

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**INFLUENCIA DE LA EXCENRICIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES
SOBRE LA PRODUCCIÓN, CAMPO COROCORO**

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Moncada Mújica Milagro Patricia

Para optar al Título de Ingeniera de Petróleo

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**INFLUENCIA DE LA EXCENTRICIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES
SOBRE LA PRODUCCIÓN, CAMPO COROCORO**

Tutor Académico: Prof. Graterol Jenny

Tutor Industrial: Prof. Edgar Parra Perozo

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Moncada Mújica Milagro Patricia

Para optar al Título de Ingeniera de Petróleo

Caracas, 2012

Caracas, Junio de 2012

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Moncada Mújica Milagro Patricia:

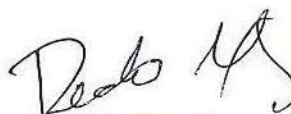
**INFLUENCIA DE LA EXCENTRICIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES
SOBRE LA PRODUCCIÓN, CAMPO COROCORO**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Violeta Wills

Jurado



Prof. Pedro Diaz

Jurado



Prof. Graterol Jenny

Tutor Académico

DEDICATORIA

El esfuerzo impregnado en cada hoja de este trabajo y a los años dedicados para llegar a la realización del mismo va dedicado a mis padres, por haber contado con su apoyo cada día desde que nací, por ustedes es que he gozado de vivir.

Papá a ti por brindarme siempre tu apoyo, por darme ánimos en los momentos más duros de esta carrera, por ser un hombre que con defectos y virtudes siempre ha dado la cara y por demostrarme que así se tengan mil problemas todo siempre se puede resolver, estoy orgullosa de que seas mi padre.

Mamá especialmente a ti dedico este trabajo el cual es muestra de mi esfuerzo y mis ganas de seguir adelante, así como lo hiciste tu, eres una mujer emprendedora que sola con sus dos hijas decidió luchar contra el viento y los mares, para sacarnos adelante, espero estés orgullosa de mi así como yo lo estoy de ti, y espero aun sigas teniendo ambiciones y metas, eres joven y aún puedes seguir alcanzando tus sueños.

A mi hermana Valeria por tu paciencia y tolerancia en cada momento juntas, somos totalmente diferentes pero eres una linda chica y me has enseñado que si hay que arriesgarse para buscar nuestros sueños, que hay que atreverse, si es posible a vivir lo desconocido para llegar a ellos. Hermana espero haberte servido de ejemplo para que continúes y logres tus metas.

A mi abuela que en paz descanse por haberme dejado su granito de arena en los momentos que cuidó de mi, me hubiese gustado que disfrutaras a mi lado este momento tan maravilloso y fueras testigo que de esa niña rebelde logró ser una buena mujer de buenos principios, desde mis primeros pasos tu abuelita tuviste que ver en lo que hasta ahora soy, jamás te he olvidado y jamás lo haré yo se que desde el cielo aún me cuidas y me das ese apoyo espiritual para no desistir y lograr mis metas y sueños, estás en mi corazón.

AGRADECIMIENTOS

A mi gran y excelente U.C.V., por ser la mejor universidad y haberme brindado los mejores momentos hasta ahora, en ti crecí, lloré y reí hasta dolerme el abdomen, las personas más importantes que hay en mi vida las conocí por ti, estudiar en esta universidad fue una maravillosa experiencia.

A Dios Todopoderoso por darme la fuerza necesaria para afrontar los obstáculos y estar a mi lado en las buenas y en las malas.

A mis padres, por ser tan pacientes conmigo y no haberse rendido en lograr convertirme en una mujer íntegra de buenos principios, con muchos sueños que alcanzar, han sido los mejores padres y les agradezco por darme la vida y estar siempre a mi lado cuando el mundo desaparecía, ¡LOS AMO!...

A mi hermana Valeria, por ser un gran apoyo en la realización de este TEG y ser una gran compañía como amiga y hermana, ¡TE QUIERO MUCHO!...

A mi tía Amada, por ser una persona que día a día estuvo pendiente de mis estudios, y de la culminación exitosa de ellos, gracias tía por el apoyo, las bendiciones y tus oraciones para lograr mis metas. ¡TE QUIERO MUCHO!...

A mis tíos Nicolás y Guillermo, por estar atentos de lo que me ocurriese a lo largo de la realización de este TEG, y ser unos buenos tíos complacientes y ayudarme en lo que a su alcance pudo estar, ¡LOS QUIERO MUCHO!...

A mi novio bello el Ingeniero de Petróleo Yorangel Tineo, por ser de verdad un gran apoyo en esta carrera y ser tan cariñoso conmigo, mi amor muchísimas gracias por ayudarme a no rendirme en alcanzar esta valiosa meta, en mis momentos más difíciles siempre estuviste a mi lado, me brindaste amor y alegrías, gracias por ese derroche de sonrisas. Eres mi mejor amigo y el gran amor de mi vida. ¡TE AMO!...

Al señor Cornelio Urbina, por confiar en mí y brindarme el apoyo necesario para lograr con éxito el inicio y la culminación de mi pasantía larga, sus palabras de experiencias me llenaron de motivación en todo momento, me encantó haberlo conocido, muchísimas gracias. ¡LO APRECIO MUCHO!...

A la Sra. Carmen, por su gran ánimo día a día para culminar con éxito mis estudios, muchas gracias por el apoyo y ser tan bonita persona conmigo.

A Jean Dávila, Víctor Torres, Yino Useche, Harold Silva, Dayne Vásquez, Jorge Vargas, Eyter Higuera, Andry Caraballo, Elias Charrabe, Carilyn Uscátegui, Rut Martínez, Claudia Rondón y a Jean Moreno, por ser unos buenos amigos y excelentes compañeros de estudio, jamás olvidaré las risas y los buenos momentos que compartimos en el transitar de nuestra amada U.C.V. ¡LOS QUIERO MUCHO!...

A mi Tutor, Edgar Parra, por brindarme las herramientas necesarias para culminar con éxito este trabajo, además de ser un excelente tutor es un gran amigo.

A los Profesores Pedro Martorano, René Rojas, Carlos Gil y Alexis Gammiero por ser excelentes personas y confiar en mí. ¡LOS ADMIRO!...

A los Ingenieros, José Amaya, Edinson Carballo, Cesar Salas, Ketty Domínguez, Nathalia Ruiz, Nelson Acosta, Sergio Salomón, Tamara Ramírez, Sari, por su apoyo.

A mi entrenador de la selección de atletismo de la U.C.V., Alfredo Hernández, por ser una gran persona y amigo, muchísimas gracias por haber formado parte de una etapa bellísima en mi vida. ¡TE QUIERO MUCHO!...

A Luisandra Tiapa, Ángel Tiapa, por permitir que mi estadía en Puerto la Cruz haya sido la más acogedora posible, gracias por todo ese tiempo y haber estado cuando más lo necesité. ¡LOS QUIERO MUCHO!... y A mi tío Luis y a su esposa la Sra. Euriddice, por su gran apoyo en el inicio de este trabajo.

Moncada Mújica Milagro Patricia

**INFLUENCIA DE LA EXCENTRICIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES
SOBRE LA PRODUCCIÓN, CAMPO COROCORO**

Tutor Académico: Prof. Graterol Jenny. Tutor Industrial: Prof. Edgar Parra P.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de

Petróleo. Año 2012, N° de Paginas 175 p.

Palabras Claves: pozos horizontales, excentricidad, arenas petrolíferas, productividad, Campo Corocoro, técnica de Joshi, anisotropía.

Resumen

La excentricidad del pozo horizontal se conoce como la tolerancia del pozo con respecto al plano vertical, así que, antes de perforar un pozo horizontal es esencial realizar una correcta estimación de estos límites de tolerancia para la elevación del pozo. Es por ello, que el presente Trabajo Especial de Grado presenta el estudio de la excentricidad de la tubería en la arena neta petrolífera, partiendo de los conceptos básicos de pozos horizontales, para tomar en cuenta un parámetro de considerable importancia que puede o no incidir en la producción de los pozos de petróleo. La empresa mixta Petrosucre S.A., vio la necesidad de generar un estudio de la excentricidad en sus pozos, para ello en este Trabajo Especial de Grado se evaluaron los Yacimientos 70A, 70B y 70E ubicados en el Campo Corocoro, para garantizar que los datos obtenidos de los pozos pertenecientes a los yacimientos antes mencionados, en su totalidad fueran los más adecuados y certeros, permitiendo de esta manera obtener el mejor provecho, al momento de su explotación y de este modo garantizar en futuros proyectos una planificación óptima de la perforación que corresponda. Siendo esencial la aplicación de una técnica que permita el cálculo de la excentricidad de los pozos horizontales, como lo es la técnica de Joshi, adicionalmente se creó la herramienta computacional Petroexcent® para facilitar en un futuro dicho cálculo, puesto que, conforme con el análisis, evaluación de la metodología propuesta, así como también la interpretación y cotejo de los resultados obtenidos, se concluirá si la excentricidad genera un impacto, negativo o positivo en la producción de los pozos horizontales del Campo Corocoro ubicado en las aguas superficiales de las costas del Oriente de Venezuela en el Golfo de Paria. Además se decidió hacer la evaluación de la Anisotropía en los yacimientos tratados en la Excentricidad para determinar la incidencia de este parámetro en la completación de pozos horizontales.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	v
ÍNDICE DE FIGURAS.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1. OBJETIVOS.....	4
1.1.1. Objetivo General	4
1.1.2. Objetivos Específicos.....	4
1.2. Justificación y Motivación	5
CAPÍTULO II	6
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	6
2.1. Antecedentes	6
2.2. Ubicación Geográfica del Área de Estudio	6
2.3. Modelo Estratigráfico y Estructural	7
CAPÍTULO III	14
MARCO TEÓRICO.....	14
3.1. Yacimiento	14
3.2. Propiedades Físicas Del Medio Poroso	15
3.3.1. Porosidad ($\emptyset$)	15
3.3.2. Permeabilidad.....	16

3.3.3. Saturación.....	18
3.3. Pozos Horizontales	19
3.3.1. Aplicación de los Pozos Horizontales.....	21
3.3.2. Factores a Considerar para Realizar una Perforación Horizontal	23
3.3.3. Criterios de Selección de un Yacimiento para Perforar un Pozo Horizontal.....	23
3.3.4. Ventajas de los Pozos Horizontales	24
3.3.5. Desventajas de los Pozos Horizontales	24
3.3.6. Técnicas de Perforación de un Pozo Horizontal	25
3.3.7. Técnicas de Completación de Pozos Horizontales.....	26
3.3.8. Regímenes de flujo que presentan los pozos horizontales	29
3.4. Índice de Productividad (J o IP)	32
3.5. Influencia de la Excentricidad del Pozo	36
3.6. Yacimientos Con Una Capa De Gas En El Tope	43
3.7. Perforación de Varios Pozos	46
3.8. Pozos Horizontales a Diferentes Profundidades	49
CAPÍTULO IV	53
MARCO METODOLÓGICO	53
4.1. Tipo de Investigación	53
4.2. Población y Muestra de la Investigación.....	55
4.3. Revisión Bibliográfica.....	57
4.4. Recopilación de Datos e Información	58
4.5. Aplicación de la Técnica de Joshi	64

4.6. Descripción de la Herramienta Computacional.....	67
CAPÍTULO V	68
RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	68
5.1. Excentricidad Óptima y el Efecto en la Productividad Evaluando el Cambio de la Excentricidad a Partir de la Excentricidad Óptima Determinada.....	68
5.2. Resultados del Efecto en la Productividad al Variar la Anisotropía del Yacimiento a Partir de la Excentricidad Óptima.....	76
CONCLUSIONES	82
RECOMENDACIONES	83
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	84
GLOSARIO	86
APÉNDICES.....	88
APÉNDICE A	89
ESTUDIO DE LA ARENA 70A	89
APÉNDICE B	95
ESTUDIO DE LA ARENA 70B.....	95
APÉNDICE C	99
ESTUDIO DE LA ARENA 70E.....	99
APÉNDICE D	102
CÁLCULO TIPO DE EXCENTRICIDAD	102
APÉNDICE E	105
EXCENTRICIDAD ÓPTIMA DE LAS ARENA 70A, 70B Y 70E	105
APÉNDICE F.....	106

SENSIBILIDAD DE EXCENTRICIDAD EN LOS POZOS DE LAS ARENA 70A, 70B Y 70E.....	106
APÉNDICE G	113
SENSIBILIDAD DE ANISOTROPÍA EN LOS POZOS DE LAS ARENA 70A, 70B Y 70E	113
ANEXOS	121
ANEXO 1.....	122
MANUAL DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.....	122
ANEXO 2.....	129
AUMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN CAMPO CON POZOS HORIZONTALES Y DESVIADOS.....	129

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Mapa de ubicación del Campo Corocoro.	7
Figura 2.2. Corte transversal regional Norte- Sur ilustrando características estructurales principales.	7
Figura 2.3. Elementos estructurales del Campo Corocoro.	9
Figura 2.4. Cuadro estratigráfico generalizado del Golfo de Paria, de oligoceno a reciente.	10
Figura 2.5. Cuadro estratigráfico generalizado del Golfo de Paria, del cretáceo temprano al eoceno.	11
Figura 2.6. Modelo de sedimentación.	13
Figura 3.1. Yacimiento de hidrocarburo.	15
Figura 3.2. Permeabilidades absolutas.	17
Figura 3.3. Permeabilidad efectiva.	18
Figura 3.4. Representación gráfica de la perforación horizontal	20
Figura 3.5. Representación gráfica del área de drenaje de un pozo vertical (a) y horizontal (b).	21
Figura 3.6. Técnicas de perforación horizontal.	25
Figura 3.7. Representación gráfica de un hoyo abierto.	27
Figura 3.8. Representación gráfica de un hoyo con un forro ranurado.	28
Figura 3.9. Representación gráfica de un forro ranurado no cementado con aislamiento parcial por empacaduras	28
Figura 3.10. Representación gráfica de un hoyo con forro cementado y cañoneado.	29

Figura 3.11. Representación gráfica de un régimen de flujo radial temprano.	30
Figura 3.12. Representación gráfica de un régimen lineal temprano.....	31
Figura 3.13. Representación gráfica de un régimen radial tardío.	31
Figura 3.14. Representación gráfica de un régimen lineal tardío.	32
Figura 3.15. Área de drenaje de un pozo horizontal.	35
Figura 3.16. Vista esquemática de un pozo horizontal no-centralizado.	39
Figura 3.17. Influencia de la excentricidad de un pozo horizontal sobre el factor pseudo-daño.	43
Figura 3.18. Representación matemática de múltiples pozos de drenaje.....	45
Figura 3.19. Tata de productividad con múltiples pozos de drenaje.....	47
Figura 3.20. Representación gráfica de múltiples puntos de drenaje a la misma profundidad.	48
Figura 3.21. Representación gráfica de múltiples puntos de drenaje en diferentes profundidades.	49
Figura 3.22. Representación física de un solo pozo de drenaje	50
Figura 3. 23. Representación física de múltiples pozos de drenaje	51
Figura 3.24. Representación matemática de múltiples pozos de drenaje.....	52
Figura 4.1. Distancia entre pozos de la arena en estudio.	60
Figura 5.1. Comportamiento de producción de cada pozo de la arena 70A al sensibilizar la excentricidad.	71
Figura 5.2. Comportamiento de producción de cada pozo de la arena 70B al sensibilizar la excentricidad.	73
Figura 5.3. Comportamiento de producción de cada pozo de la arena 70E al sensibilizar la excentricidad.	75

Figura 5.4. Comportamiento de producción de cada pozo de la arena 70A al sensibilizar la anisotropía.....	77
Figura 5.5. Comportamiento de producción de cada pozo de la arena 70B al sensibilizar la anisotropía.....	79
Figura 5.6. Comportamiento de producción de cada pozo de la arena 70E al sensibilizar la anisotropía.....	81
Figura A.1. Distancia entre pozos de la arena 70A superior.....	91
Figura A.2. Distancia entre pozos de la arena 70A medio.....	92
Figura A.3. Distancia entre pozos de la arena 70A basal.....	93
Figura B.1. Distancia entre pozos de la arena 70B.	97
Figura C.1. Distancia entre pozos de la arena 70E.	100

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Constantes para estimar el factor pseudo-daño.....	42
Tabla 4.1. Población de la investigación.....	56
Tabla 4.2. Muestra de la investigación.....	57
Tabla 4.3. Datos generales del pozo de la arena en estudio.	58
Tabla 4.4. Datos petrofísicos del pozo de la arena en estudio.	59
Tabla 4.5. Resultados de los PVT de las arenas 70A, 70B y 70E.....	61
Tabla 4.6. Diferenciales de presión de cada pozo a estudiar	62
Tabla 4.7. Datos extraídos de los pozos del Campo Corocoro de la arena en estudio.	63
Tabla 4.8. Sensibilidades de excentricidad a partir de la excentricidad óptima de cada pozo.	65
Tabla 4.9. Sensibilidades de anisotropía a partir de la excentricidad óptima de cada pozo.	66
Tabla 5.1. Resultados de las excentricidades óptima de los pozos de la arena 70A, 70B y 70E.....	69
Tabla A.1. Datos generales del pozo de la arena 70A.	89
Tabla A.2. Datos petrofísicos del pozo de la arena 70A.	90
Tabla A.3. Datos extraídos de los pozos del Campo Corocoro de la arena 70A.	94
Tabla B.1. Datos generales del pozo de la arena 70B.	95
Tabla B.2. Datos petrofísicos del pozo de la arena 70B.	96
Tabla B.3. Datos extraídos de los pozos del Campo Corocoro de la arena 70B.....	98
Tabla C.1. Datos generales del pozo de la arena 70E.....	99

Tabla C.2. Datos petrofísicos del pozo de la arena 70E.....	99
Tabla C.3. Datos extraídos de los pozos del Campo Corocoro de la arena 70E.....	101
Tabla E.1. Resultados del área cilíndrica ($Ad1$), área elipsoidal ($Ad2$), área de drenaje horizontal (Adh), radio de drenaje horizontal (reh), del eje mayor de la elipse (a) y de la medida de anisotropía del yacimiento (β) de las tres (3) arenas en estudio.....	105
Tabla F.1. Comportamiento de producción de la arena 70A, al sensibilizar la excentricidad.	106
Tabla F.2. Comportamiento de producción de la arena 70B, al sensibilizar la excentricidad.	109
Tabla F.3. Comportamiento de producción de la arena 70E, al sensibilizar la excentricidad.	112
Tabla G.1. Comportamiento de producción de la arena 70A, al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.	113
Tabla G.2. Comportamiento de producción de la arena 70B, al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.	117
Tabla G.3. Comportamiento de producción de la arena 70E, al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.	120

INTRODUCCIÓN

La preparación del plan de negocios es fundamental para la generación de divisas en la Industria petrolera, considerando que en un principio los pozos verticales eran la principal técnica de perforación, pero con los avances tecnológicos surgidos en el tiempo la misma se ha visto obligada a buscar alternativas novedosas para mejorar la producción de sus pozos. Para ello se requieren estrategias especiales de producción que permitan el recobro de las reservas remanentes de manera económica y eficiente.

Una alternativa novedosa y eficaz ha sido la perforación de pozos horizontales, ya que tiene la ventaja de abarcar un área mayor de contacto con el yacimiento, permitiendo así la producción de múltiples arenas de un mismo pozo, además de mejorar notablemente la productividad; es por esto, que basado en los avances del país referente a la perforación de pozos horizontales, se ha venido ampliando la necesidad de conocer el comportamiento de la productividad de los mismos, así como también los factores que influyen en el desarrollo productivo tales como las propiedades del yacimiento y la geometría del pozo logrando así una completación exitosa de los pozos.

Este Trabajo Especial de Grado (**TEG**) propone un estudio de este esquema de perforación, la cual parte de los conceptos básicos de pozos horizontales y considera un parámetro importante en la perforación como lo es la Excentricidad de la tubería en la arena, como uno de los factores que puedan incidir en la producción de los pozos.

El presente estudio plantea investigar si la Excentricidad genera algún efecto, negativo o positivo, sobre la producción de los pozos horizontales del Campo Corocoro, mediante la técnica de Joshi.

El desarrollo de este Trabajo se estructuró en las etapas mostradas a continuación:

1. Revisión bibliográfica.
2. Recopilación de los datos de pozos del Campo Corocoro.
3. Aplicación de la técnica de Joshi para pozos horizontales del área en estudio.
4. Análisis de los resultados obtenidos en la etapa anterior.

Por lo antes expuesto se realizó esta investigación con la finalidad de ofrecer un apoyo técnico con los aspectos resaltantes que se deben incluirse en la completación de pozos horizontales, y con la posterior evaluación del programa sugerido, logre contribuir al mejoramiento de la producción de reservas y el incremento de los factores de recobros finales de algunos yacimientos, como se explica en el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El presente **TEG** busca determinar la Influencia de la excentricidad de los pozos horizontales sobre la producción en el Campo Corocoro.

La excentricidad es un factor muy importante que hay que tomar en cuenta ya que permite observar si el pozo está bien ubicado en el yacimiento (específicamente en la arena neta), si la completación de los mismos es adecuada y a su vez si la producción es óptima.

El problema radica principalmente en garantizar que los datos obtenidos de los pozos pertenecientes a las arenas 70A, 70B y 70E del Campo Corocoro, en su totalidad fueran los más adecuados para obtener el mejor provecho al momento de su explotación y de este modo garantizar en futuros proyectos una planificación de perforación apropiada. Por ello, es esencial la aplicación de una técnica que permita el cálculo de la Excentricidad de los pozos horizontales como lo es la técnica de Joshi. Puesto que, conforme con el análisis y evaluación de la metodología propuesta de los resultados obtenidos se determinará si la excentricidad tiene gran influencia en la producción de los pozos horizontales del Campo Corocoro.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. Objetivo General

Determinar la influencia de la excentricidad de los pozos horizontales sobre la producción de hidrocarburos existente en los Yacimientos 70A, 70B y 70E ubicados en el Campo Corocoro de acuerdo a una Metodología basada en la técnica de Joshi.

1.1.2. Objetivos Específicos

1. Recopilar y documentar toda la información referente a la excentricidad de los pozos horizontales (costafuera).
2. Revisar toda la información de perforación, completación y comportamiento de los pozos horizontales completados en el Campo Corocoro (70A, 70B y 70E).
3. Aplicar la metodología propuesta basada en la técnica de Joshi a los pozos horizontales completados en el Campo Corocoro (70A, 70B y 70E).
4. Analizar el comportamiento de los pozos horizontales completados en el Campo Corocoro (70A, 70B y 70E) según los resultados obtenidos por la técnica de Joshi.

1.2. Justificación y Motivación

Petrosucre es una empresa mixta constituida en enero de 2007, que se compone de la participación de PETRÓLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANÓNIMA (PDVSA) con un 74% y la empresa italiana ENTE NAZIONALE IDROCARBURI (ENI) con un 26%; siendo Petrosucre la primera empresa que dirige el primer proyecto costafuera de la industria petrolera (PDVSA) en el Campo Corocoro, Golfo de Paria, desde el 01 de mayo de 2007. Esta empresa desea, de acuerdo a sus perspectivas corporativas, acrecentar su eficacia en la recuperación y producción de hidrocarburos, a su vez obtener de manera óptima este recurso natural permitiendo el aprovechamiento sustentable de los mismos. La producción de los pozos pertenecientes al Campo Corocoro es de crudo mediano (24 °API), actualmente los pozos producen por flujo natural y en un futuro por levantamiento artificial (BES y Gas Lift).

