presión normal de formación: La presión normal de formación se puede definir como la presión ejercida por una roca, considerándola

como un conjunto grano-poro relleno de fluido, así, que para cualquier formación normalmente presionada, la estructura de la roca es tal que las formaciones suprayacentes y el fluido a su vez, soporta solamente el peso de la columna hidrostática desde la superficie hasta el punto de interés, en donde la presión depende de la densidad y la profundidad.

Presión de poro: Es la sumatoria de las fuerzas generadas por la matriz de la formación y por los fluidos que contienen esa matriz en relación a un punto determinado en la formación.

Profundidad medida(MD) : Es la profundidad en el pozo direccional que se hace con la medición de la sarta de perforación, mide la longitud del hoyo.

Profundidad vertical verdadera(TVD): Es la distancia vertical de cualquier punto del hoyo al piso de la cabria.

Punto de quiebre: Es el punto de la sección vertical donde el ensamblaje de fondo es colocado para iniciar la desviación de la dirección vertical.

Rumbo: Es la intersección entre un estrato y un plano horizontal, medido desde el plano N-S.

Sección de construcción: Es la sección del hoyo ubicada por debajo del punto de quiebre en la que se usa el ensamblaje de fondo para construir el radio deseado.

Sección horizontal: Hoyo horizontal ubicado generalmente dentro del yacimiento donde el petróleo y el gas son producidos.

Sección tangente: Es el segmento Intermediario donde el perforador

compensa y ajusta la ruta de la mecha para alcanzar el yacimiento formación.

Sección vertical: La porción de hoyo que se encuentra por encima del desviación planificada.

Setback distance: La distancia requerida desde la mesa rotatoria hasta el yacimiento objetivo para entrar horizontalmente.

Tasa de construcción(BUR): Es el numero de grados de aumento del ángulo de inclinación sobre una longitud especifica.

Tolerancia del objetivo: La máxima distancia en la cual el objetivo puede ser errado.

APENDICE A

DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN DE JOSHI. FLUJO EN EL PLANO HORIZONTAL

La figura A-1a muestra un esquema del flujo hacia un pozo horizontal en un plano horizontal. Las elipses representan curvas de presión constante (constante- ϕ), mientras las hipérbolas representan líneas de corrientes constantes (constante- ψ). Slichter presentó que un sistema de elipses e hipérbolas podía ser representado como:

$$w(z) = \phi + i\psi = \cosh^{-1}\left(\frac{Z}{\Delta r}\right) \quad \text{.....A-1}$$

por definición, $Z=X+iY$, sustituyendo en la ecuación A-1 y luego igualando las partes reales e imaginarias se tiene:

$$X = \Delta r \cosh(\phi) \cos(\psi) \quad \text{.....A-2}$$

y

$$Y = \Delta r \sinh(\phi) \sin(\psi) \quad \text{.....A-3}$$

Apéndice A. Dedución de la Ecuación de Joshi

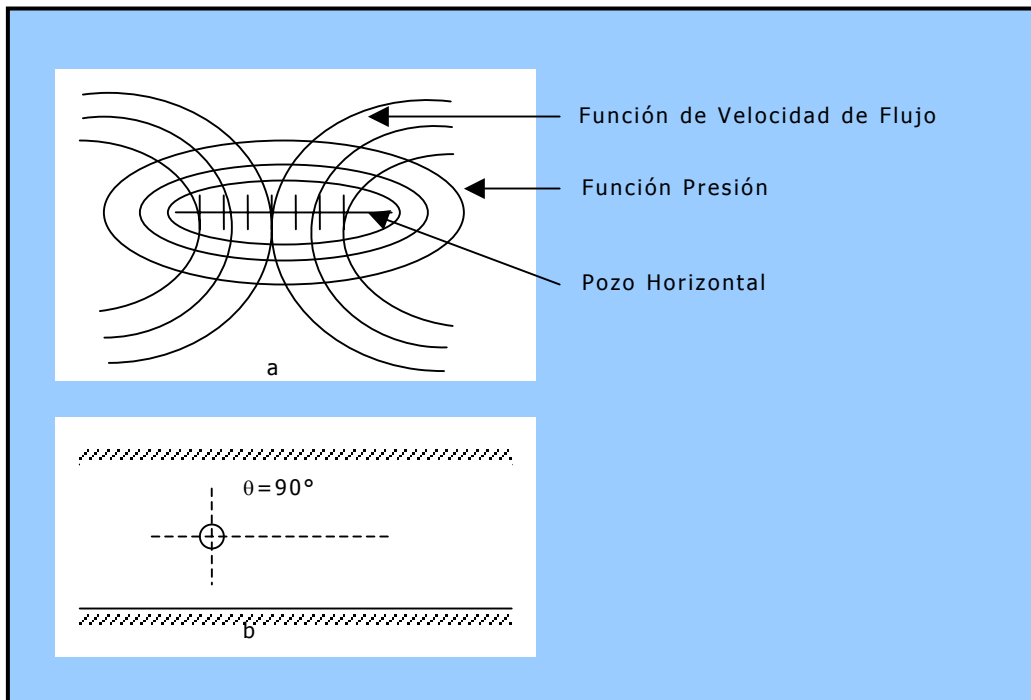


Figura 1-A. Esquema de Potencial de Flujo hacia un Pozo Horizontal en el Plano Horizontal