La empresa Petrosucre ve con gran importancia la necesidad de generar un estudio de la excentricidad en los pozos horizontales favoreciendo la producción de los yacimientos existentes en el Campo Corocoro.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1. Antecedentes

El Campo Corocoro fue estudiado e interpretado por Conoco-Phillips y ENI. Aunque las dos empresas eran socios, cada una tiene una interpretación del modelo de sedimentación distinto. Conoco-Phillips interpreta el área como **rellenos de valles incisos** y con una dirección de sedimentación Suroeste-Noreste. Al contrario ENI lo interpreta como un sistema **fluvio-deltaico** pero con una dirección de sedimentación Sur-Norte.

Debido a estas distintas interpretaciones se vieron obligados a revisar los dos modelos, y corroborar una de las dos versiones. En este estudio las arenas a revisar e interpretar son las secuencias 70A, 70B y 70E, ya que son las más prospectivas en el campo. Actualmente se dispone de más información de los nuevos pozos perforados.

En el Campo Corocoro, se tomaron núcleos en los pozos Corocoro 70A y Corocoro 70B, cabe destacar que el ambiente de sedimentación de las arenas del Campo Corocoro no corresponde a rellenos de valles incisos sino a un sistema fluvio-deltaico donde están los depocentros y predominan canales distributarios con influencia de mareas, con una dirección de sedimentación Suroeste-Noreste.

2.2. Ubicación Geográfica del Área de Estudio

El Campo Corocoro se encuentra ubicado en las aguas superficiales de las costas del Oriente de Venezuela en el Golfo de Paria, al Norte de la región deltana y al Sur de la Península de Paria, entre las coordenadas 10°0' y 10°15' de Latitud Norte y entre 62°15' y 62°37' de Longitud Oeste. El área de estudio tiene una extensión aproximada de 50 Km² (Ver Figura 2.1)^[1].



Figura 2.1. Mapa de ubicación del Campo Corocoro. ^[1]

2.3. Modelo Estratigráfico y Estructural

El Campo Corocoro se encuentra situado en la provincia de Retrocorrimiento/ Díapiro (Plioceno Tardío) en la región de la sub-cuenca de Paria de la Cuenca Oriental de Venezuela. La estructura principal del campo se describe como un anticlinal sepultado de corrimiento posterior constituido, en su mayoría, por sedimentos de la Fm. Las Piedras y Fm. La Pica. (Ver Figura 2.2)

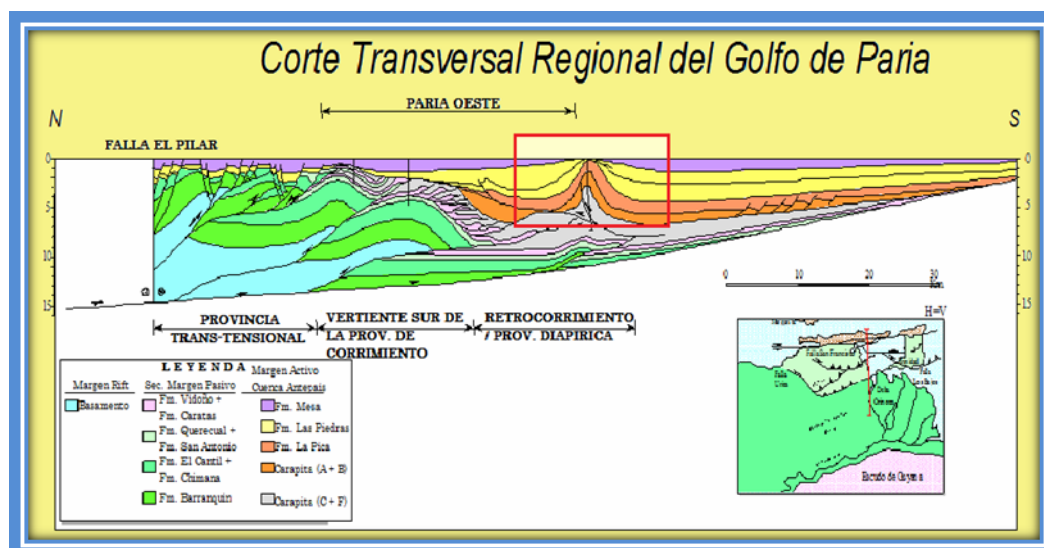


Figura 2.2. Corte transversal regional Norte- Sur ilustrando características estructurales principales. ^[1]

La Figura 2.2 es muy importante puesto que ilustra los sistemas de corrimiento presentes en el Golfo de Paria. Se observa el corrimiento característico de la Provincia transtensional, el cual corresponde a un sistema dúplex de buzamiento hacia el antepaís, seguido por un cambio de vergencia del anticlinal, ligeramente hacia el norte, evidenciando retrocorrimiento en la Provincia Diapírica. Esta provincia es generada por un régimen compresional, cuyo esfuerzo principal genera una zona de desgarre marcada por fallas transcurrentes al Este del campo, da origen al plegamiento característico (anticlinal) y con ello la formación de fallas inversas. Debido a que la Fm. Mesa no forma parte de la estructura es posible determinar que la formación del anticlinal tiene lugar en el Plioceno Tardío.

Localmente, este corrimiento es producto de la compresión horizontal de las placas, plegando los estratos por propagación de fallas, acompañado de un retrocorrimiento típico de este sistema, el cual se forma antitéticamente al corrimiento principal para compensar la deformación interna. Hacia el Este del Campo, se encuentra una falla de acomodación paralela al frente de cabalgamiento. Esta falla transnacional y algunas veces rotacional (cizalla) junto con el Corrimiento Principal, proveen la clausura crítica hacia la parte alta del Campo, con una columna de petróleo de una altura de +/- 1.750 pies. Hacia la zona Central del Campo, se identifica un sistema de fallas normales generadas por liberación de esfuerzos, todas estas fallas son perpendiculares al plano del Corrimiento. En la Figura 2.3, se muestran los diferentes elementos estructurales presentes en el Campo Corocoro.

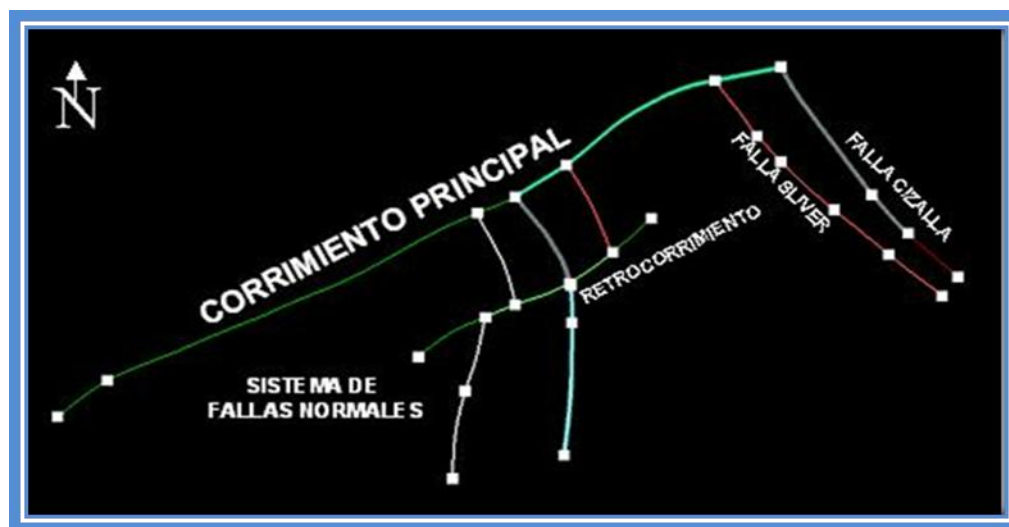


Figura 2.3. Elementos estructurales del Campo Corocoro. ^[1]

La superficie de despegue para el complejo de fallas de corrimiento de Corocoro, corresponde a una inconformidad compleja en el tope de la Formación Carapita, bases de la Formación La Pica, que abarca edades desde el Mioceno Medio en Corocoro, hasta el Cretáceo en la región central del Golfo de Paria (Ver Figura 2.4). Cabe resaltar que este despegue de la estructura permite al Campo Corocoro estar conectado a la ruta principal del sistema de migración de hidrocarburos. La roca madre, Formación Querecual (Cretáceo Superior) (Ver Figura 2.5) está actualmente en la ventana de generación de petróleo en la región de Corocoro y suministra la carga para numerosas acumulaciones de hidrocarburo a lo largo del eje desde la Faja Petrolífera del Orinoco en el suroeste, hasta el sur de Trinidad.

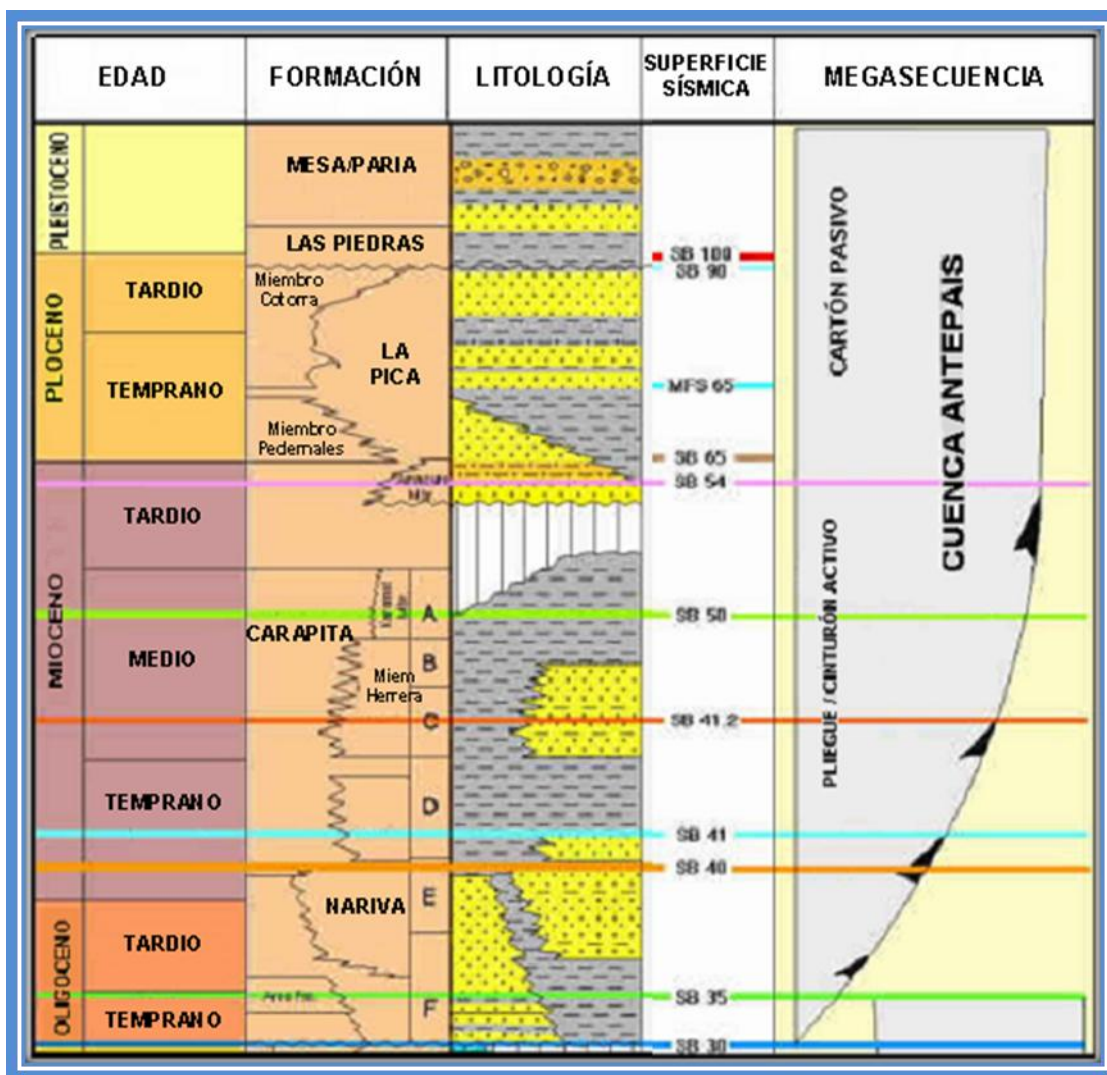


Figura 2.4. Cuadro estratigráfico generalizado del Golfo de Paria, de oligoceno a reciente.^[1]

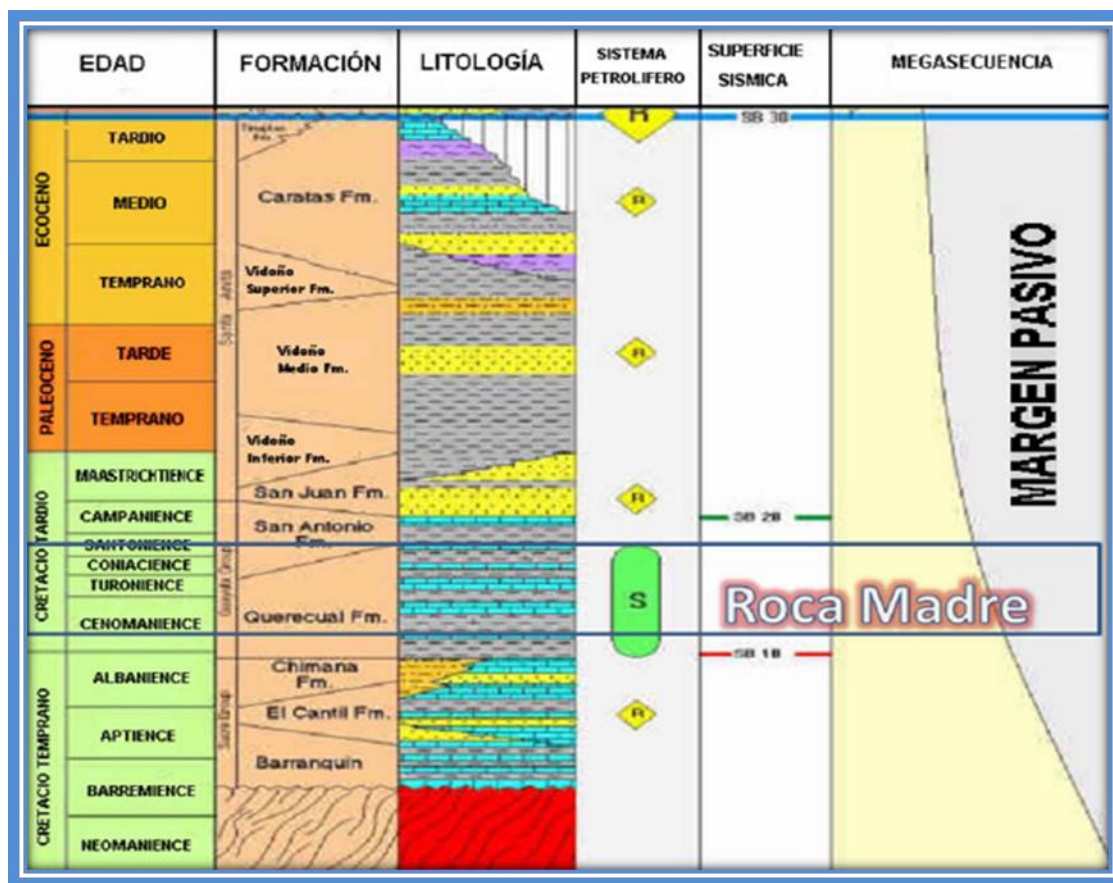


Figura 2.5. Cuadro estratigráfico generalizado del Golfo de Paria, del cretáceo temprano al eoceno.^[1]

La columna estudiada como se indicó anteriormente corresponde a la Formación Las Piedras del Plioceno tardío y está dividida en varias secuencias, de abajo hacia arriba son:

- ❖ Secuencia 70A
- ❖ Secuencia 70A1
- ❖ Secuencia 70B
- ❖ Secuencia 70C
- ❖ Secuencia 70E

Las secuencias de interés son 70A, 70B y 70E; las dos primeras presentan características similares desde el punto de vista de hidrocarburos. Al contrario la secuencia 70E tiene unas características muy diferentes. En efecto las secuencias 70A y 70B tienen una gravedad de 23 y 24°API, respectivamente y una viscosidad alrededor de 3cp, al contrario la secuencia 70E tiene una gravedad de 16°API y una viscosidad alta, de 30cp.

En general, en la secuencia 70A las facies y electrofacies corresponden a canales distributarios con alguna influencia de marea y escasas barras posiblemente de desembocadura hacia la parte Noreste. Los canales son de dirección Suroeste-Noreste. El aumento de barras hacia el Noreste y el predominio de canales en la parte Suroeste, sugiere una dirección de aporte de sedimentos desde el Suroeste hacia el Noreste y ocasionalmente hacia el Norte. Esta secuencia 70A corresponde a una sedimentación fluvio-deltaica en la parte media a baja de la llanura deltaica, con leve influencia de marea (Ver Figura 2.6).

En la secuencia 70B los canales se desarrollaron principalmente en los depocentros, lo que sugiere una tendencia de sedimentación suroeste-noreste y algunas ramificaciones hacia el Norte. Hacia el Noreste, la presencia de barras se hace notar más, lo que indicaría un aporte de sedimentos, como en la secuencia A, desde el Suroeste hacia el Noreste. Esta secuencia correspondería a una sedimentación fluvio-deltaica, en la parte media a baja de la llanura deltaica con intercalaciones de alguna sedimentación de canales y/o barras de marea (Ver Figura 2.6).

En la secuencia 70E las facies corresponden a varios cuerpos sedimentarios con una tendencia de afinamiento hacia arriba (*Fining up*), fueron interpretados como superposición de canales fluviales y de marea por presencia de estratificación bidireccional, estructura del tipo flaser y estructuras de escape. La tendencia de sedimentación va desde el Suroeste hacia el Noreste, con algunas ramificaciones

hacia el norte y el Este-Noreste. La zona de canales es más angosta que en las secuencias infrayacentes (70A y 70B). (Ver Figura 2.6).

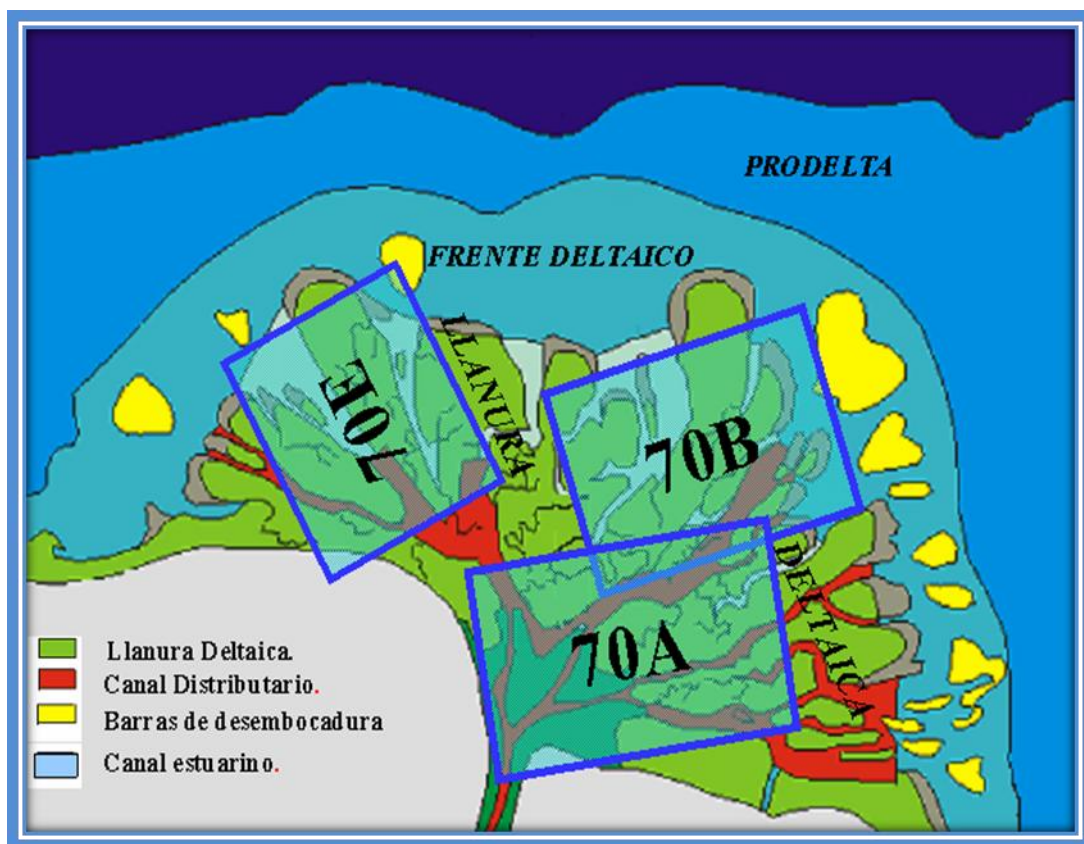


Figura 2.6. Modelo de sedimentación.^[1]

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se describirán un conjunto de conceptos que fueron necesarios y se utilizaron durante la elaboración del **TEG**, referentes al conocimiento en áreas específicas de la ingeniería de petróleo, relacionadas con la influencia de la excentricidad de los pozos horizontales sobre la producción del Campo Corocoro.

3.1. Yacimiento

Los yacimientos de petróleo pueden estudiarse desde dos puntos de vista: en forma microscópica o en forma macroscópica. Al estudiar bajo un microscopio un núcleo o una muestra de una roca de acumulación (roca reservorio) que contiene petróleo y gas, se observa que la roca reservorio está compuesta de un esqueleto mineral (rígido y friable) y de espacios intercomunicados. Estos espacios están entrelazados y pueden contener petróleo, agua o gas.

Por otra parte, si se considera un campo de petróleo en general, incluye tanto la extensión superficial de la zona productiva como la de la zona no productiva, el estudio será entonces en un aspecto macroscópico, o sea desde el puntos de vista de la forma geométrica de la configuración de la trampa^[2, 3]. En este TEG el estudio de los yacimientos se enfocó en el punto de vista microscópico por lo que una definición del mismo se muestra a continuación:

Un yacimiento es una formación del subsuelo, compuesta por una roca porosa y permeable que puede almacenar cantidades comerciales de petróleo y gas dentro de sus espacios porosos, en forma semejante como el agua empapa una esponja (Ver Figura 3.1)^[3, 4].

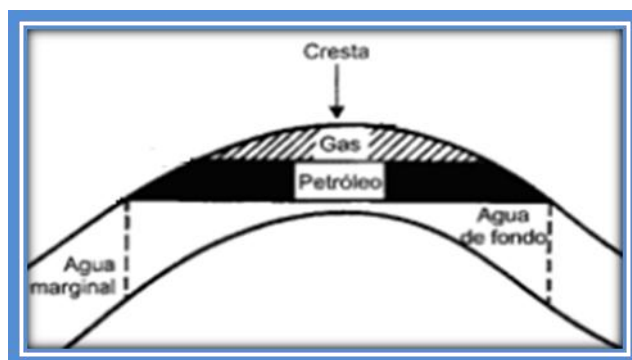


Figura 3.1. Yacimiento de hidrocarburo. ^[4]

3.2. Propiedades Físicas Del Medio Poroso

Al examinar muestras pequeñas de rocas de acumulación, se pueden observar ciertas variaciones en las propiedades físicas de la roca. Las tres (3) características de interés, consideradas en una roca porosa, son: porosidad, permeabilidad y saturación, estas características serán descritas a continuación ^[2, 3, 5]:

3.3.1. Porosidad ($\emptyset$)

Es la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca o, lo que es lo mismo, capacidad de almacenamiento de fluido que posee una roca. Los cálculos de porosidad pueden expresarse en porcentaje o en fracción decimal ^[4, 5, 6].

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

$\emptyset$: Porosidad de la muestra [%]

V_p : Volumen poroso [cm^3]

V_t : Volumen total [cm^3]

Existen dos (2) clases de porosidad: absoluta y efectiva. **La porosidad absoluta**, es el porcentaje de espacio poroso total con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros están interconectados entre sí, mientras que, **la porosidad efectiva**, es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca.

3.3.2. Permeabilidad

Es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir que los fluidos se muevan o se transmitan a través de sus poros interconectados. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados no puede existir permeabilidad. Este concepto se desarrolló a partir de los experimentos realizados por Henry Darcy, de allí que la permeabilidad se mide en Darcys; siendo esta unidad bastante alta para la mayoría de las rocas productoras, la permeabilidad generalmente se expresa en miliDarcys (1 Darcy = 1000 mD) y se determina con la siguiente ecuación ^[4, 5, 6]:

$$K = \frac{q_o \mu_o \Delta L}{A \Delta P} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

K: Permeabilidad [Darcys]

q_o : Tasa de flujo de petróleo [cm^3/seg]

A: Área de la sección transversal total [cm^2]

μ_o : Viscosidad del petróleo [centipoises]

$\Delta P/\Delta L$: Gradiente de presión [atm/cm]

La ecuación de Darcy es válida si ^[7]:

- ❖ El fluido es incompresible.
- ❖ El fluido es homogéneo y monofásico.

- ❖ El fluido no reacciona con el medio poroso.
- ❖ El flujo es viscoso.
- ❖ El flujo es lineal.
- ❖ El flujo es isotérmico.
- ❖ El flujo es horizontal.
- ❖ La viscosidad es independiente de la presión.
- ❖ El fluido satura 100% el medio poroso.

La permeabilidad puede dividirse en:

- ✓ **Permeabilidad Absoluta (K):** capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un fluido, es decir la saturación del medio poroso es 100% de un fluido (Ver Figura 3.2).

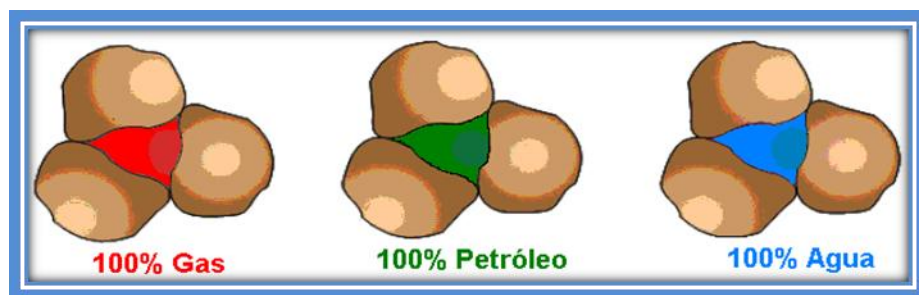


Figura 3.2. Permeabilidades absolutas. [3, 5, 7]

- ✓ **Permeabilidad Efectiva (Kx):** cuando más de un fluido se encuentra presente en el medio poroso. La saturación de este fluido es inferior al 100%.



Figura 3.3. Permeabilidad efectiva. [3, 5, 7]

- ✓ **Permeabilidad Relativa (Kr):** relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, la cual se calcula de la siguiente manera:

$$K = \frac{K_{\text{efectiva}}}{K_{\text{absoluta}}} \Rightarrow K_{rx} = \frac{K_x}{K}$$

(Ec. 3.3)

En el caso del flujo de las tres fases simultáneamente, la suma de las tres permeabilidades relativas (**kro + krg + krw**) es variable y siempre menor que la unidad.

3.3.3. Saturación

Es la fracción del volumen poroso de una roca ocupado por el fluido presente ^[4].

$$S_x = \frac{V_x}{V_t} \times 100$$

(Ec. 3.4)

Donde:

S_x : Saturación del fluido X [%]

V_x : Volumen que ocupa el fluido X en el medio poroso [cm^3]

V_t : Volumen poroso total de la roca [cm^3]

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 100%. Si consideramos un medio poroso saturado por petróleo, agua y gas, tenemos ^[5, 6]:

$$S_o + S_w + S_g = 100\% \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Donde:

S_o : Saturación de petróleo [%]

S_w : Saturación de agua [%]

S_g : Saturación de gas [%]

3.3. Pozos Horizontales

Son aquellos pozos perforados de manera direccional, paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento (Ver Figura 3.4). Una de sus características más importantes es que permite establecer una mayor área de exposición al flujo de la formación productora y a su vez generar un incremento en la productividad con respecto a los pozos perforados verticalmente ^[8].

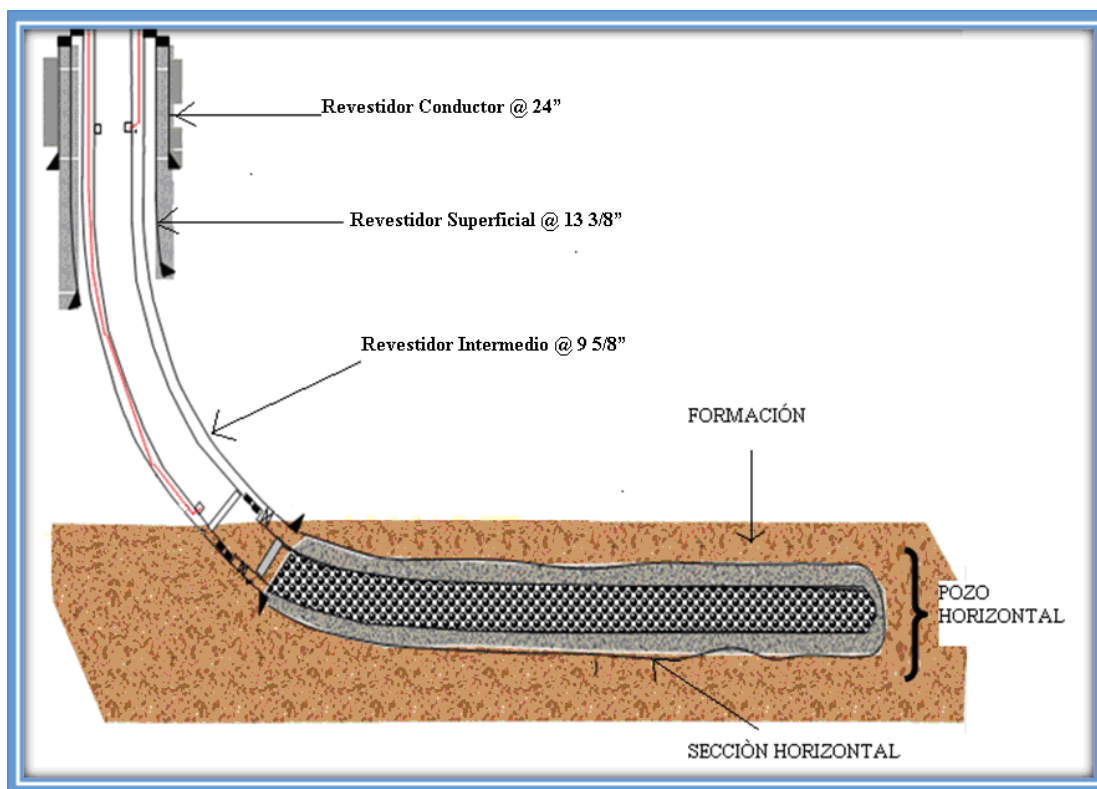


Figura 3.4. Representación gráfica de la perforación horizontal. ^[1]

En la Figura 3.5 se observa el área de drenaje. Para el caso de los pozos horizontales se produce aproximadamente un volumen de drenaje elipsoidal, cuyos focos se sitúan en los extremos de la sección horizontal y cuyos semiejes menor y mayor están dados por el espaciamiento lateral del pozo y la mitad de la longitud horizontal, mientras que la de un pozo vertical el área de drenaje es aproximadamente de forma cilíndrica con centro en el pozo y de radio r_{ev} ^[8].

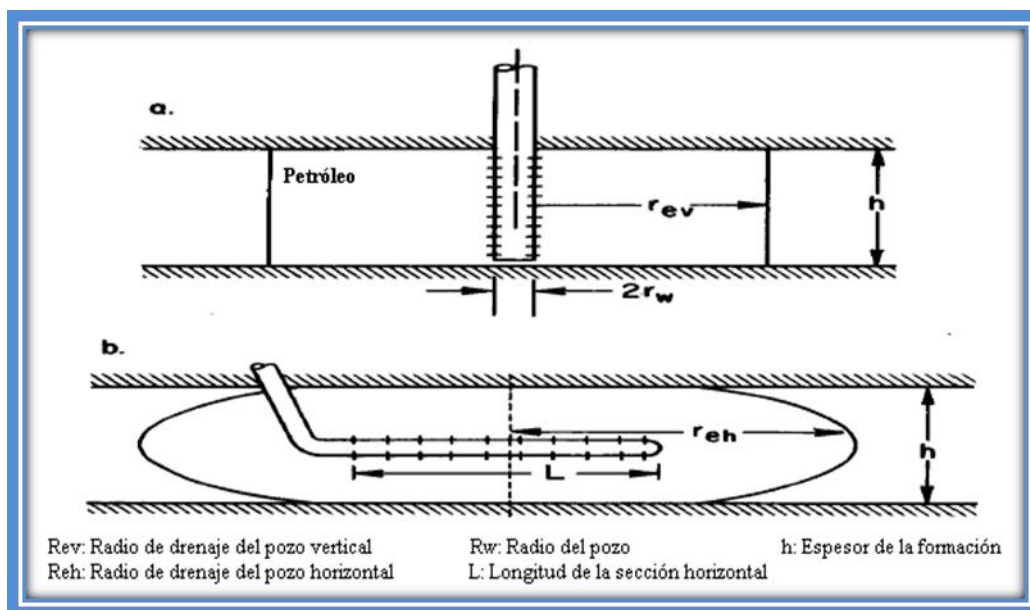


Figura 3.5. Representación gráfica del área de drenaje de un pozo vertical (a) y horizontal (b).^[8]

3.3.1. Aplicación de los Pozos Horizontales

Es fundamental resaltar que la aplicación de los pozos horizontales varía de acuerdo a las condiciones y tipo de yacimiento, una vez conocida dichas características es cuando se procede a emplear este tipo de perforación. A continuación se muestran las aplicaciones más frecuentes^[9, 10, 11]:

- ❖ Cuando se requiere drenar el yacimiento lo más rápido posible y obtener una recuperación rápida de las reservas.
- ❖ En yacimientos fracturados naturalmente, ya que ofrecen una gran posibilidad de intersectar, ya sea perpendicularmente o no las fracturas encontradas en la trayectoria de la sección de desvío, drenando el área en cuestión en forma selectiva.
- ❖ Reducir el número de pozos verticales requeridos para el desarrollo del campo.

- ❖ En yacimientos de espesor delgado, ya que un pozo horizontal se comporta como una fractura de conductividad infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal, evitando de este modo la perforación de varios pozos convencionales.
- ❖ En yacimientos que tienen problemas de conificación de agua. Con los pozos horizontales es posible reducir el flujo de agua y mejorar la producción, dado a que se puede colocar el pozo cerca del tope del yacimiento, lejos del contacto agua petróleo; además es posible capturar un mayor volumen de petróleo debido a la longitud del pozo.
- ❖ En producción de gas la perforación horizontal puede emplearse tanto en yacimientos que presenten baja como alta permeabilidad. En yacimientos de baja permeabilidad, los pozos horizontales pueden mejorar el área de drenaje por pozo y reducir el número de pozos para drenar el yacimiento. En yacimientos de alta permeabilidad en pozos verticales las velocidades del gas cerca del hoyo son altas, se puede utilizar pozos horizontales para reducir esta velocidad, en este caso también se utilizan para reducir la turbulencia en la cercanía del hoyo y mejorar el flujo del gas.
- ❖ Permiten el acceso a yacimientos difíciles de perforar por ubicarse cerca de algún tipo de instalación, edificación (parque, edificio), o donde el terreno por condiciones naturales (lagunas, ríos, montañas) hacen difícil su acceso.
- ❖ Recuperación mejorada de crudo, tales como: inyección de agua, fluidos miscibles y recuperación de petróleo por métodos térmicos, ya que los pozos horizontales además de ser productores también pueden ser empleados como pozos inyectoros para lograr un mayor desplazamiento de los fluidos hacia los pozos productores, así como también un incremento en la eficiencia de barrido, debido a que posee una mayor área de contacto con el yacimiento, y reducen el número de pozos requeridos para la inyección.

3.3.2. Factores a Considerar para Realizar una Perforación Horizontal

Existen muchas razones por la que se elige perforar un pozo horizontalmente ya que estos pueden proveer soluciones óptimas en situaciones específicas donde se necesite mejorar la producción ^[8, 11]. Estas razones se pueden separar en cuatro (4) grandes categorías:

- ❖ Drenaje del yacimiento.
- ❖ Retorno de inversión.
- ❖ Objetivos inaccesibles desde la superficie.
- ❖ Evitar la obstrucción en el hoyo.

3.3.3. Criterios de Selección de un Yacimiento para Perforar un Pozo Horizontal

Para perforar un pozo horizontal es necesario tomar en cuenta una serie de consideraciones para obtener un mejor rendimiento de los pozos y a su vez un éxito económico al aplicar esta técnica, las consideraciones previas son ^[8, 10, 12]:

- ❖ Reservas remanentes.
- ❖ Información de perforación de la zona.
- ❖ Propiedades definidas de los fluidos.
- ❖ Mecanismo de producción del yacimiento definido.
- ❖ Información geológica confiable.
- ❖ Esquema de completación.
- ❖ Tipo de completación.

3.3.4. Ventajas de los Pozos Horizontales

Al emplearse la perforación horizontal cabe destacar que con un cumplimiento adecuado de todas las condiciones de operación se pueden producir los siguientes beneficios ^[8, 10]:

- ❖ Incremento en el índice de productividad de 2 a 5 veces más que la de un pozo vertical.
- ❖ Incremento del área de drenaje.
- ❖ Recuperación rápida de las reservas.
- ❖ Mejor conocimiento de la heterogeneidad del yacimiento.
- ❖ Mayor eficiencia de barrido y exposición a la inyección por tener un área de contacto mayor.

3.3.5. Desventajas de los Pozos Horizontales

Los pozos horizontales también poseen una serie de desventajas entre las cuales las más destacadas se resumen a continuación ^[8, 10, 12]:

- ❖ El costo de un pozo horizontal es aproximadamente de 2 a 4 veces mayor que el pozo vertical. Debido a que se requiere mayor tiempo de perforación y por ende un incremento del riesgo de presentarse algún problema operacional.
- ❖ La corrida de registros presenta dificultad para corregir el rumbo de la perforación. No se pueden tomar los registros convencionales a menos que se utilice *coiled tubing* (tubería de acero continua).
- ❖ Las opciones de recompletación son limitadas. En los casos en que se deseen controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas/petróleo.
- ❖ Solo se puede drenar horizontalmente una zona a la vez. Sin embargo, se han utilizado pozos horizontales para drenar estratos múltiples con muchos problemas.

3.3.6. Técnicas de Perforación de un Pozo Horizontal

Las técnicas de perforación horizontal pueden clasificarse en cuatro (4) tipos de acuerdo al radio de curvatura que a la vez, depende de la tasa de incremento del ángulo de desviación y del desplazamiento horizontal (Ver Figura 3.6) [8, 10, 11, 12].

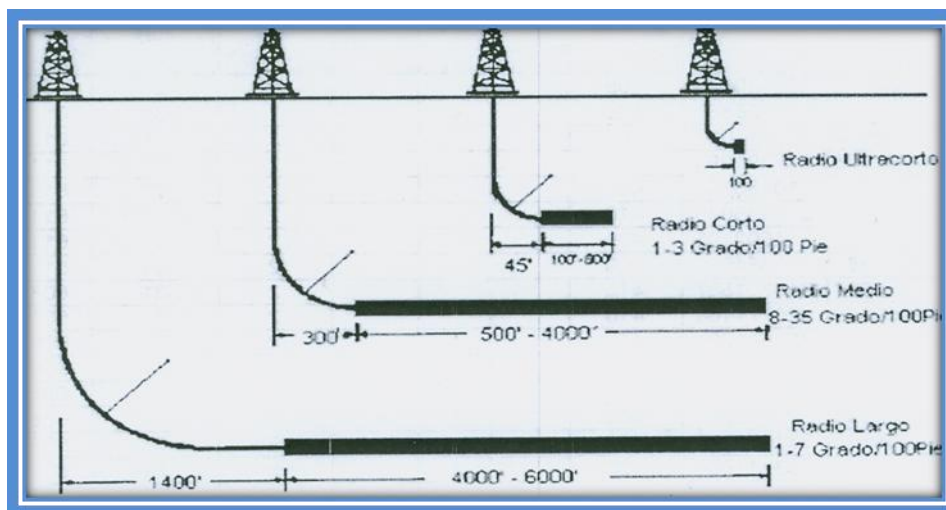


Figura 3.6. Técnicas de perforación horizontal. [12]

- ✓ **Pozos de Radio Ultra Corto:** con esta técnica los pozos pueden alcanzar radios de curvatura de 1 a 2 pies, ángulos de desviación entre 45 a 60 grados por pies y desplazamientos horizontales comprendidos entre 100 a 200 pies de longitud. Actualmente su uso es muy esporádico. Esta técnica es muy apropiada en la aplicación de inyección de agua en formaciones blandas y poco consolidadas.
- ✓ **Pozos de Radio Corto:** el radio de curvatura que los pozos pueden alcanzar con esta técnica es de 20 a 40 pies, con variaciones en el ángulo de desviación de 2 a 5 grados por pies, con una sección horizontal de 100 a 800 pies de longitud.

- ✓ **Pozos de Radio Medio:** los pozos pueden presentar un radio de curvatura entre 300 a 800 pies, con variaciones en el ángulo de desviación de 6 a 20 grados por cada 100 pies y una sección horizontal entre los 1.000 y 4.000 pies. Esta técnica es la más usada gracias al radio de curvatura empleado que permite la utilización de casi todas las herramientas de perforación direccional. La curvatura tiene la función de proteger la ubicación del hoyo cuando se tienen formaciones con fallamientos y estratos muy pronunciados.
- ✓ **Pozos de Radio Largo:** el radio de curvatura varía de 1000 a 3000 pies y el ángulo de desviación de 2 a 6 grados por cada 100 pies. La sección horizontal varía de 1000 a 6000 pies de longitud. Esta técnica utiliza una combinación de perforación rotatoria y motores de fondo para perforar estos pozos.

3.3.7. Técnicas de Completación de Pozos Horizontales

La técnica de completación horizontal es una operación crítica que depende de la complejidad de desviación del pozo, de la formación, del tipo de pozo y del tipo de completación seleccionada. De acuerdo a estas consideraciones la técnica que se le aplique a un pozo puede tener una influencia significativa en el rendimiento del mismo. Por ello, a nivel mundial se han establecido cuatro (4) técnicas de completación para este tipo de pozos definidas como hoyo desnudo, forro ranurado, forro con aislantes parciales y forro cementado y perforado ^[8, 10, 11, 13].

- ✓ **Hoyo desnudo:** es el tipo de completación caracterizada por su simplicidad y bajo costo, pero está limitada a la dureza de la roca de formación. Aplicando esta completación se puede llevar un control efectivo de la producción e inyección a lo largo de la sección horizontal, pero no tiene ningún tipo de tubería que mantenga la integridad de las paredes del hoyo (Ver Figura 3.7), presentándose además alguna dificultad al momento de estimular el pozo, ya que no existe selectividad. Por lo que se recomienda su aplicación en

formaciones estables y competentes. También es apropiada para carbonatos y zonas de calizas fracturadas. Así mismo, en formaciones altamente permeables y donde la conificación de agua y gas no se hagan presentes. La producción esperada en hoyo desnudo es tres (3) veces más alta que alguna otra opción de completación.

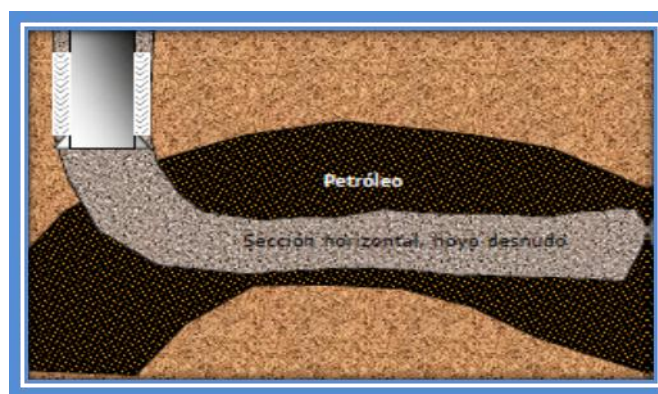


Figura 3.7. Representación gráfica de un hoyo abierto. ^[11]

- ✓ **Forro no Cementado en Hoyo Desnudo:** el propósito principal por la que se inserta un forro ranurado es para evitar un colapso de las paredes del hoyo. Adicionalmente está diseñado de tal forma que permite el paso de herramientas usadas dentro de las secciones horizontales como la tubería flexible o continua (*Coiled Tubing*). De este forro se tienen al menos tres (3) tipos de tubería frecuentemente usadas:
 - **Forro cañoneado:** el cual consta de hoyos perforados en el acero.
 - **Forro ranurado:** las ranuras a lo largo del forro son de varias longitudes y espaciamiento. Estos se utilizan mucho en formaciones con problemas de 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 3.8).
 - **Forro preempacado:** proveen un control de arena, dependiendo si se selecciona correctamente el ancho de la ranura para un diámetro de hoyo dado

y se efectúa un análisis granulométrico de la arena de formación. Este es considerado el mejor forro disponible para completaciones de secciones horizontales en cualquier tipo de formaciones pero es el más costoso.

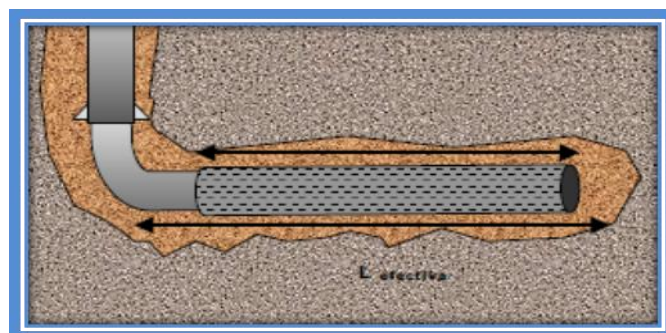


Figura 3.8. Representación gráfica de un hoyo con un forro ranurado. ^[11]

- ✓ **Forro con aislantes parciales:** en los últimos años se ha probado la aplicación de las empacaduras de revestidores externas. Las cuales se instalan por fuera del forro ranurado, con la finalidad de dividir la sección horizontal en pequeñas partes. Este método provee un aislamiento parcial de una zona que requiera de una estimulación individual a lo largo de la trayectoria del pozo, pero a pesar de esa ventaja son muy complicadas de instalar (Ver Figura 3.9).