La ecuación con la función hiperbólica representa una ecuación clásica de una elipse, mientras que la ecuación con la función trigonométrica representa una ecuación clásica de una hipérbola. La ecuación A-2 y A-3 pudieran ser reformuladas como:

$$\phi = \cosh^{-1}(H^*) \quad \text{.....A-4}$$

y

$$\psi = \cos^{-1}(H^*) \quad \text{.....A-5}$$

Apéndice A. Dedución de la Ecuación de Joshi

donde:

$$H^* = \left[\frac{x^2 + y^2 + \Delta r^2 \pm \sqrt{(x^2 + y^2 + \Delta r^2)^2 - 4\Delta r^2 x^2}}{2\Delta r^2} \right]^{1/2} \quad \dots\dots A-6$$

El signo mas (+) se refiere a ϕ y el signo menos (-) se refiere a ψ . Las condiciones límites para un pozo horizontal localizado a lo largo del eje X son:

$$\phi = 0 \text{ para } |X| \leq \Delta r; \text{ pw} = 0$$

$$\phi = \cosh^{-1} \left| \frac{a(X, Y)}{\Delta r} \right|, \text{ para } |X| \geq \Delta r; \text{ presión de yacimiento}$$

$$\psi = \cos^{-1} \left| \frac{a(X, Y)}{\Delta r} \right|, \text{ para } |X| < \Delta r;$$

$$\psi = 0, \text{ para } X > \Delta r$$

Y

$$\psi = \pi, \text{ para } X < -\Delta r.$$

La función potencial ϕ , es la misma que la presión p, a un radio de drenaje r_{eH} ; la mitad del eje mayor y menor de la elipse a presión constante son a y b; por lo tanto, la presión en el límite drenado, p_e es:

$$P_e = \cosh^{-1} \left(\frac{a}{\Delta r} \right) = \text{Ln} \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \Delta r^2}}{\Delta r} \right) \quad \dots\dots A-7$$

La caída de presión entre el límite y el pozo, ΔP , es la misma que P_e definida en la ecuación A-7 porque la presión en el hoyo es asumida

Apéndice A. Dedución de la Ecuación de Joshi

como cero. Sustituyendo esto en la ecuación del medio poroso de Darcy se tiene:

$$q = \frac{\frac{2\pi K \Delta P}{\mu_o}}{\text{Ln} \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \Delta r^2}}{\Delta r} \right)} \quad \text{.....Ec 1}$$

donde $\Delta r = L/2$

La ecuación 1 representa el flujo hacia un pozo horizontal en un plano horizontal. Para calcular el radio de drenaje de un pozo horizontal, r_{eH} , las áreas de un círculo y una elipse son igualadas, reduciéndose a:

$$r_{eH} = \sqrt{ab} \quad \text{.....A-8}$$

Donde a y b son el eje mayor y menor de la elipse drenada. Por lo tanto, limitando las propiedades de una elipse, se puede mostrar que:

$$b = \sqrt{a(L/2)^2} \quad \text{.....A-9}$$

Sustituyendo la ecuación A-9 en A-8 se tiene:

$$r_{eH} = a \left[1 - (L/2a)^2 \right] \quad \text{.....A-10}$$

La ecuación A-10 muestra que si $L/2a = 0,5$ entonces $R_{eH} \cong a$

APENDICE B

DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN DE JOSHI. FLUJO EN EL PLANO VERTICAL

Como muestra la figura A-1b, un pozo horizontal es representado como un SINK en un canal paralelo. Por lo tanto, utilizando la función de mapeo de Schwarz-Christoffel, se puede mostrar que:

$$w(z) = \phi - i\psi = -qLn\left[\sinh\left(\frac{\pi z}{h}\right) \right] \quad \dots\dots B-1$$

Donde $-q$ representa una fuerza de SINK.