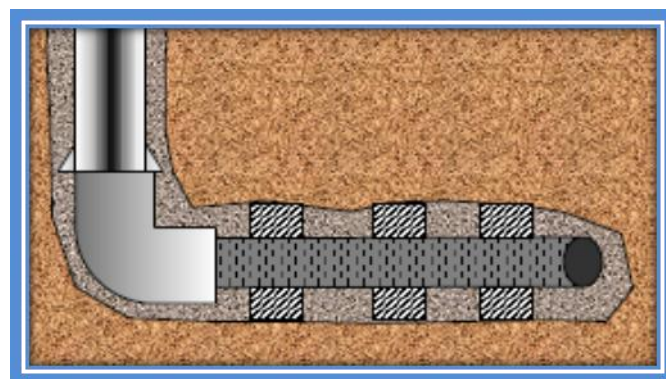


Figura 3.9. Representación gráfica de un forro ranurado no cementado con aislamiento parcial por empacaduras. ^[11]

- ✓ **Forro cementado y perforado:** desde el punto de vista operativo, esta completación es muy costosa y muy complicada. Pero ofrece una buena integridad del pozo y prolonga la vida del mismo al evitar el colapso del hoyo. También facilita los trabajos de reparación, requerimientos de estimulación y limpieza. Con esta técnica es posible cementar y perforar pozos de radio medio y largo, pero no es factible en pozos de radio corto ya que por lógica y según experiencias de campo no es económico. Debido a que el cemento usado en la completación de un pozo horizontal requiere estar libre de un porcentaje de agua específico, ya que en estos pozos la gravedad causa gran efecto al segregar el agua libre hacia el tope y el cemento hacia el fondo, siendo esto un indicio de un mal trabajo de cementación (Ver Figura 3.10)

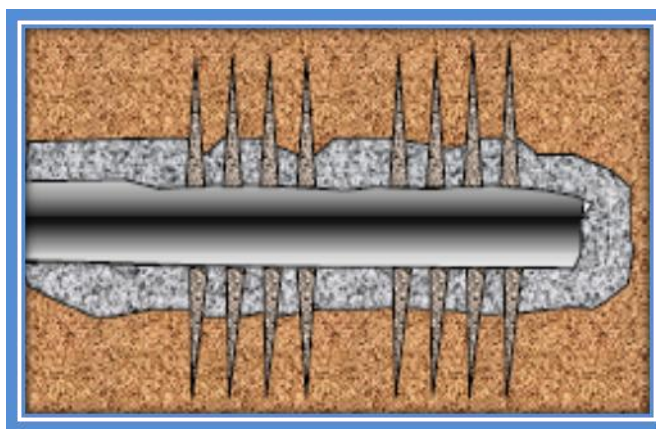


Figura 3.10. Representación gráfica de un hoyo con forro cementado y cañoneado. ^[11]

3.3.8. Regímenes de flujo que presentan los pozos horizontales

En un pozo horizontal los regímenes de flujo 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 ^[8, 10, 12].

- ✓ **Régimen radial temprano:** en la parte inicial, mientras el pozo produce se desarrolla un régimen de flujo radial dado a que el transiente de presión se moverá en el plano vertical perpendicular al pozo, como se observa en la Figura 3.11, este régimen es muy similar al de un pozo vertical de conductividad infinita, su duración es muy corta a menos que el espesor del yacimiento sea muy grande o la permeabilidad vertical sea muy baja.

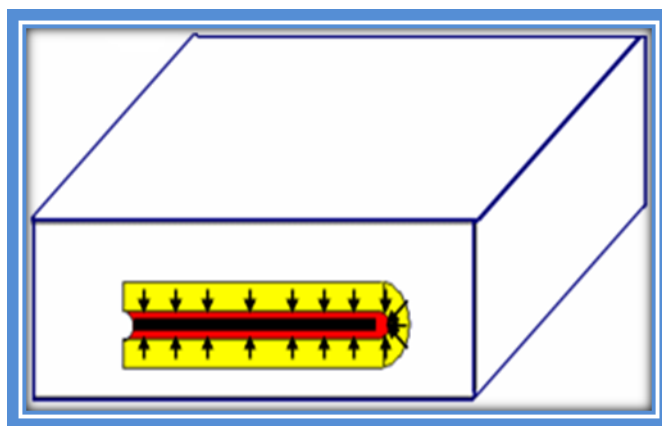


Figura 3.11. Representación gráfica de un régimen de flujo radial temprano. ^[10]

- ✓ **Régimen lineal temprano:** si el pozo horizontal es lo suficientemente largo comparado con el espesor del yacimiento se puede presentar un régimen de flujo lineal una vez que el transiente de presión (Δp) haya alcanzado los límites superiores e inferiores del pozo. Si la longitud horizontal del pozo no es mucho mayor que el espesor del yacimiento este régimen no se desarrollará (Figura 3.12).

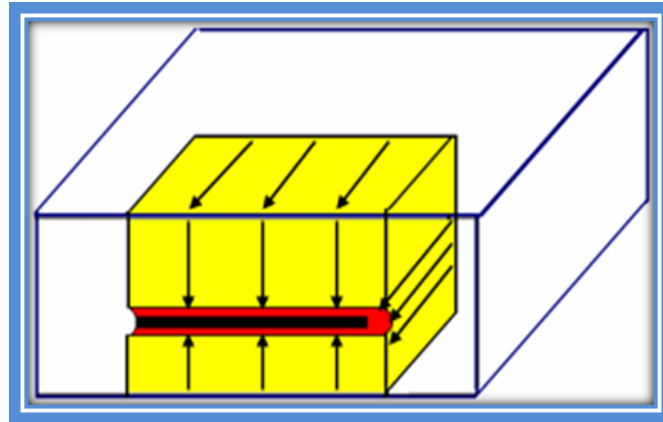


Figura 3.12. Representación gráfica de un régimen lineal temprano. ^[10]

- ✓ **Régimen radial tardío:** este periodo se presenta si no hay una fuente de presión constante, como un acuífero y los límites para el flujo horizontal están a una distancia razonable, el flujo hacia el pozo se comporta en forma radial después de un tiempo suficientemente largo (Figura 3.13).

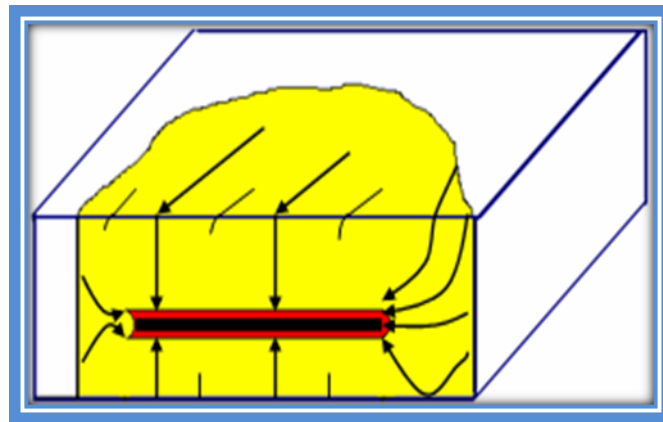


Figura 3.13. Representación gráfica de un régimen radial tardío. ^[10]

- ✓ **Régimen lineal tardío:** si se tiene un yacimiento semi-infinito, una vez que los límites paralelos al pozo son alcanzados se desarrollará un flujo lineal (Figura 3.14).

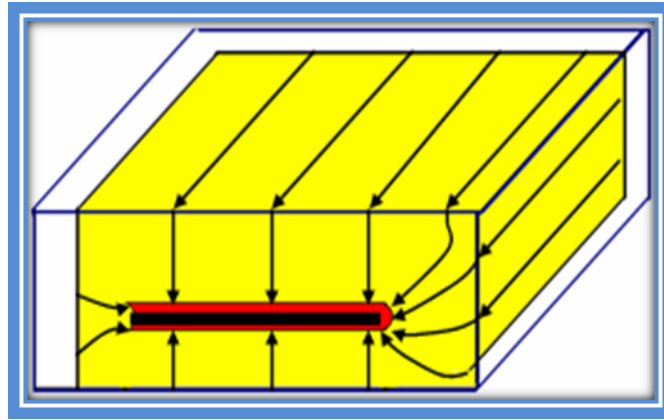


Figura 3.14. Representación gráfica de un régimen lineal tardío. ^[10]

3.4. Índice de Productividad (J o IP)

El índice de productividad desde el punto de vista de producción se define como el cociente entre la tasa de producción de petróleo y la caída de presión existente en el área de drenaje del pozo. Se expresa en barriles fiscales producidos diariamente por cada libra por pulgada cuadrada de diferencial de presión (Bpd/Lppc), y es el indicador numérico de la calidad del pozo como productor. El **IP** de un pozo vertical para un estado estable, es decir asumiendo que la presión en los límites del yacimiento es constante, puede calcularse de la siguiente manera ^[8]:

$$IP = \frac{q_o}{P_e - P_{wf}} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

El índice de productividad en términos radiales, aplicando la ley de Darcy en la Ecuación 3.6 puede reescribirse de la siguiente manera:

$$IP = \frac{q_o}{\Delta p} = \frac{0,007078 K_o h / (\mu_o B_o)}{\ln(r_e / r_w)} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

q_o : Tasa de petróleo [BNP/D]	r_e : Radio de drenaje [ft]
K_o : Permeabilidad de petróleo [md]	r_w : Radio del pozo [ft]
h : Espesor del yacimiento [ft]	B_o : Factor volumétrico de formación del petróleo [BY/BNP]
μ_o : Viscosidad de petróleo [cp]	
Δp : Caída de presión [psi]	

Joshi introdujo una expresión del **IP** que mejor describe el flujo de fluidos del yacimiento en la sección horizontal del pozo, basándose en la Ecuación 3.7 se tiene ^[8, 12]:

$$IP = \frac{0,007078K_h h/(\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (\beta h/L) \ln \left[\frac{(\beta h/2)^2 + \beta^2 \delta^2}{(\beta h r_w/2)} \right]}$$

(Ec.3.8)

Donde:

K_h : Permeabilidad de petróleo [md]	δ : Excentricidad del pozo horizontal [pies]
μ_o : Viscosidad de petróleo [cp]	a : Eje mayor de la elipse del área de drenaje de un pozo horizontal [pies]
h : Espesor del yacimiento [pies]	β : Medida de la anisotropía del yacimiento [adim]
r_w : Radio del pozo [pies]	
L : Longitud horizontal del pozo [pies]	
B_o : Factor volumétrico de formación del petróleo [BY/BNP]	

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

$$a = (L/2) \left(0,5 + \sqrt{0,25 + (2 \cdot r_{eh}/L)^4} \right)^{0,5}$$

(Ec. 3.9)

Donde:

r_{eh} : Radio de drenaje de un pozo horizontal [pies].

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

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{A_{dh}}{\pi}}$$

(Ec. 3.10)

Donde:

A_{dh} : Área drenada por el pozo horizontal [pies²].

Viene dada por:

$$A_{dh} = \frac{A_{d1} + A_{d2}}{2}$$

(Ec. 3.11)

Donde:

A_1 : Área de drenaje cilíndrica [pies²].

A_2 : Área de drenaje elíptica [pies²].

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 3.15 a), en el segundo método el área viene dada por una elipse (Figura 3.15 b), resultando un área promedio (Figura 3.15 c) como se muestra a continuación:

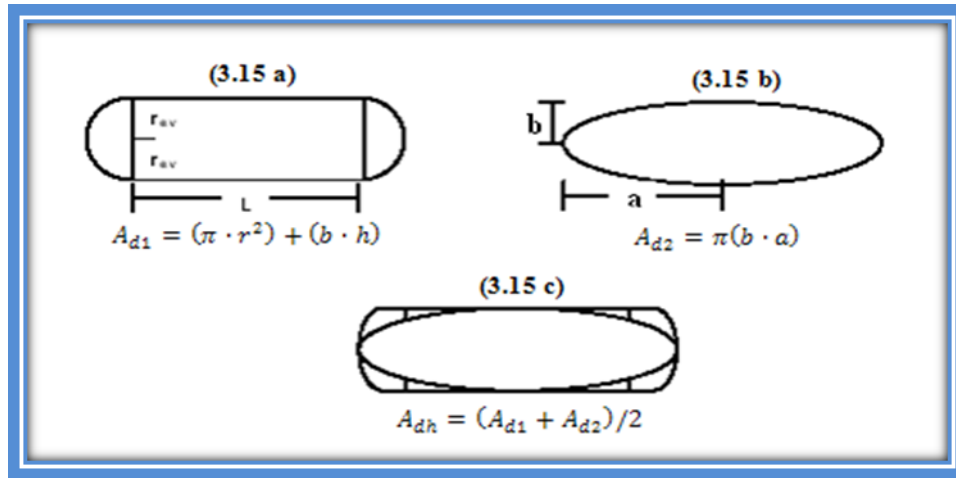


Figura 3.15. Área de drenaje de un pozo horizontal.

Entonces de la Figura 3.15 se tiene:

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

(Ec. 3.12)

y

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

(Ec. 3.13)

Sustituyendo la Ec. (3.12) y (3.13) en la Ec. (3.11) se tiene:

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

(Ec. 3.14)

β es una medida de la anisotropía del yacimiento y se determina por la siguiente ecuación:

$$\beta = \sqrt{K_h/K_v} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

Donde:

K_v = Permeabilidad vertical [mD]

K_h = Permeabilidad horizontal [mD]

El **IP** se ve afectado considerablemente por el espesor neto petrolífero del yacimiento de modo que las productividades máximas se alcanzan con longitudes **L** muy superiores al espesor **h**.

En un pozo horizontal el **IP** es de 2 a 8 veces mayor que el de un pozo vertical en un mismo yacimiento, dada la mayor exposición con la zona productora y la menor caída de presión que se genera para una producción equivalente. Así mismo, el **IP** en estos pozos es función directa de su longitud efectiva, siendo directamente proporcional al incremento de dicha longitud tal como lo demuestran las estadísticas a nivel mundial sobre la materia ^[8, 12].

3.5. Influencia de la Excentricidad del Pozo

La excentricidad del pozo horizontal es definida como la tolerancia en un plano vertical, así que, antes de perforar un pozo horizontal es esencial decidir sobre los límites de tolerancia para la elevación del pozo. En otras palabras, se tiene que decidir que tanta desviación de la elevación vertical es tolerable.

Para tolerancias pequeñas (± 5 pies) se requieren varias mediciones y varios registros mientras se va perforando el pozo horizontal. El tiempo de perforación es proporcional al número de registros direccionales requeridos.

En la técnica de perforación de radio corto, los registros se pueden extraer del hoyo con un ensamblaje de perforación e insertar una tubería de perforación especial para registros direccionales. Después de correr el registro, se deben extraer las tuberías de perforación especial y reinsertar las tuberías de perforación para continuar la perforación. En resumen en la técnica de radio corto, la toma de registros puede involucrar muchos viajes y puede ser muy costoso.

Para un pozo de radio medio, las herramientas MWD (*Measurement While Drilling*) son empleadas para un control direccional. Estas herramientas trabajan enviando información en tiempo real de ubicación de la perforación mediante pulsos de lodo, que no son más que variaciones en las presiones generadas por el modulador de la herramienta.

Es importante destacar que las herramientas MWD para registros direccionales están ubicadas de 50 a 90 pies detrás de la mecha. Entonces, la ubicación exacta de la mecha puede no ser siempre conocida. Esto conlleva a ligeras inexactitudes en la perforación por lo que resulta necesario estimar los límites de tolerancia en planes de perforación.

El tipo de yacimiento determina la tolerancia en la profundidad de perforación así como se indica a continuación:

1. **Yacimientos con tope y fondo impermeable:** en este caso, no hay presencia de agua en el fondo ni de gas en el tope. Idealmente se debe perforar el pozo en el centro de la profundidad del yacimiento. Si no es así se espera una pérdida en la producción estimada. La pérdida en productividad es mínima para pozos largos, esto es porque un pozo vertical perforado en un yacimiento delgado actúa como una fractura en la longitud total del yacimiento. En cambio, un pozo horizontal, actúa como un conducto de flujo y puede ubicarse donde sea en este

plano vertical, con una pérdida mínima de productividad sin importar la ubicación del pozo.

2. **Yacimientos con conificación de agua y/o gas:** en estos yacimientos, la ubicación del pozo en el plano vertical es muy importante. Una ubicación del pozo en el plano vertical, especialmente para un pozo largo, no causaría un cambio significativo en la productividad del pozo. Sin embargo, la ubicación del pozo en el plano vertical determinará el tiempo de irrupción de gas, agua o ambos y los cambios subsecuentes en la relación gas-petróleo (RGP) y relación agua-petróleo (RAP). Así pues, la ubicación del pozo en el plano vertical afectará las reservas de un pozo. De acuerdo a estudios anteriormente realizados revelan que los pozos horizontales han tenido más éxito al reducir la conificación de agua que la conificación de gas. Inclusive para conificación de agua, los éxitos son para espesores de la zona de petróleo mayores a 20 - 30 pies. En el caso de conificación de gas, aun cuando la arena neta petrolífera está por encima de un espesor de 50 pies, resulta difícil minimizar la conificación de gas, a pesar de que algunos pozos fueron perforados en el fondo de la zona de petróleo.

Las definiciones anteriores, demuestra la importancia de los límites de tolerancia sobre el desempeño del pozo. A continuación se presentan ecuaciones de estado continuo que contribuirán en la estimación de la influencia de la excentricidad sobre la productividad de un pozo horizontal ^[14 – 23].

Se puede observar en la Figura 3.16 un diagrama esquemático de un pozo horizontal no-centralizado en un plano vertical. En la figura δ representa la excentricidad del pozo.

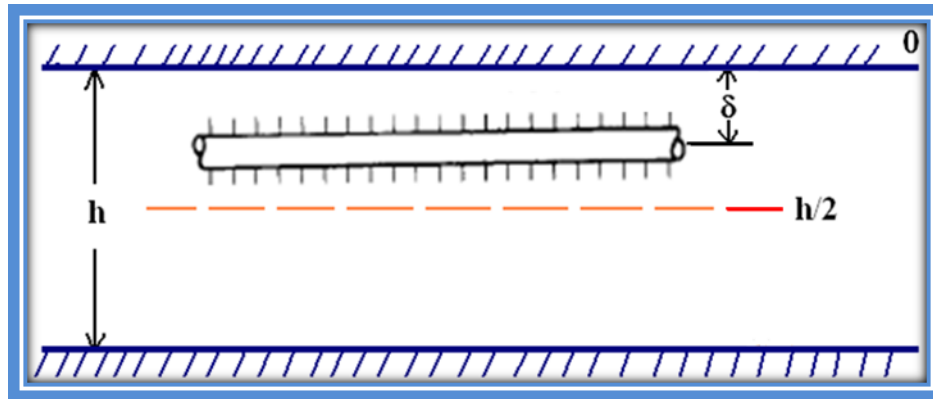


Figura 3.16. Vista esquemática de un pozo horizontal no-centralizado. ^[8]

La influencia de la excentricidad sobre la tasa de producción de un pozo es calculada usando la Ecuación 3.16. Para utilizar ésta ecuación debe cumplirse que:

- $L > \beta h$
- $\delta < h/2$
- $L < 1,8r_{eh}$

$$q_h = \frac{0,007078K_h h \Delta p / (\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (\beta h/L) \ln \left[\frac{(\beta h/2)^2 - \beta^2 \delta^2}{(\beta h r_w/2)} \right]}$$

(Ec. 3.16)

Donde:

q_h : Tasa de petróleo [BNP/D]

Δp : Caída de presión [lpc]

μ_o : Viscosidad de petróleo [cp]

r_w : Radio del pozo [pies]

δ : Excentricidad del pozo horizontal [pies]

h : Espesor del yacimiento [pies]

K_h : Permeabilidad horizontal [mD]

L : Longitud horizontal del pozo [pies]

B_o : Factor volumétrico de formación de petróleo [BY/BNP]

a : Eje mayor de la elipse [pies]

La influencia de la excentricidad para un pozo horizontal también se puede expresar en términos de los factores pseudo-daño. Al comparar la respuesta de presión en el tiempo tardío de los pozos horizontales con las de una penetración completa de una fractura vertical ^[15], calcularon los factores pseudo-daño para pozos horizontales en un yacimiento infinito. Sus ecuaciones proporciona factores de pseudo-daño en términos de longitud adimensional, L_D , radio adimensional, r_{wD} , y altura adimensional, Z_{wD} , que se definen a continuación:

$$L_D = (L/(2h))\sqrt{K_v/K_h} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

Donde:

L_D : Longitud del pozo [adimensional]

L : Longitud del pozo horizontal [pies]

h : Espesor del yacimiento [pies]

K_v : Permeabilidad vertical [mD]

K_h : Permeabilidad horizontal [mD]

$$r_{wD} = r_w/(L/2) \quad (\text{Ec. 3.18})$$

Donde:

r_{wD} : Radio del pozo [adimensional]

r_w : Radio del pozo [pies]

L : Longitud del pozo horizontal [pies]

$$Z_{wD} = Z_w/h \quad (\text{Ec. 3.19})$$

Donde:

Z_{wD} : Altura desde el centro del pozo a la cara inferior o superior del mismo [adimensional]

Z_w : Altura desde el centro del pozo a la cara inferior o superior del mismo [pies]

h : Espesor del yacimiento [pies]

$$\log S' = A' - B' \cdot \log(L_D) + C' \cdot (\log L_D)^2 \quad (\text{Ec. 3.20})$$

Donde:

S' : Factor pseudo daño que indica la desviación de un pozo horizontal de una fractura de conductividad infinita.

L_D : Longitud del pozo [adimensional]

A' , B' , C' : Constantes de correlación

Las constantes A' , B' y C' pueden determinarse de dos (2) maneras:

- 1) **Para $0.1 \leq L_D \leq 100$ y $0.0625 \leq Z_{wD} \leq 0.5$.** Las constantes A' , B' y C' están dadas como:

$$A' = A_1 + A_2 \cdot \log(r_{wD}) + A_3 \cdot (\log r_{wD})^2 \quad (\text{Ec. 3.21})$$

$$B' = B_1 + B_2 \cdot \log(r_{wD}) + B_3 \cdot (\log r_{wD})^2 \quad (\text{Ec. 3.22})$$

$$C' = C_1 + C_2 \cdot \log(r_{wD}) + C_3 \cdot (\log r_{wD})^2 \quad (\text{Ec. 3.23})$$

- 2) Para $10^{-4} \leq r_{wD} \leq 10^{-2}$. Las constantes de correlación se muestran en la Tabla 3.1. En el caso de obtener $Z_{wD} > 0.5$, reemplace Z_{wD} por $1 - Z_{wD}$ en todos los cálculos.

Tabla 3.1. Constantes para estimar el factor pseudo-daño ^[15]

Constantes para estimar el Factor Pseudo-Daño				
Localización del pozo $\left(Z_{wD} = \frac{z_w}{h}\right) \Rightarrow$	0.5	0.25	0.125	0.0625
Constantes				
A_1	-0.8761	-0.5475	0.02620	0.1027
A_2	-0.6829	-0.4778	-0.1599	-0.1369
A_3	-0.08058	-0.04881	-0.003549	-0.0007541
B_1	2.8521	2.4183	2.1247	1.8377
B_2	0.9297	0.6929	0.5502	0.4048
B_3	0.1243	0.09135	0.07284	0.05342
C_1	-1.1258	-1.1817	-1.7673	-1.4129
C_2	-0.4764	-0.5726	-0.9499	-0.7704
C_3	-0.05145	-0.07205	-0.1296	-0.1067

Por definición el daño de un pozo horizontal se calcula con la siguiente ecuación:

$$S_h = S' - \ln(0.25L/r_w) \quad (\text{Ec. 3.24})$$

Por lo tanto, para valores pequeños del factor S' el comportamiento de un pozo horizontal se acerca al de una fractura de conductividad infinita. La Figura 3.17 muestra la variación del factor pseudo-daño para diversos valores de Z_{wD} (Como se indicó anteriormente, para $Z_{wD} > 0.5$, reemplace Z_{wD} por $(1 - Z_{wD})$, también se observa en la Figura 3.17 que los factores S' son despreciables para grandes o altos valores de L_D , es decir, para $L \gg 2h$ (si $kv/kh = 1$).

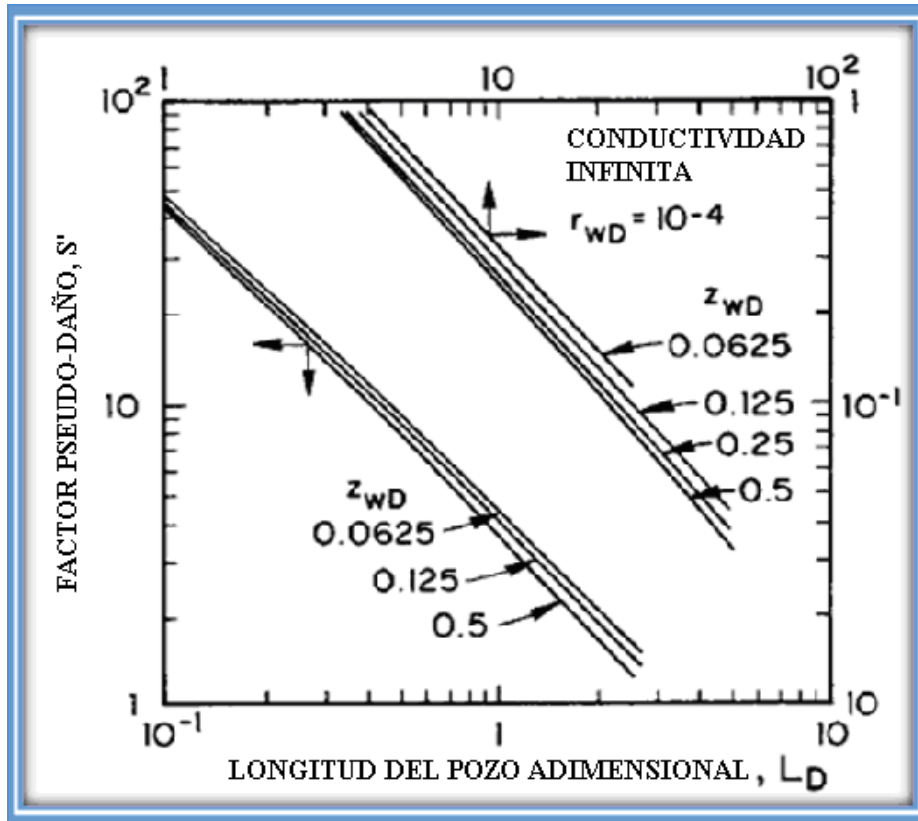


Figura 3.17. Influencia de la excentricidad de un pozo horizontal sobre el factor pseudo-daño. ^[15]

3.6. Yacimientos Con Una Capa De Gas En El Tope

Para este tipo de yacimientos, la ecuación de estado continuo para un pozo influenciado por un límite de presión constante se puede escribir en términos de índice de productividad, J [Bpd/Lppc] y se calcula como se indica a continuación ^[15]:

$$IP = \frac{q_o}{\bar{P} - P_{wf}} \quad (\text{Ec. 3.25})$$

Donde:

$$\begin{aligned} \bar{P} - P_{wf} = \frac{162,2q_o B_o \mu_o}{\sqrt{(K_h K_v)(L/2)}} \left[\log \left\{ \frac{8h\beta}{\pi r_w (1 + \beta)} \cot(\pi Z_w / (2h)) \right\} \right] \\ + 0.4343 \left\{ s_m - \frac{(h - Z_w)\beta}{L/2} \right\} \end{aligned}$$

(Ec. 3.26)

Donde:

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

(Ec. 3.27)

De las ecuaciones anteriores se debe conocer que:

q_o : Tasa de petróleo [BNP/D]

μ_o : Viscosidad de petróleo [cp]

$\bar{P}$: Presión promedio del yacimiento [lpc]

L : Longitud del pozo horizontal [pies]

P_{wf} : Presión de fondo fluyente [lpc]

K_v : Permeabilidad vertical [mD]

B_o : Factor volumétrico de formación de petróleo [BY/BNP]

K_h : Permeabilidad horizontal [mD]

Z_w es la distancia desde el centro de un pozo horizontal al límite inferior del pozo

(Ver Figura 3.18). La Ecuación 3.26 es valida solo cuando $\sqrt{(K_h / K_v)}(2h / (L)) < 5$,

y es importante tener en cuenta en esta ecuación que la capa de gas está representada como una condición de límite de presión constante. Adicionalmente, el límite inferior se supone que es impermeable, es decir, no hay el flujo.

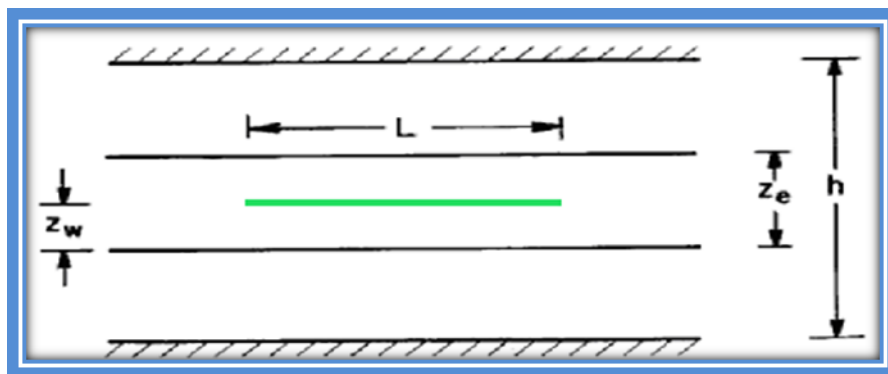


Figura 3.18. Representación matemática de múltiples pozos de drenaje. ^[21]

S_m es un factor de daño mecánico que puede ser evaluado a partir de una prueba de presión transiente o mediante la siguiente ecuación:

$$s_m = \frac{\sqrt{(K_h K_v)} \left(\frac{L}{2} \right)}{374,4 q_o B_o \mu_o} (P_i - P_{wfss}) - 2.303 \log \left[\frac{8h\beta}{\pi r_w (1 + \beta)} \cot \left(\frac{\pi Z_w}{(2h)} \right) \right] + \frac{(h - Z_w)\beta}{L/2}$$

(Ec. 2.28)

Donde:

K_v : Permeabilidad vertical [mD]

K_h : Permeabilidad horizontal [mD]

L : Longitud del pozo horizontal [pies]

B_o : Factor volumétrico de formación de petróleo [BY/BNP]

μ_o : Viscosidad de petróleo [cp]

q_o : Tasa de petróleo [BNP/D]

P_i : Presión inicial del yacimiento [lpc]

P_{wfss} : Presión de fondo fluyente con el subíndice SS denota el estado estable [lpc]

Z_w : Altura desde el centro del pozo a la cara inferior o superior del mismo [pies]

h : Espesor del yacimiento [pies]

3.7. Perforación de Varios Pozos

En la práctica, se pueden perforar varios pozos horizontales (como los radios de una rueda) de una ubicación única. Cuando los pozos horizontales se originan de un mismo punto, se puede utilizar la siguiente ecuación para calcular la producción total de petróleo ^[18]:

$$q_h = \frac{0.007078 K_h h \Delta p / (\mu_o B_o)}{\ln[Fr_e/L] + (h/nL) \ln[h/(2\pi r_w)]} \quad (\text{Ec. 3.29})$$

Donde:

K_h = Permeabilidad horizontal [mD]

h : Espesor del yacimiento [pies]

Δp : Caída de presión [lpc]

μ_o : Viscosidad de petróleo [cp]

B_o : Factor volumétrico de formación de petróleo [BY/BNP]

F = Constante = 4, 2, 1.86, y 1.78 para $n = 1, 2, 3$, y 4, respectivamente.

r_e = Radio de drenaje [pies]

L : Longitud del pozo horizontal [pies]

n representa el número de radios

r_w : Radio del pozo [pies]

Es evidente de la Ecuación 3.29 y la Figura 3.19 que a medida que el número de pozos aumenta, la productividad incremental obtenida por cada pozo adicional declina rápidamente. En las operaciones reales de perforación, todos los pozos horizontales no se originan de un solo punto como se supone en el análisis anterior.

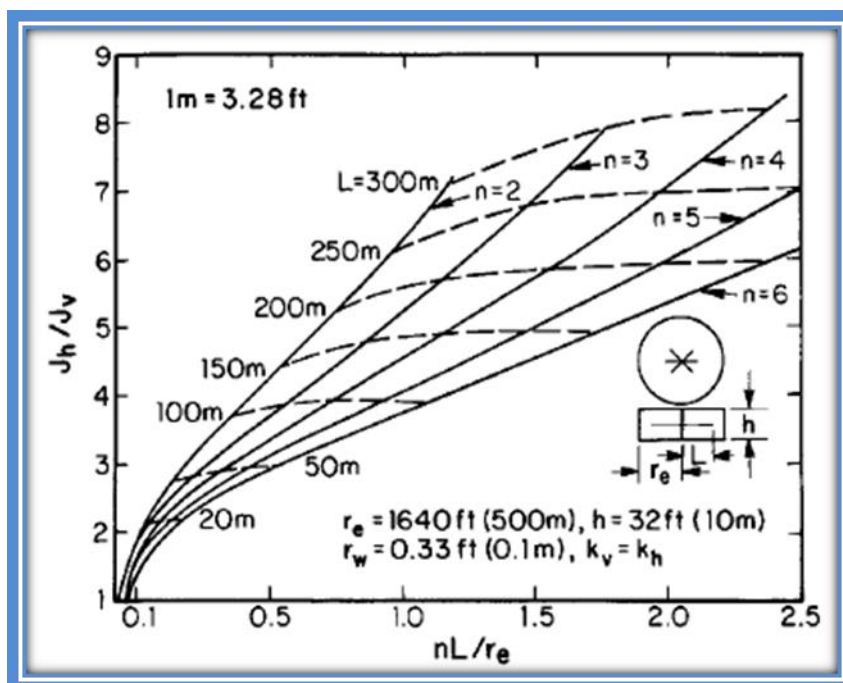


Figura 3.19. Tasa de productividad con múltiples pozos de drenaje. ^[18, 20]

Dependiendo del método de perforación empleado y el radio de curvatura, habrá cierta distancia entre el punto de arranque (KOP) y el punto en el cual el pozo entra en el yacimiento. Esta distancia dará un efecto de interferencia menor que la indicada por la Ecuación 3.29. Un pozo de mayor longitud probablemente dará un recobro óptimo total, tomando en cuenta el recobro incremental obtenido de cada pozo adicional. Sin embargo, si no se puede perforar un solo pozo horizontal de mayor longitud desde un punto determinado, la siguiente mejor opción a considerar consiste en perforar dos pozos diametralmente opuestos.

El patrón que se muestra en la Figura 3.20 con múltiples pozos a una profundidad dada es muy adecuado para un pozo de inyección en una aplicación de EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Un área superficial extensa proporcionada por múltiples puntos de drenaje facilitará altas tasas de inyección.

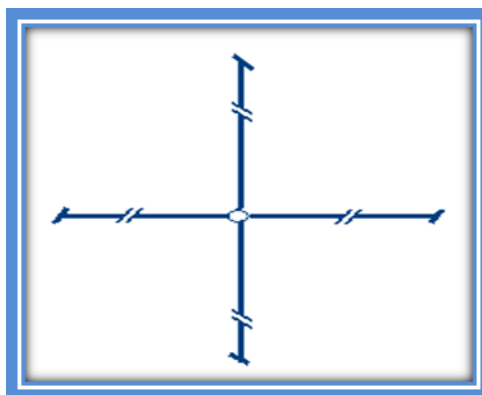


Figura 3.20. Representación gráfica de múltiples puntos de drenaje a la misma profundidad. ^[8]

Para muchos proyectos de EOR, el éxito económico es posible si las altas tasas de inyección son mantenidas. (Adicionalmente, en muchos proyectos de EOR, como aquellos que involucran estimulación con vapor, el drenaje por gravedad puede jugar un papel importante. ^[19]) Sin embargo, muchos organismos reguladores estatales exigen a los operadores inyectar fluidos debajo de la presión de fractura de la formación. (Esto es para evitar la fractura de un pozo, especialmente cuando un acuífero de agua potable se encuentra cerca de la formación de hidrocarburos, mediante la inyección sobre la presión de fractura, es posible crear una fractura que puedan intersectar los acuíferos de agua potable). Desde un punto de vista de producción, es imprescindible mantener altas tasas de inyección. Un pozo horizontal, sobre todo con muchos laterales, ofrecen una opción donde podemos inyectar fluidos en la formación a tasas altas sin fracturar las formaciones. Entonces, desde el punto de vista regulatorio, los pozos horizontales tienen ventajas considerables sobre los pozos verticales convencionales de inyección.

3.8. Pozos Horizontales a Diferentes Profundidades

En algunos yacimientos, se han perforado múltiples puntos de drenaje a diferentes profundidades como se observa en la Figura 3.21.

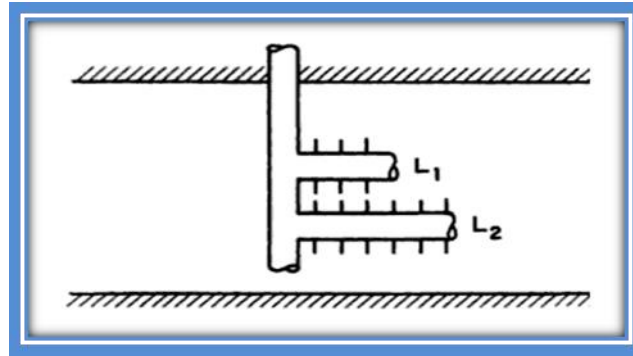


Figura 3.21. Representación gráfica de múltiples puntos de drenaje en diferentes profundidades.^[8]

Si m representa la profundidad en las cuales son perforados los puntos de drenaje y si H representa el espesor del yacimiento drenado por cada punto de drenaje, entonces la altura total del yacimiento es $h = H \cdot m$. La Ecuación 3.29 puede ser modificada para calcular la tasa total de los múltiples puntos de drenaje como^[18]:

$$q_h = \frac{0.007078 K_h h \Delta p / (\mu_o \beta_o)}{\ln[F r_e / L] + (h / L m n) \ln[h / (2 \pi m r_w)]} \quad (\text{Ec.3.30})$$

Donde:

K_h : Permeabilidad horizontal [mD]

h : Espesor del yacimiento [pies]

Δp : Caída de presión [lpc]

μ_o : Viscosidad de petróleo [cp]

B_o : Factor volumétrico de formación de petróleo [BY/BNP]

F se calcula a partir de los valores indicados en la Ecuación 3.29

r_e : Radio de drenaje [pies]

L : Longitud del pozo horizontal [pies]

m representa el número de niveles en la que se perforan los puntos de drenaje

n representa el número de radios

r_w : Radio del pozo [pies]

En operaciones de campo, si la longitud horizontal total perforada, es decir, el producto de $L \cdot m \cdot n$, es constante, entonces para producir el yacimiento, se puede utilizar diferentes combinaciones de longitudes del pozo, número de capas y diferentes puntos de drenaje en cada nivel, y el número de pozo en cada nivel. Se puede demostrar matemáticamente que si $L > h$, la máxima productividad de un yacimiento dado es obtenida mediante la perforación de un pozo horizontal (o dos diametralmente opuestos) lo más largo posible.

En algunos yacimientos de gran espesor, más de un pozo lateral es perforado de un pozo vertical sencillo. Esto se traduce en múltiples pozos horizontales o puntos de drenaje apilados uno encima del otro. Las Figuras 3.22 y 3.23, respectivamente, muestran las representaciones físicas de sistemas de drenajes simples y múltiples. ^[21]

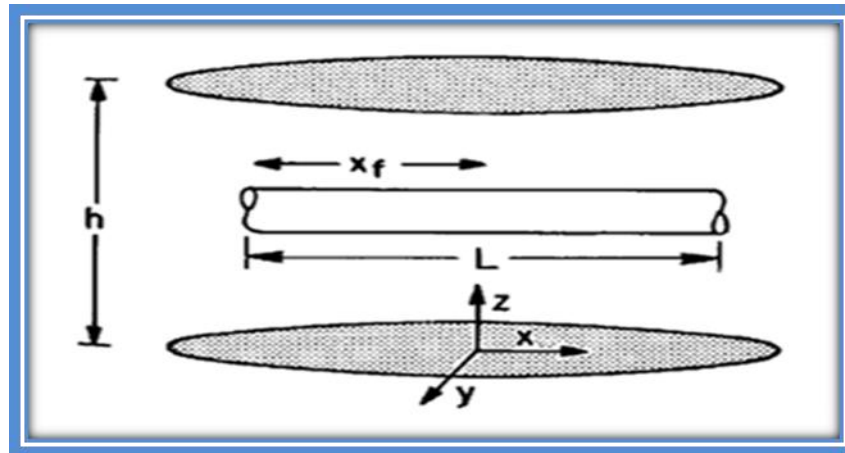


Figura 3.22. Representación física de un solo pozo de drenaje. ²¹

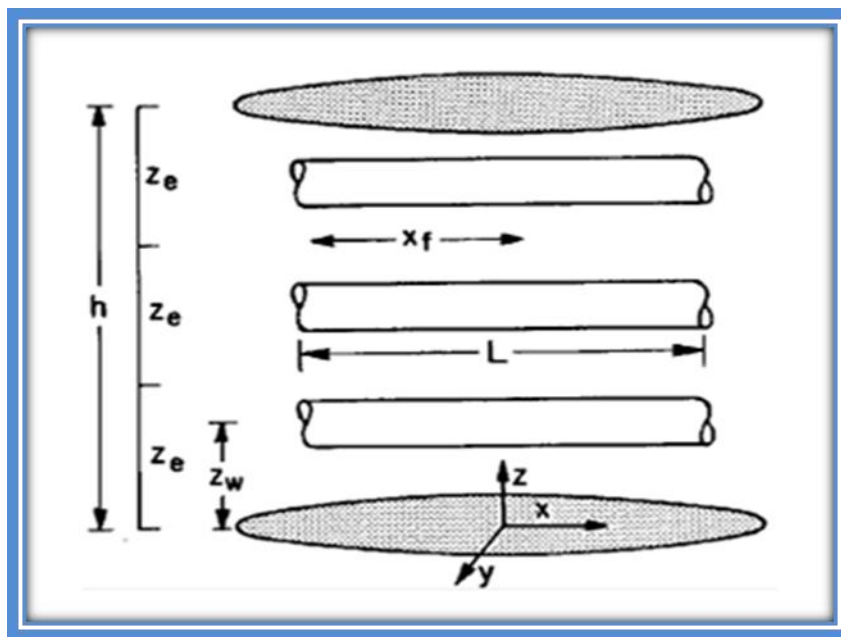


Figura 3. 23. Representación física de múltiples pozos de drenaje. ^[21]

Los pozos están perforados a diferentes profundidades en una determinada capa, como se muestra en la Figura 3.24, una solución matemática se puede obtener para cada punto de drenaje de longitud L perforado en un yacimiento de altura Z_e . Las soluciones son sumadas para obtener la producción de múltiples puntos de drenaje. Esto tiene el mismo efecto que tener un solo pozo horizontal de gran longitud con una longitud total que equivale a la suma de las diferentes longitudes, perforados en un yacimiento de altura total, h .

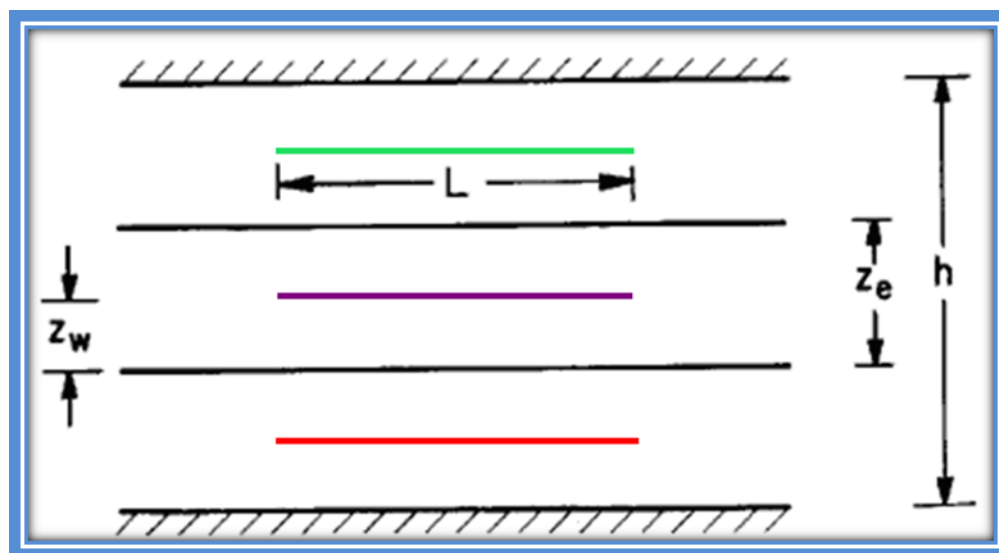


Figura 3.24. Representación matemática de múltiples pozos de drenaje. ^[21]

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

El marco metodológico persigue explicar detalladamente los procedimientos y técnicas que permitieron la ejecución práctica de la investigación. Para Arias Fidias (2006) ^[22], “La investigación científica es un proceso dirigido a la solución de problemas del saber, mediante la obtención de nuevos conocimientos”.

Al realizar una investigación se requiere del estudio de la población, así como también los resultados obtenidos de la misma, para generar un grado de confiabilidad y objetividad que permita validar el proceso, debido a esto la metodología aplicada debe ser definida y delimitada.

Por tal motivo, en el siguiente capítulo se describe el tipo de investigación, la población y muestra, las técnicas para recolección de datos, así como también las fuentes y pericias utilizadas que permitieron determinar la influencia de la excentricidad de los pozos horizontales sobre la producción del Campo Corocoro.

4.1. Tipo de Investigación

De acuerdo a lo expuesto por Arias Fidias (2006), en su ensayo el proyecto de investigación puede clasificarse de acuerdo al grado de profundidad en:

- ✓ Exploratoria: se efectúa sobre un tema u objeto desconocido o poco estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto.
- ✓ Descriptiva: es la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento.
- ✓ Explicativa: se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto.

Y de acuerdo al diseño de investigación, se pueden clasificar en:

- ✓ Documental: es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales.
- ✓ De campo: es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna.
- ✓ Experimental: es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento, para observar los efectos o reacciones que se producen.

Al revisar esta información el siguiente trabajo de investigación se puede definir como:

- ✓ Descriptiva: debido a que se busca analizar si la productividad de los pozos horizontales completados en el Golfo de Paria, Campo Corocoro se ve afectada por la excentricidad de los mismos y así implementar soluciones que traigan como resultado un mejor desempeño del campo.
- ✓ De campo: ya que se usarán datos recolectados durante la vida productiva de los pozos productores del Campo Corocoro, para la aplicación de la Técnica de Joshi.

La obtención de los objetivos de este **TEG** radica principalmente en revisar, analizar e interpretar la data de los pozos productores de las arenas 70A, 70B y 70E ubicados en el Campo Corocoro en el Oriente de Venezuela y seguidamente emplear la técnica de Joshi a fin de determinar si la excentricidad repercute en la producción de los pozos del campo en estudio. Por lo tanto, se elaborará una serie de pasos de investigación metodológica desglosados de la siguiente manera:

4.2. Población y Muestra de la Investigación

En toda investigación debe planearse inicialmente la delimitación espacial. Esa delimitación señala el Universo Operacional, el cual representa todos aquellos factores objeto de estudio en la investigación. Esto logró definir criterios específicos que permitieron delimitar la unidad de investigación.