El lado derecho de la ecuación B-1 es dividido en una parte imaginaria y una real, y estas partes son igualadas con ϕ y ψ respectivamente. Para ejecutar esto, el $\sinh(\pi z/h)$ es primeo reescrito en su forma exponencial. El término exponencial es luego extendido como una serie de potencias. Entonces:

$$-qLn\left[\sinh\left(\frac{\pi z}{h}\right) \right] = q\left[\left(\frac{\pi z}{h}\right) - Ln\left(\frac{\pi z}{h}\right) \right] \quad \dots\dots B-2$$

Por definición $Z = r \cdot \exp(i\theta)$

Sustituyendo la ecuación B-2 en B-1 y desarrollando $\exp(i\theta)$ en términos de $\cos(\theta)$ y $\sin(\theta)$ se tiene que:

$$\phi - i\psi = q\left[\left(\frac{\pi z}{h}\right) \cos(\theta) - Ln\left(\frac{\pi z}{h}\right) \right] + iq\left[\left(\frac{\pi z}{h}\right) \sin(\theta) - \theta \right] \quad \dots\dots B-3$$

La parte real de la ecuación B-3 representa la función potencial (función

Apéndice B. Calculo del Flujo en un Plano Vertical

presión) ϕ , y la parte compleja representa la función de flujo Ψ .

En el CHANEL WALL, $r = \frac{h}{2}$ y $\theta = 90^\circ$. Aquí la función Ψ calculada de la ecuación B-3 tiene un valor de cero, indicando que no hay flujo a través de los límites del yacimiento.

Similarmente, las condiciones límites del CHANEL WALL, son sustituidas en la parte real de la ecuación B-3 para obtener la presión en el canal. LA presión en el hoyo es asumida constante. Por lo tanto, sustituyendo r y $\theta = 90^\circ$ dentro de la ecuación B-3 se puede obtener la presión en el hoyo. La diferencia de presión entre el CHANEL WALL y el hoyo puede ser escrita como:

$$\Delta P = -q \text{Ln} \left(\frac{h}{2r_w} \right) \quad \dots\dots\text{B-4}$$

La ecuación de Darcy para flujo a través de un medio poroso es:

$$q_w = \int_0^{2\pi} \left(\frac{-qK}{\mu} \right) d\theta \quad \dots\dots\text{B-5}$$

Sustituyendo q de la ecuación B-4 en la ecuación B-5 e integrando se reduce a

$$q = \frac{\frac{2\pi K_o \Delta P}{\mu}}{\text{Ln} \left(\frac{h}{2r_w} \right)} \quad \dots\dots\text{B-6}$$

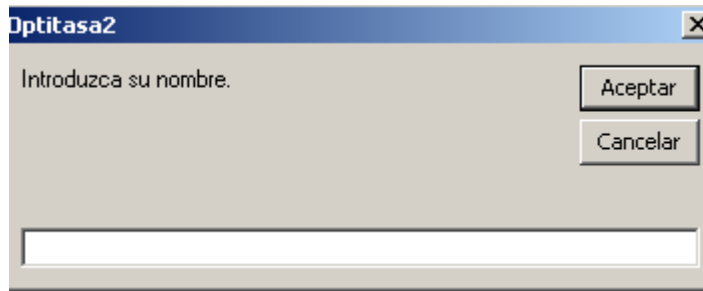
Esta ecuación representa el flujo en un plano vertical hacia un pozo horizontal de una unidad de longitud.

MANUAL DE OPTITASA 1.1

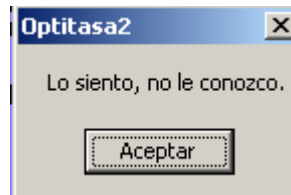
El programa OPTITASA V 1.1 es un programa que permite el cálculo de la longitud óptima de la sección horizontal de un pozo horizontal con la cual se obtiene la tasa máxima de producción. A continuación se muestra una secuencia de los pasos que facilitaran el manejo de dicho programa.



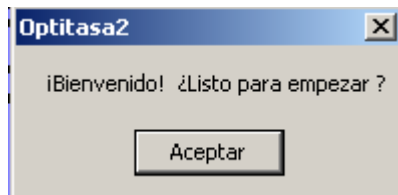
Una vez que aparece la pantalla principal presione el botón introducir contraseña donde el usuario introducirá su nombre en la siguiente pantalla:



Si el usuario no se encuentra registrado, aparecerá el siguiente mensaje de error, presione el botón aceptar para incluir de nuevo su nombre:



Si el usuario esta registrado aparecerá la siguiente pantalla



Presione el botón aceptar para continuar.