Para Arias Fidias (2006), la Población “es la totalidad de elementos a estudiar, donde las unidades de población poseen una característica común, la que se estudia y da origen a los datos de la investigación” y la muestra “es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”.

El área en estudio es el Campo Corocoro ubicado en el Oriente de Venezuela, Estado Sucre, estudiándose las arenas más prospectivas (arena 70A, 70B y 70E). Por lo tanto la población se encuentra representada por los pozos productores e inyectores del campo completados en las arenas de estudio, en total son 19 pozos los que conforman la población, la cual se distribuyó como se observa en la Tabla 4.1. Así mismo, como el enfoque del presente trabajo es la influencia de la excentricidad en la producción, la muestra utilizada para la investigación quedó conformada por siete (7) pozos de la arena 70A, cinco (5) pozos de la arena 70B y dos (2) pozos de la arena 70E. En total evaluándose (14) pozos productores. Esta distribución se observa en la Tabla 4.2.

Tabla 4.1. Población de la investigación.

Arena	Tipo	Pozo
70A	Productor	AX1
		AX2
		AX3
		AX4
		AX5
		AX6
		AX7
	Inyector H2O	AIX1
		AIX2
Total de pozos en la Arena 70A = 9		
70B	Productor	BX1
		BX2
		BX3
		BX4
		BX5
	Inyector H2O	BIX1
		BIX2
Total de Pozos en la Arena 70B = 7		
70E	Productor	EX1
		EX2
	Inyector H2O	EIX1
Total de Pozos en la Arena 70E = 3		
Total de Pozos = 19		

Tabla 4.2. Muestra de la investigación.

POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO COROCORO		
ARENA 70A	ARENA 70B	ARENA 70E
AX1 AX2 AX3 AX4 AX5 AX6 AX7	BX1 BX2 BX3 BX4 BX5	EX1 EX2
Total = 7 Pozos	Total = 5 Pozos	Total = 2 Pozos
Total de Pozos Productores = 14		

4.3. Revisión Bibliográfica

Primeramente se realizó la búsqueda, recolección y revisión de la literatura existente relacionada con el tema y que ayudaron a dar soporte a los tópicos tratados en esta investigación, entre esos tópicos se tienen descripción del área de estudio, además del material relacionado a pozos horizontales en cuanto a definición, aplicaciones, ventajas, desventajas y efectos de la excentricidad según la técnica de Joshi en pozos horizontales, en general.

Para llevar a cabo esta etapa, se consultaron diferentes materiales tales como se indican a continuación:

- ✓ Trabajos Especiales de Grado y libros asociados a pozos horizontales y al efecto de la excentricidad en los mismos.
- ✓ Artículos técnicos publicados en la SPE (Sociedad de Ingenieros de Petróleo) obtenidos a través de la pagina oficial de www.onepetro.com.org
- ✓ Informes técnicos provenientes de la empresa mixta Petrosucre S.A.

4.4. Recopilación de Datos e Información

Ya seleccionados los pozos a evaluar, con el apoyo de la gerencia de explotación se tuvo acceso a la carpeta de los pozos generada de los reportes de producción, petrofísica, etc., lográndose de este modo recopilar todos los datos e información necesaria tanto del yacimiento, como propiedades del fluido, entre otras, tales como:

- ✓ Tasa de petróleo.
- ✓ Permeabilidad horizontal.
- ✓ Longitud horizontal efectiva del pozo.
- ✓ Espesor de la arena neta del yacimiento.
- ✓ Viscosidad del petróleo.
- ✓ Factor volumétrico de formación del petróleo.

Para las pruebas de producción se construyó la Tabla 4.3 donde se observa de manera general la información adquirida de las arenas estudiadas:

Tabla 4.3. Datos generales del pozo de la arena en estudio.

POZOS Arena	Período de Flujo	Duración hrs:mins	Estrangulador pulg	qo BP/D	qw BA/D	Gravedad Crudo °API	Tasa de Gas Producido MMpie ³ /d	RGP pie ³ /bbl	Presión de Fondo psi	Presión Cabezal psig

Para obtener el radio de drenaje vertical se utilizó el software Petrel, el cual arroja una vista de planta de los pozos correspondientes a las arena en estudio como se observa en la Figura 4.1, ilustrando la distancia entre pozos vecinos y dividiéndola en dos (2) se obtiene el radio de drenaje horizontal asumiendo igual al radio de drenaje vertical por generarse un volumen aproximadamente elipsoidal.

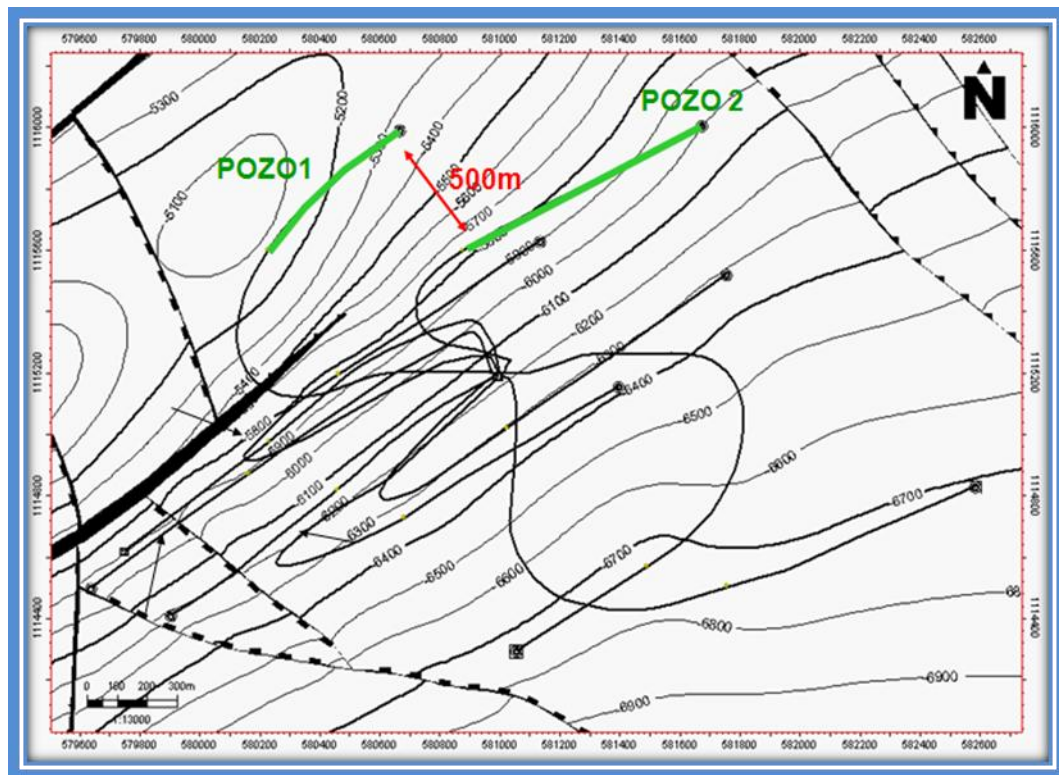


Figura 4.1. Distancia entre pozos de la arena en estudio.

Así mismo de los resultados de pruebas PVT realizadas por la empresa Petrosucre S.A., se obtuvo las condiciones de yacimiento de las arenas 70A, 70B y 70E (Ver Tabla 4.5).

Tabla 4.5. Resultados de los PVT de las arenas 70A, 70B y 70E

	Arena 70A	Arena 70B	Arena 70E
Presión de Burbujeo (lpcm)	2404	2246	2155
Presión inicial P_i (Lpca)	2603	2671	2509
Viscosidad @ P_b (cps)	2,94	2,61	30,7
Relación Gas-Petróleo en Solución (PCN/BN)	480	357	229
Gravedad API	23,4	25,3	16,7
Factor Volumétrico de Petróleo @ P_b (BY/BN)	1,226	1,191	1,115

En el caso de los diferenciales de presión de cada pozo a estudiar, en la Tabla 4.6 se muestran los valores utilizados, el cual fueron tomados a partir del trabajo de grado, titulado “Determinación del efecto de la caída de presión sobre la productividad de los pozos horizontales completados en el Campo Corocoro, Golfo de Paria” realizado por el Ing. Jairomar Mejías, éstos valores representativos fueron tomados directamente del campo en estudio.

Tabla 4.6. Diferenciales de presión de cada pozo a estudiar

Arena	POZOS	Δp l_{pc}
70A	AX1	45,29
	AX2	48,21
	AX3	9,23
	AX4	66,01
	AX5	95,76
	AX6	142,60
	AX7	140,21
70B	BX1	8,18
	BX2	3,29
	BX3	20,80
	BX4	15,52
	BX5	5,55
70E	EX1	125,57
	EX2	243,48

Por último para el dato de permeabilidad vertical se asumió la siguiente relación:

$$K_v = 0,05K_h$$

Ec. (4.1)

Tomando en cuenta que los valores recopilados de la empresa presentaron una gran variación, los cuales repercuten directamente en los resultados concernientes a este TEG, por asesoramiento técnico del Ing. Edgar Parra (Tutor Industrial) se decidió tomar dicha relación para utilizar esta variable en los cálculos pertinentes.

Finalmente al recolectar toda la información requerida para efectuar la aplicación de la Técnica de Joshi, con el fin de evaluar el efecto de la excentricidad en la productividad de los pozos del Campo Corocoro, se procedió a elaborar una tabla que ilustrara de manera ordenada cada dato a utilizar, efectuándose una división por arena y los pozos productores completados en ella, (Ver Tabla 4.7). Cabe destacar que en esta sección se presentará la metodología aplicada mostrándose tablas modelos de modo que en los Apéndices A, B y C se encuentra la descripción de las arenas estudiadas con sus respectivos datos.

Tabla 4.7. Datos extraídos de los pozos del Campo Corocoro de la arena en estudio.

POZOS Arena	q _o BP/D	ΔP lpc	K _h mD	K _v mD	L pies	h pies	μ _o cp	Bo BY/BN	r _w pies	rev pies	PI π

4.5. Aplicación de la Técnica de Joshi

La Técnica de Joshi basada en la Ley de Darcy como se mencionó en el capítulo III no es más que la aplicación de una expresión de la tasa que mejor describe el flujo de fluidos del yacimiento en la sección horizontal del pozo como se indica en la siguiente ecuación.

$$q_h = \frac{0,007078K_h h \Delta p / (\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (\beta h / L) \ln \left[\frac{(\beta h / 2)^2 - \beta^2 \delta^2}{(\beta h r_w / 2)} \right]}$$

Ec. (4.2)

A partir de la ecuación anterior se puede despejar el término de excentricidad y se obtiene la ecuación siguiente:

$$\delta = \sqrt{- \left(\frac{h \cdot r_w}{2 \cdot \beta} \cdot e^{\left[\frac{L}{h \cdot \beta} \left(\left(\frac{0,007078 \cdot K_h \cdot h \cdot \Delta p}{q_h \cdot \mu_o \cdot B_o} \right) - \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) \right) \right]} \right) + \left(\frac{h}{2} \right)^2}$$

Ec. (4.3)

Mediante un modelo de computación en formato Excel el cálculo del eje mayor de la elipse (a) se efectuó mediante la ecuación 3.9. y el radio de drenaje (r_w) por la ecuación 3.10, posteriormente el área de drenaje horizontal del pozo (A_{dh}) se expresa con la ecuación 3.11 y se determina con las ecuaciones 3.12 y 3.13, finalizando con el cálculo del índice de anisotropía (β) a través de la ecuación (3.15). Todos estos

cálculos realizados permitieron a la herramienta computacional diseñada en formato Visual Basic, determinar la excentricidad (δ) a través de la ecuación 4.3 (técnica de Joshi), cabe destacar que para llegar al resultado final de excentricidad óptima el software no muestra los cálculos preliminares durante la corrida del programa, por lo que en el Apéndice D se observa un cálculo tipo que refleja detalladamente esos cálculos.

Una vez determinada la excentricidad óptima de los pozos estudiados, para observar el comportamiento en la producción se realizaron sensibilidades en la excentricidad (Ver Tablas 4,8), adicionalmente este comportamiento de producción se expresó en porcentajes aplicando la Ecuación 4.4. En el capítulo siguiente pueden observarse detalladamente los resultados obtenidos.

Tabla 4.8. Sensibilidades de excentricidad a partir de la excentricidad óptima de cada pozo.

ARENA 70A			
POZOS	δ pies	Qo BP/D	%
ARENA 70B			
POZOS	δ pies	Qo BP/D	%
ARENA 70E			
POZOS	δ pies	Qo BP/D	%

$$\Delta\% = \left| \frac{q_o - q_x}{q_o} \right| \times 100$$

Ec. (4.4)

Donde:

$\Delta\%$: Desviación de una tasa determinada con respecto a la inicial [%].

q_o : Tasa de petróleo inicial [BNP/D].

q_x : Tasa de petróleo en estudio [BNP/D].

De igual manera al ser determinada la excentricidad (óptima) por Joshi de los pozos evaluados, se realizó a partir de ese cálculo sensibilidades de la anisotropía, para verificar si también posee gran influencia en las tasas de los pozos pertenecientes a las tres (3) arenas estudiadas del Campo Corocoro (Ver Tabla 4.9).

Tabla 4.9. Sensibilidades de anisotropía a partir de la excentricidad óptima de cada pozo.

ARENA 70A				
POZOS	δ pies	β adim	Q_o BP/D	%
ARENA 70B				
POZOS	δ pies	β adim	Q_o BP/D	%
ARENA 70E				
POZOS	δ pies	β adim	Q_o BP/D	%

Como indica la Ecuación 3.15, la anisotropía (β) depende de la permeabilidad horizontal (K_h) y permeabilidad vertical (K_v), ya que a través de la Ecuación 4.1 se determina K_v , por lo tanto para observar la influencia de este parámetro en las tasas de los pozos estudiados se utilizó esta misma relación expresada en la Ecuación 4.1 para variar la anisotropía cada diez por ciento (10%) y observar si influye o no en las tasas de producción. De igual modo se utilizó la Ecuación 4.4 para expresar la variación de las tasas con respecto a la inicial (óptima) en porcentajes. En el capítulo siguiente pueden observarse detalladamente los resultados obtenidos.

4.6. Descripción de la Herramienta Computacional

El diseño de la herramienta computacional fue realizado principalmente para facilitar el cálculo del parámetro Excentricidad incluyendo directamente la técnica de Joshi para pozos horizontales, el lenguaje de programación utilizado fue *Visual Basic*, por permitir al usuario un cálculo fácil, rápido y seguro.

El programa fue denominado PETROEXCENT® (versión 1.0), siendo un software que permite el cálculo de la excentricidad óptima de un pozo horizontal con respecto a la arena neta del yacimiento y a su vez permite obtener la tasa máxima de producción en función a una excentricidad dada.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Luego de realizar la recopilación de los datos correspondiente a las arenas en estudios del Campo Corocoro se procedió a generar los resultados de excentricidad óptima y el efecto de la anisotropía siendo estos de alto interés para el alcance de los objetivos planteados en esta investigación.

5.1. Excentricidad Óptima y el Efecto en la Productividad Evaluando el Cambio de la Excentricidad a Partir de la Excentricidad Óptima Determinada.

Una vez obtenidos los valores de los cálculos preliminares (Ver Apéndice F Tabla E.1) y al aplicar la técnica de Joshi en cada pozo de las tres (3) arenas estudiadas del Campo Corocoro puede apreciarse los resultados de las excentricidades óptimas en la Tabla 5.1.

Notándose como los valores de excentricidad óptima de cada pozo corresponden aproximadamente a la mitad del espesor del yacimiento ($\pm h/2$), es decir, que los pozos están a una distancia $h/2$ del tope y la base de la arena neta petrolífera. De acuerdo a esto puede inferirse que los pozos del Campo Corocoro fueron bien completados y están en su punto máximo de producción.

Las excentricidades óptimas de los pozos de la arena 70A indican aproximadamente el mismo comportamiento, con una excentricidad alrededor de los 60 pies, es importante observar el resultado de la excentricidad óptima del pozo AX2 de la arena 70A que supera los 100 pies, presentándose un espesor de gran valor en comparación con los demás pozos. Es muy probable que este pozo no tenga sus propiedades

petrofísicas correctamente definidas o los datos de las propiedades físicas del yacimiento no estén bien establecidos.

Para el caso de la arena 70B se presentan una excentricidad alrededor de los 100 pies y en la arena 70E se tiene una excentricidad aproximada de los 45 pies, así que, dado estos resultados puede determinarse que los pozos correspondiente a cada arena presentan aproximadamente un comportamiento similar.

Tabla 5.1. Resultados de las excentricidades óptima de los pozos de la arena 70A, 70B y 70E

Arena	POZOS	δ Joshi (pies)
70A	AX1	74,79435
	AX2	124,83981
	AX3	64,80981
	AX4	64,95989
	AX5	44,69772
	AX6	44,54157
	AX7	39,41467
70B	BX1	119,79984
	BX2	119,79873
	BX3	84,85031
	BX4	94,83109
	BX5	72,21792
70E	EX1	49,78471
	EX2	39,63765

Luego de obtener los resultados de excentricidad óptima se realizó la sensibilidad de este parámetro en todos los pozos de las tres (3) arenas estudiadas Ver Apéndice F Tabla E.2, Tabla E.3 y Tabla E.4). En la Fig. 5.2, Fig. 5.3 y Fig. 5.4, pueden observarse de manera gráfica el efecto en la producción al sensibilizar la excentricidad.

La Figura 5.1 muestra la influencia de la excentricidad en los pozos de la arena 70A. La tendencia de los resultados, son iguales en todos los pozos, tal que al disminuir su excentricidad a partir de la óptima la producción de petróleo declina, corroborándose estos resultados con los estudios de Joshi, al indicar que si el pozo no está ubicado en el centro de la arena neta petrolífera la producción de petróleo se ve afectada en detrimento.

Todos los pozos de la arena 70A se ven afectados al sensibilizar la excentricidad, basta con variar en lo más mínimo este parámetro para que la productividad se vea afectada de manera crítica.

El pozo AX4 presentó el mayor impacto negativo en su productividad con un declive máximo de casi un 70% de su producción óptima.

El pozo AX7 es el que menor impacto negativo presentó en su productividad con un declive máximo del 25% de su producción óptima.

Es importante observar la ubicación de todos los pozos y como era de esperarse, a simple vista se puede notar que el pozo AX2 se encuentra aislado de los demás pozos, es decir, que posee un comportamiento diferente a la arena que supuestamente pertenece, una vez más podría comentarse que la razón de dicho comportamiento sea a que este pozo no tenga sus propiedades petrofísicas correctamente definidas o los datos de las propiedades físicas del yacimiento no estén bien establecidos.

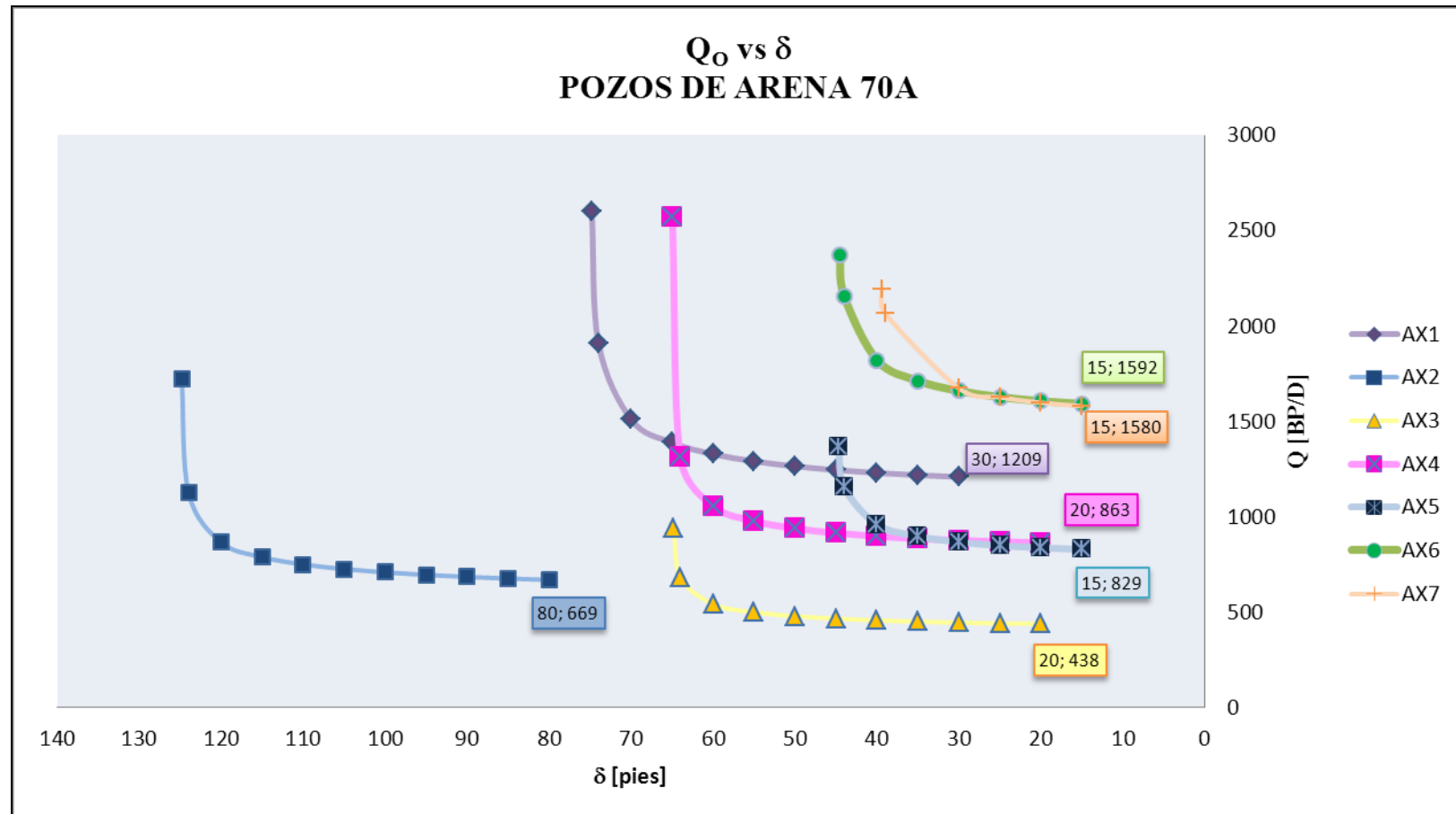


Figura 5.1. Comportamiento de producción de cada pozo de la arena 70A al sensibilizar la excentricidad.

La Figura 5.2 muestra la influencia de la excentricidad en los pozos de la arena 70B. La tendencia de los resultados, son iguales en todos los pozos, tal que al disminuir su excentricidad a partir de la óptima la producción de petróleo declina, coincidiendo estos resultados con los de la arena 70A, de modo que si el pozo no está ubicado en el centro de la arena neta petrolífera la producción de petróleo se ve afectada en detrimento.

Al sensibilizar la excentricidad de todos los pozos de la arena 70B, sus productividades se ven afectadas significativamente, en unos pozos más que en otros pero definitivamente este parámetro sí perjudica la productividad, por lo que es necesario que la planificación de perforación sea la mejor posible y así obtener un excelente desempeño de los pozos.

El pozo BX3 presentó el mayor impacto negativo en su productividad con un declive máximo de casi un 60% de su producción óptima.

El pozo BX5 presentó el menor impacto negativo en su productividad con un declive máximo del 40% de su producción óptima.

En cuanto a la ubicación de todos los pozos, puede observarse que poseen aproximadamente el mismo comportamiento, aunque los pozos BX1, BX2 Y BX5 estén aislados de los pozos BX3 y BX4 en general pueden estar ubicados en la misma arena por no presentarse una separación tan significativa.

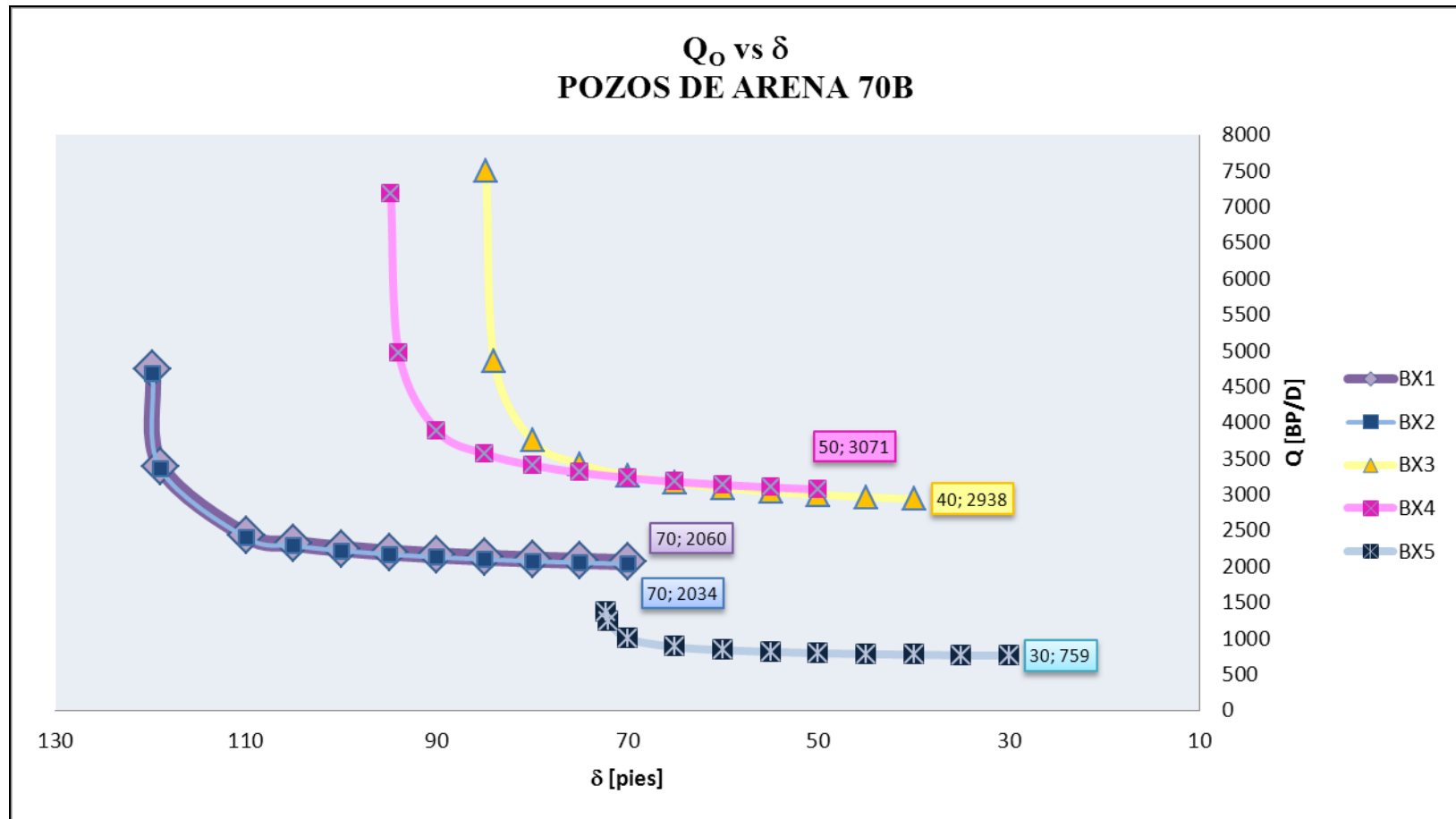


Figura 5.2. Comportamiento de producción de cada pozo de la arena 70B al sensibilizar la excentricidad.

La Figura 5.3 muestra la influencia de la excentricidad en los pozos de la arena 70E. En los dos (2) pozos de esta arena la tendencia de los resultados es igual, observándose como al disminuir la excentricidad a partir de la óptima la producción de petróleo declina, corroborándose tal tendencia con los estudios de Joshi, de modo que la producción de petróleo se ve afectada en detrimento, si el pozo no está ubicado en el centro de la arena neta petrolífera.

La productividad de ambos pozos de la arena 70E se ven afectados al sensibilizar la excentricidad, demostrando una vez más que la excentricidad sí impacta de manera negativa en el desempeño máximo de los pozos.

En el caso del pozo EX2 se presentó un mayor impacto negativo en su productividad con un declive máximo de un 40% de su producción óptima.

En el caso del pozo EX1 la productividad presentó un declive máximo del 30% de su producción óptima, siendo el que registró un menor impacto negativo.

A la arena 70E le pertenecen dos (2) pozos, pero no por esto pueden presentar comportamientos similares, para este caso se puede observar en la Figura 5.3 que los pozos si tienen un mismo comportamiento, por lo que sus propiedades petrofísicas están correctamente definidas y los datos de las propiedades físicas del yacimiento si está bien establecidos.

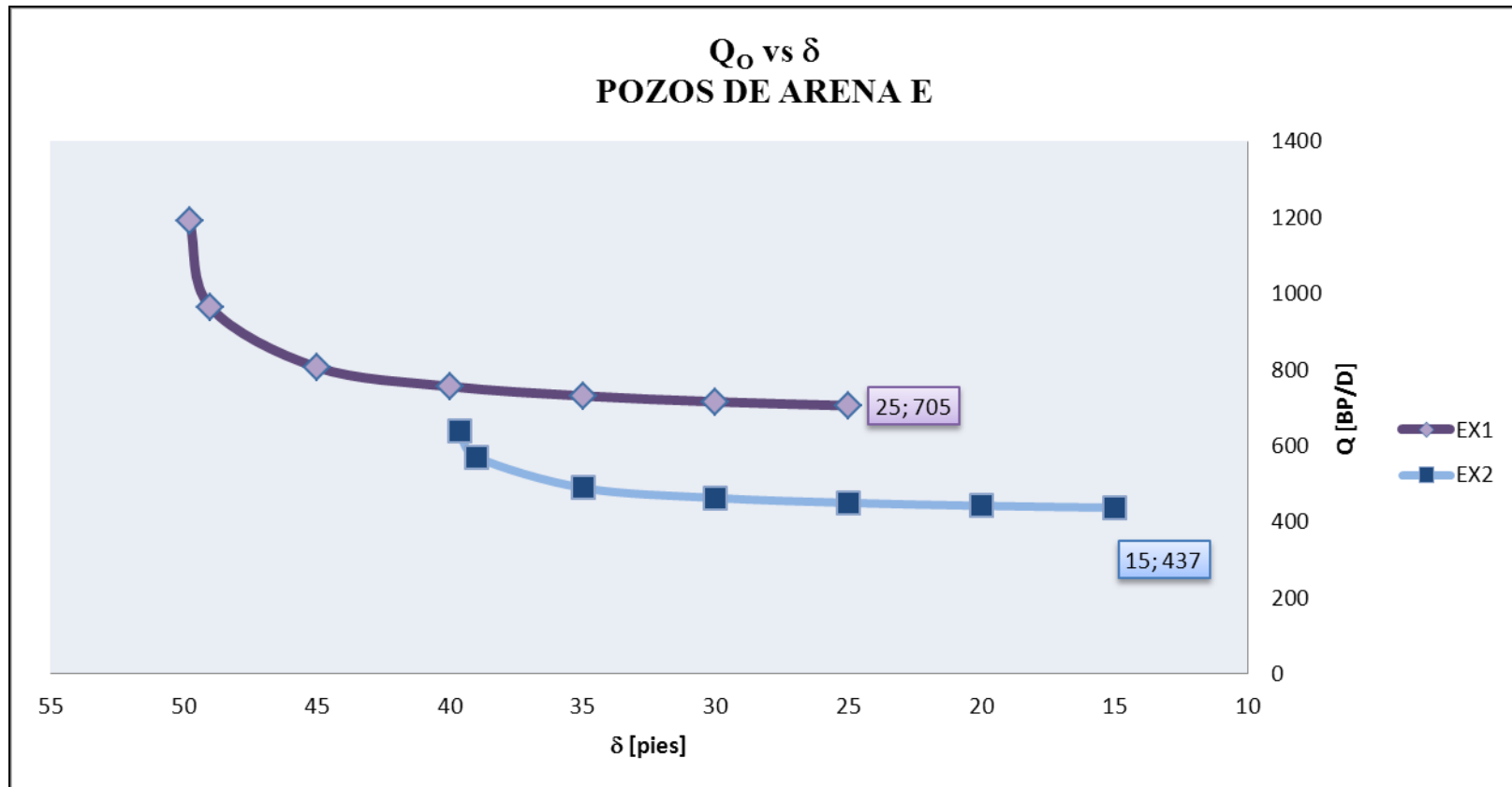


Figura 5.3. Comportamiento de producción de cada pozo de la arena 70E al sensibilizar la excentricidad.

5.2. Resultados del Efecto en la Productividad al Variar la Anisotropía del Yacimiento a Partir de la Excentricidad Óptima.

Al determinar mediante la técnica de Joshi la excentricidad óptima de cada pozo de las tres (3) arenas en estudio del Campo Corocoro (ver Tabla 5.1) se realizaron sensibilidades de la anisotropía del yacimiento en todos los pozos evaluados, para observar su influencia en el comportamiento de producción de esos pozos horizontales.

Al observar la Figura 5.4 en la mayoría de los pozos evaluados la tendencia de los resultados son similares en todos los pozos estudiados de la arena 70A, por lo que se puede visualizar gráficamente como al disminuir la anisotropía del yacimiento la producción de los pozos va en aumento, es decir, a medida que la permeabilidad vertical (K_v) y la permeabilidad horizontal (K_h) se asemejan, se incrementa la tasa de producción.

Para el caso del pozo AX4 se observa como al inicio de las sensibilidades de anisotropía el comportamiento de producción va en aumento, pero a medida que la permeabilidad vertical y la horizontal se aproximan a su igualdad, la producción comienza a disminuir, lo cual debe ser el efecto a una mala recepción en la toma de muestras del núcleo.

El pozo AX2 presentó el mayor impacto positivo en su productividad con un aumento máximo de un 70% de su producción óptima.

El pozo AX4 es el que menor impacto positivo presentó en su productividad con un aumento máximo de apenas el 11% de su producción óptima.

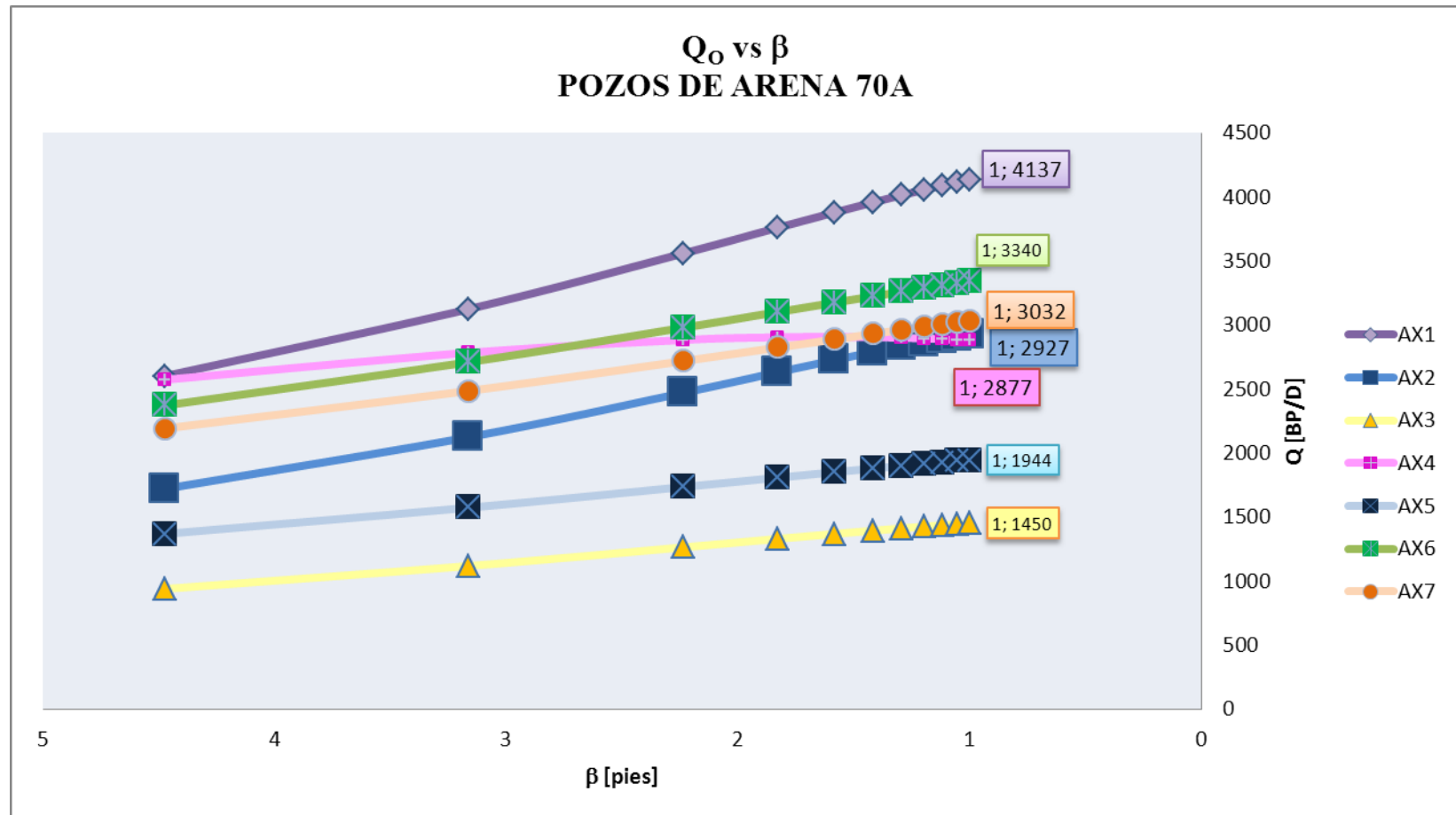


Figura 5.4. Comportamiento de producción de cada pozo de la arena 70A al sensibilizar la anisotropía.

La Figura 5.5 muestra gráficamente el comportamiento de producción de los pozos evaluados de la arena 70B al sensibilizar la anisotropía, observándose que a medida que disminuye el parámetro sensibilizado se presenta un incremento significativo en la tasa de producción de todos los pozos pertenecientes a esta arena.

El pozo BX2 presentó el mayor impacto positivo en su productividad con un aumento máximo de casi un 66% de su producción óptima.

El pozo BX5 presentó el menor impacto positivo en su productividad con un aumento máximo del 47% de su producción óptima.

Corroborándose para esta arena como en la anterior que las permeabilidades son de gran importancia para obtener una alta producción de los pozos, por lo que es sumamente importante que las características del yacimiento sean bien definidas.

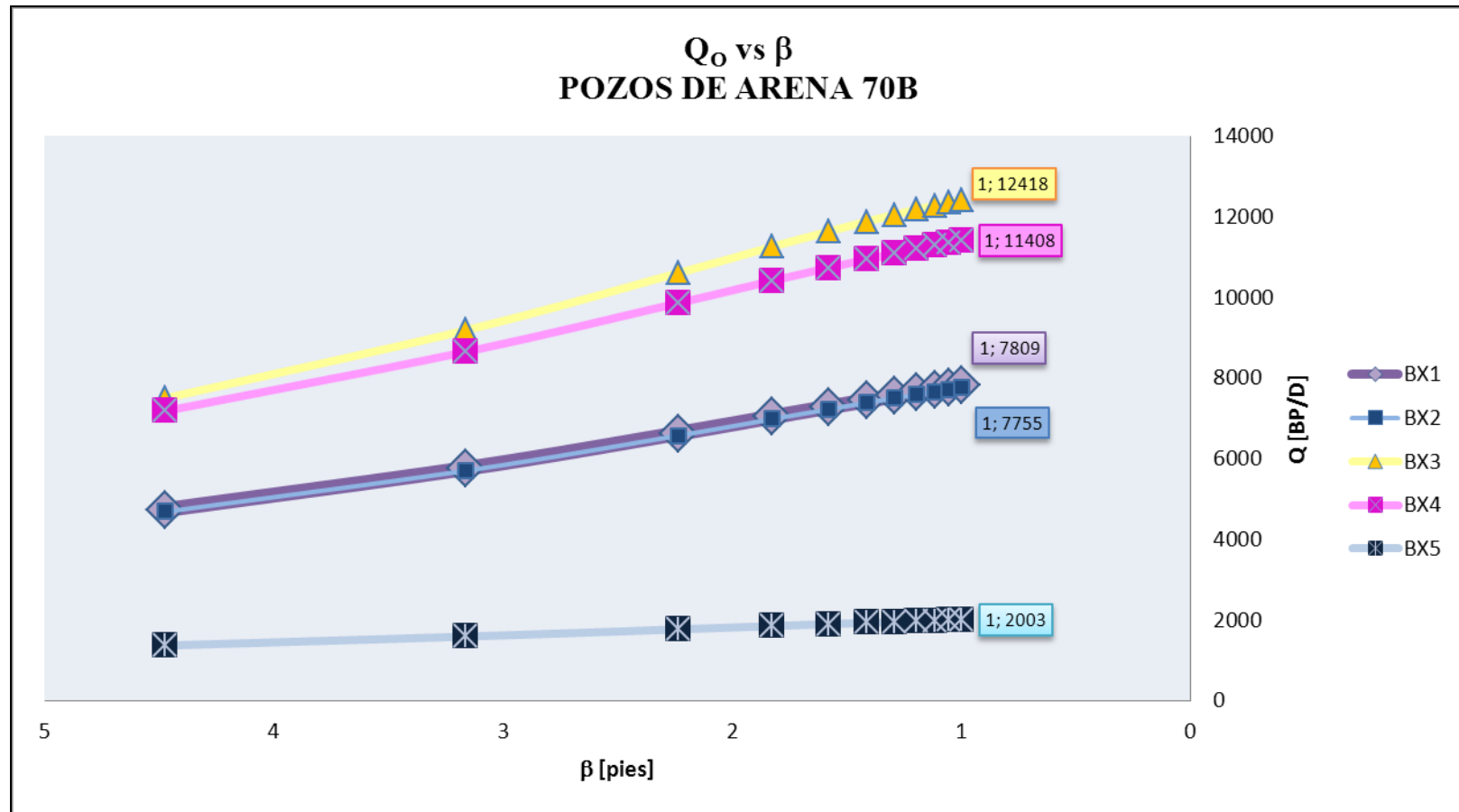


Figura 5.5. Comportamiento de producción de cada pozo de la arena 70B al sensibilizar la anisotropía.

La Figura 5.6 muestra gráficamente la influencia de la anisotropía en los pozos de la arena 70E. Notándose que en los dos (2) pozos de esta arena la tendencia de los resultados es igual, dado que al disminuir la anisotropía definida la excentricidad óptima de sus pozos la producción de petróleo aumenta.

En el caso del pozo EX2 se presentó un mayor impacto positivo en su productividad con un aumento máximo de un 34% de su producción óptima.

En el caso del pozo EX1 la productividad presentó un aumento máximo del 32% de su producción óptima, siendo el que registró un menor impacto positivo.

Al sensibilizar la anisotropía de todos los pozos de las tres (3) arenas en estudio, sus productividades se ven afectadas significativamente de manera positiva, en unos pozos más que en otros, pero es preciso destacar que este parámetro sí perjudica la productividad en los pozos, dado que la anisotropía es una propiedad directa del yacimiento, es estricto y necesario que las características y propiedades del yacimiento estén bien definidas, seguido de que la planificación de perforación sea la mejor posible, para que se pueda obtener una alta producción de los pozos .

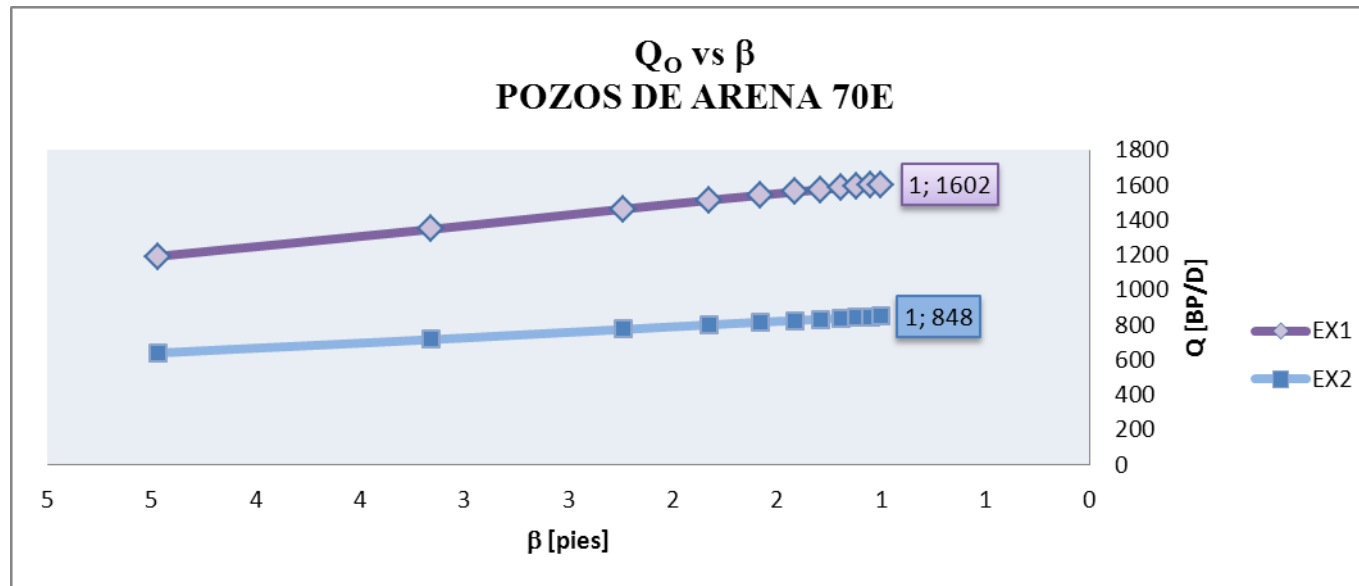


Figura 5.6. Comportamiento de producción de cada pozo de la arena 70E al sensibilizar la anisotropía.

CONCLUSIONES

1. Los pozos de producción de las arenas 70A, 70B y 70E del Campo Corocoro de acuerdo a los resultados de excentricidad óptima están bien completados.
2. Si la excentricidad real de las arenas 70A, 70B y 70E del Campo Corocoro difieren de las obtenidas por la Técnica de Joshi, la producción puede verse afectada por un detrimento en la tasa de petróleo oscilando entre 20-22%.
3. Si la ubicación del pozo completado está por encima de un 2% de la ubicación óptima determinada por la Técnica de Joshi, se generará una disminución en la producción de petróleo.
4. A medida que la anisotropía se acerca a uno (1) se genera una producción mayor de petróleo, dado que esta variación anisotrópica depende de las permeabilidades, donde la permeabilidad vertical (K_v) es mucho menor que la permeabilidad horizontal (K_h) debido al acomodamiento de los granos, siendo la sedimentación horizontal mas uniforme.