Una vez que ha sido aceptado por el programa, introduzca todos los datos que el programa solicita en la siguiente pantalla

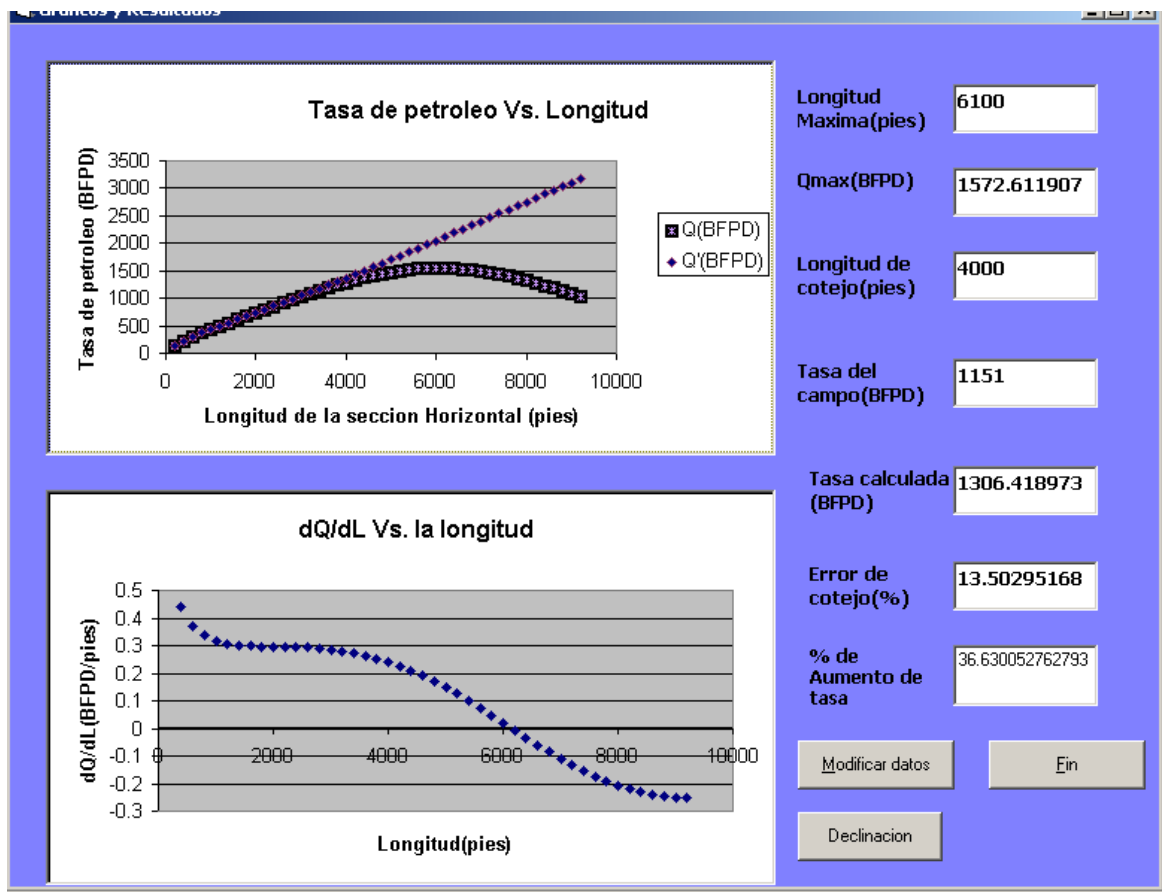
Apéndice C. Manual del Usuario

The screenshot shows a software window with a blue background and a title bar that reads "Introduzca los datos PVT, Petrofísicos y de la tubería". The window contains several input fields for data entry, arranged in two columns. The left column includes fields for Kv(md), Kh(md), h(Pies), Dp(Lpc), μ , and s. The right column includes fields for Adv(Acre), Din(pulg.), Bo(v/v), (Lb/pc), α , Lcampo(pies), and Qcampo(BFPD). At the bottom of the window, there are two buttons: "Cancelar" and "Calcular".

Kv(md)	<input type="text"/>	Adv(Acre)	<input type="text"/>
Kh(md)	<input type="text"/>	Din(pulg.)	<input type="text"/>
h(Pies)	<input type="text"/>	Bo(v/v)	<input type="text"/>
Dp(Lpc)	<input type="text"/>	(Lb/pc)	<input type="text"/>
μ	<input type="text"/>	α	<input type="text"/>
s	<input type="text"/>	Lcampo(pies)	<input type="text"/>
		Qcampo(BFPD)	<input type="text"/>

Presione el botón CALCULAR para continuar. Finalizada la operación, se muestra la pantalla de resultados

Apéndice C. Manual del Usuario



En esta pantalla aparecen los gráficos de Tasa de producción Vs. Longitud de la sección horizontal y la derivada de la tasa respecto a la longitud Vs. Longitud de la sección horizontal, además se muestran los valores máximos obtenidos como por ejemplo: longitud máxima de la sección horizontal a la cual debería llegar el pozo, tasa máxima que se obtendría si se perfora hasta la longitud máxima.

Presione el botón si desea realizar cambios en los datos, presione el botón si quiere obtener información de producción acumulada y el botón para salir del programa.