RECOMENDACIONES

1. Aplicar la tecnología basada en la Técnica de Joshi para permitir la explotación de diversos campos petroleros en Tierra y Costafuera.
2. Fomentar la realización de futuras Tesis con la aplicación de la Técnica de Joshi en campos productores de Gas.
3. Optimizar las actividades técnicas y operativas que garanticen el mejor aterrizaje en la arena objetivo inherente en la producción estimada.
4. Realizar Planes Exploratorios en campos venezolanos para la obtención de núcleos con la debida autorización del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, garantizando una robustez en los datos a obtener para sincerar los valores petrofísicos.
5. Fortalecer el apoyo corporativo de la empresa mixta Petrosucre en la creación de programas computacionales que permitan mejorar el desarrollo y la producción de reservas e incrementar los factores de recobros finales de diversos yacimientos en Venezuela.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Informe Técnico **“Corocoro Completion and Production Conceptual Design Strategy”** PDVSA, (Abril 2002).
2. Sylvain, J. Pirson. **“Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”** Editorial Omega, Barcelona, (1965).
3. Craft, B.C. y Hawkins, M.F. **“Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”** Editorial Tecnos, Madrid, (1990).
4. Paris de Ferrer, Magdalena. **“Fundamentos de Ingeniería de yacimientos”** Editorial Astro Data, Maracaibo, (2009).
5. Barberii, E. Y Essinfeld, M. **“Yacimientos de Hidrocarburos”** Fundación Juan Jones Parra, Caracas, (2006).
6. Escobar, M. Freddy, H. Ph.D. **“Fundamentos de Ingeniería de yacimientos”** Universidad Neiva, Colombia.
7. Prato, G. **Clases de Ingeniería de Yacimientos I.** Universidad Central de Venezuela, Caracas, (2007).
8. Joshi, S. D. **“Horizontal Well Technology”** Penn Well Books, Oklahoma, (1991).
9. Romero, C. Víctor, M. **“Lodo de Perforación para Pozos Horizontales”** Trabajo Especial de Grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador, (2009).
10. Parra P. Edgar **“Parra Perozo Ingeniería, S.A.”** Consultoría de Ingeniería de petróleo, (2011).
11. Gamboa, A. y Tirso, G. **“Determinación de la Productividad Máxima en Pozos Horizontales en Función de la Longitud o Sección Horizontal”** Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas, (2003).
12. Mejías B. Jairomar, R. **“Determinación del Efecto de la Caída de Presión sobre la Productividad de los Pozos Horizontales Completados en el**

- Campo Corocoro**” Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Anzoátegui, (2011).
13. Marcelo, G. Carrión. **“Ensayo de Pozos horizontales”** Universidad Surcolombiana, Colombia. <http://www.slideshare.net/leandrogquintana/pozos-horizontales>.
 14. Joshi, S. D. **“Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells”** Journal of Petroleum Technology (Junio 1988).
 15. Ozkan, E., Raghavan, R. y Joshi, S.D. **“horizontal well pressure analysis”** SPE Formation Evaluation, (Diciembre 1989).
 16. Kuchuk, F. J. Goode, P.A., Brice, B. W., Sherrard, D.W., y Thambynayagam, R. K.M. **“Pressure Transient Analysis and Inflow Performance for Horizontal Wells”** Paper SPE 18300, (1988).
 17. Goode, P.A. y Thambynayagam, R. K.M. **“Pressure Drawdown and Buildup Analysis of Horizontal Well in Anisotropic Media”** SPE Formation Evaluation, (Diciembre 1987).
 18. Borisov, Ju P. **“Oil Production Using Horizontal and Multiple Desviation Wells”** Nedra Moscow, 1954. Traducido al Inglés por J. Strauss, editado por S. D. Joshi, Phillips Petroleum Co., the R & D Library Translation, Bartlesville, Oklahoma (1984).
 19. Dykstra, H. y Dickinson, W. **“Oil Recovery by Gravity Drainage into Horizontal Wells Compared With Recovery from Vertical Wells”** Paper SPE 19827, (1989).
 20. Reiss, H. y Giger, F. **“Purpose of Horizontal Drilling, Oil Field Considerations”** Petrole et Techniques, No. 249, (Diciembre 1982).
 21. Clonts, M.D y Ramey Jr., H. J. **“Pressure Transient Analysis for Wells With Horizontal Drainhole”** Paper SPE 15116, (Abril 1986).
 22. Arias, F. (2006). El Proyecto de Investigación: Introducción a la Metodología Científica. Cuarta Edición. Caracas. Editorial Episteme.

GLOSARIO

API: American Petroleum Institute, formada en 1917 para organizar la industria petrolera, a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobierno y otros.

Arenamiento: Fenómeno donde material de la formación viaja hacia el pozo y la superficie junto a los fluidos producidos.

Campo: Proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico.

Completación: Es la preparación de un pozo para colocarlo en producción económicamente. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo. El contacto con cada horizonte puede ser alcanzado directamente (a hoyo abierto) o por cañoneo a través de la tubería de revestimiento.

Crudo: Es el fluido (petróleo, agua, gas y sedimentos) que se producen de una formación, a través de un pozo o grupo de pozos, sin recibir ningún tipo de tratamiento.

Diferencial de presión: ($P_e - P_{wf}$) (Drawdown). Es la diferencia entre la presión existente en el límite exterior del área de drenaje de un pozo y la presión de fondo de producción del mismo.

Formación: Es la unidad fundamental de estratigrafía, que consiste de un cuerpo de roca, generalmente caracterizado por su grado de homogeneidad, litología o característica litológicas distinta, reproducibles en superficies o trazables en el subsuelo.

Fracturamiento: Es una forma de permitir el acceso a los poros de la formación que contiene hidrocarburos. Se dirige fluido a alta presión hacia la roca, causando su ruptura. Para mantener la brecha abierta se emplean aditivos (agentes de sostén).

Gravedad API: Escala empírica basada en la gravedad específica para crudos y los productos líquidos del petróleo, adoptada por el American Petroleum Institute.

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos naturales de amplio rango de ebullición que generalmente se presenta en estado líquido en la naturaleza.

Pozo: Hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.

Producción: Es la manera como las fuerzas materiales latentes permiten el flujo del petróleo desde las rocas que lo contienen al hoyo del pozo (tubería de producción). Es la cantidad de un producto que se obtiene por determinado proceso y se expresa como un porcentaje de la alimentación de la carga.

Viscosidad: Resistencia interna a nivel molecular de los líquidos al flujo.

Yacimientos: Es un reservorio con factibilidad económica rentable para el desarrollo de la explotación y producción de un crudo.

Radio de curvatura: Es el radio que se requiere para desviarse de la dirección vertical a la dirección horizontal.

APÉNDICES

APÉNDICE A

ESTUDIO DE LA ARENA 70A

De las pruebas de producción se obtuvo la siguiente información de la arena 70A:

Datos de pozos Arena 70A:

Tabla A.1. Datos generales del pozo de la arena 70A.

POZOS Arena 70A	Periodo de Flujo	Duración hrs:mins	Estrangulador pulg	q _o BP/D	q _w BA/D	Gravedad Crudo °API	Tasa de Gas Producido MMpie ³ /d	RGP pie ³ /bbl	Presión de Fondo psi	Presión Cabezal psig
AX1	24/09/2009	24:00	44/64	2601	0	21,5	1,200	462	2310	585
AX2	25/09/2009	24:00	31/64	1720	35	24,9	0,754	439	2265	600
AX3	21/09/2009	24:00	13/64	938	6	25,0	0,407	435	2330,0	619
AX4	23/09/2009	24:00	42/64	2572	15	19,3	0,910	355	2428	512
AX5	05/05/2010	24:00	21/64	1367	0	29,0	0,810	594	2267	674
AX6	25/03/2011	06:30	38/64	2371	0	23,9	1,559	658	1701	502
AX7	13/03/2011	12:00	47/64	2191	0	19,0	1,466	677	1715	425

De las pruebas petrofísicas se obtuvo la siguiente información:

Tabla A.2. Datos petrofísicos del pozo de la arena 70A.

POZOS Arena 70A	Estatus	Arena y/o rejilla	Tope Pies-MD	Base Pies-MD	Permeabilidad mD	Porosidad Fracción	S_w Irreducible Fracción	Espesor AN TST	Espesor ANP TST
AX1	Productor	Rejilla	7687	9868	262	0,20	0,13	136	136
		Arena A + NP	7687	9868	262	0,20	0,13	136	136
AX2	Productor	Rejilla	6764	9277	112	0,17	0,33	224	224
		Arena A	6764	9277	112	0,17	0,33	224	224
AX3	Productor	Rejilla	7577	9476	539	0,24	0,11	145	145
		Arena A + NP	7370	9476	525	0,24	0,11	163	163
AX4	Productor	Interv. Completado	8710	9158	76	0,16	0,25	4	4
		Interv. Completado	9480	11380	176	0,19	0,16	32	32
		Arena A + NP	8502	11380	155	0,19	0,18	42	42
AX5	Productor	Rejilla	8139	10220	101	0,18	0,25	65	65
		Arena A	6628	10220	97	0,18	0,29	255	255
AX6	Productor	Rejilla	8294	10860	114	0,19	0,25	51	51
		Arena A	7589	10860	121	0,19	0,26	219	219
AX7	Productor	Rejilla	7982	8228,30	131	0,18	0,32	2	2
		Rejilla	8319,93	10692,24	107	0,19	0,30	12	12
		Arena A	7138	10900	100	0,18	0,32	165	165

Simultáneamente se utilizó el Software de Petrel, obteniendo así:

- ✓ El radio de drenaje vertical

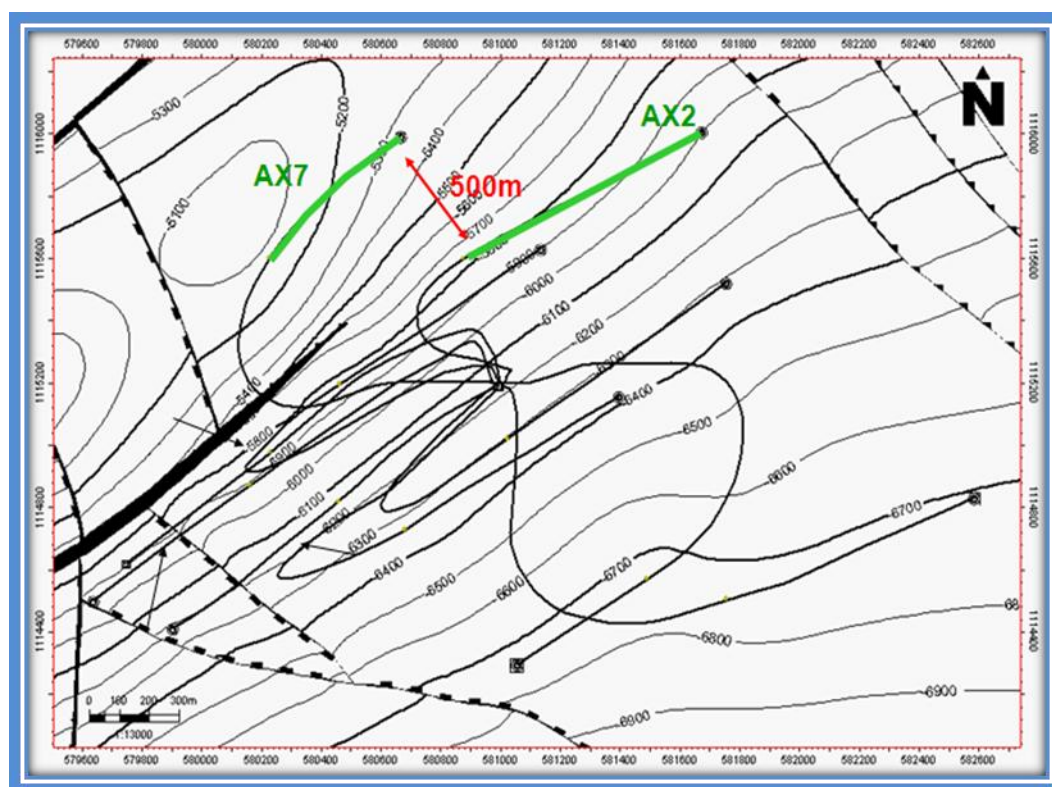


Figura A.1. Distancia entre pozos de la arena 70A superior.

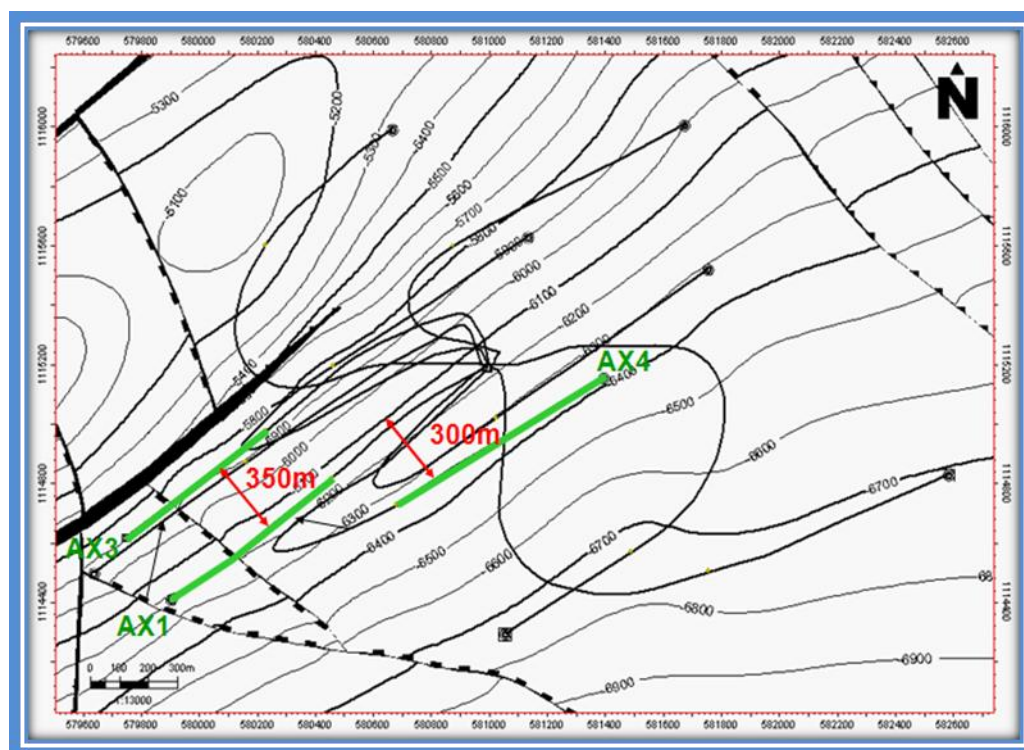


Figura A.2. Distancia entre pozos de la arena 70A medio.

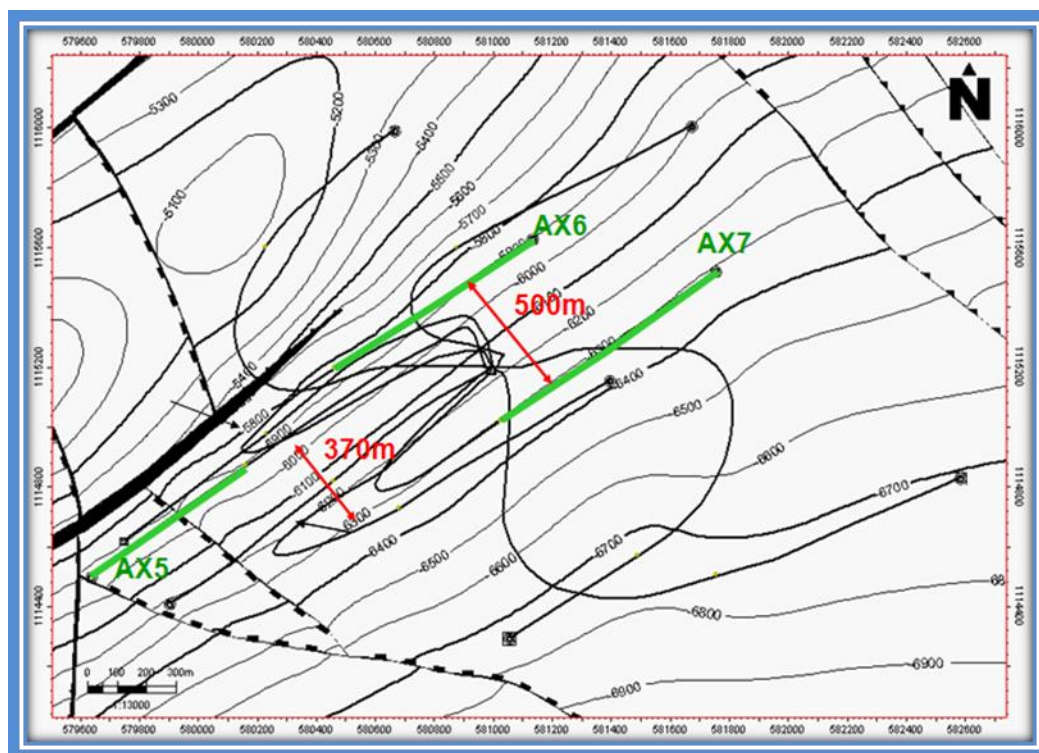


Figura A.3. Distancia entre pozos de la arena 70A basal.

Así mismo al recolectar toda la información requerida para efectuar la aplicación de la Técnica de Joshi, con el fin de evaluar el efecto de la excentricidad en la productividad de los pozos del Campo Corocoro, se procedió a elaborar una tabla que ilustrara de manera ordenada cada dato a utilizar, efectuándose una división por arena y los pozos productores completados en ella, (Ver Tabla A.3).

Tabla A.3. Datos extraídos de los pozos del Campo Corocoro de la arena 70A.

ARENA 70A: DATOS											
POZOS Arena 70A	q_0 BPD	ΔP lpc	Kh mD	Kv mD	L pies	h pies	μ_o cp	B_o BY/BN	r_w pies	r_{ev} pies	PI π
AX1	2601	45,29	262	13,1	2181	150	2,94	1,226	0,35	760	3,1416
AX2	1720	48,21	112	5,6	2513	250	2,94	1,226	0,35	990	3,1416
AX3	938	9,23	539	26,95	1899	130	2,94	1,226	0,35	700	3,1416
AX4	2572	66,01	126	6,3	2348	130	2,94	1,226	0,35	800	3,1416
AX5	1367	95,76	101	5,05	2081	90	2,94	1,226	0,35	750	3,1416
AX6	2371	142,60	114	5,7	2566	90	2,94	1,226	0,35	884	3,1416
AX7	2191	140,21	119	5,95	2619	80	2,94	1,226	0,35	904	3,1416

APÉNDICE B

ESTUDIO DE LA ARENA 70B

De las pruebas de producción se obtuvo la siguiente información de la arena 70B:

Datos de pozos Arena 70B:

Tabla B.1. Datos generales del pozo de la arena 70B.

POZOS Arena 70B	Período de Flujo	Duración hrs:mins	Estrangulador pulg	q_o BP/D	q_w BA/D	Gravedad Crudo °API	Tasa de Gas Producido MMpie ³ /d	RGP pie ³ /bbl	Presión de Fondo psi	Presión Cabezal psig
BX1	23/06/2008	24:00	47/64	4736	9	20,2	1,497	316	2576	610,9
BX2	26/06/2008	24:00	44/64	4684	10	19,6	1,414	302	2644	627
BX3	30/09/2009	24:00	75/64	7502	9	21,6	2,686	358	2388	551
BX4	28/09/2009	24:00	67/64	7184	0	24,5	3,052	425	2333	621
BX5	22/09/2009	24:00	26/64	1364	4	29,5	0,708	520	2195	724

De las pruebas petrofísicas se obtuvo la siguiente información:

Tabla B.2. Datos petrofísicos del pozo de la arena 70B.

POZOS Arena 70B	Estatus	Arena y/o rejilla	Tope Pies-MD	Base Pies-MD	Permeabilidad mD	Porosidad Fracción	S _w Irreducible Fracción	Espesor AN TST	Espesor ANP TST
BX1	Productor	Rejilla	7199	10278	1503	0,19	0,14	102	102
		Arena B + NP	7070	10278	1467	0,20	0,15	135	135
BX2	Productor	Rejilla	8223	11287	3701	0,26	0,08	99	99
		Arena B + NP	8080	11240	3531	0,22	0,10	104	104
BX3	Productor	Rejilla	7433	7986	1634	0,19	0,14	36	36
		Rejilla	8379	8735	1311	0,19	0,19	18	18
		Rejilla	9013	9874	1227	0,21	0,16	62	62
		Arena B	6684	9874	839	0,17	0,32	177	177
BX4	Productor	Rejilla	6975	8192	2321	0,21	0,17	34	34
		Rejilla	8280	9379	794	0,19	0,19	106	106
		Arena B	6589	9403	1382	0,19	0,23	177	177
BX5	Productor	Rejilla	6778	9722	960	0,20	0,20	309	309
		Arena B + NP	6423	9722	894	0,19	0,22	399	399

Simultáneamente se utilizó el Software de Petrel, obteniendo así:

- ✓ El radio de drenaje vertical

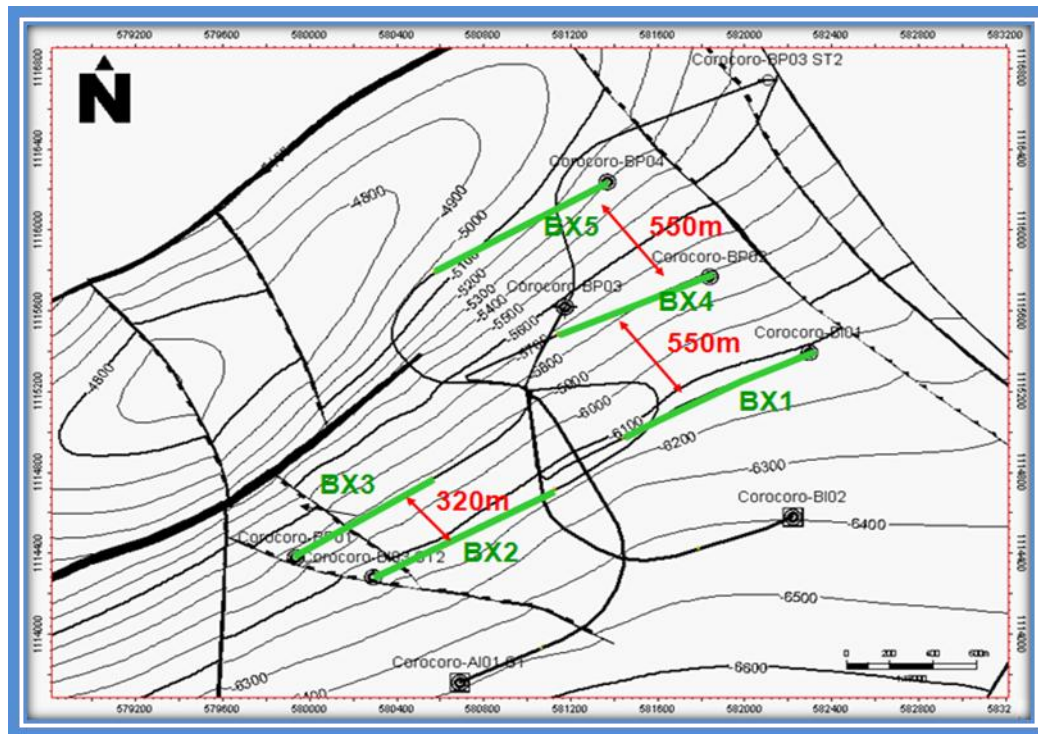


Figura B.1. Distancia entre pozos de la arena 70B.

Así mismo al recolectar toda la información requerida para efectuar la aplicación de la Técnica de Joshi, con el fin de evaluar el efecto de la excentricidad en la productividad de los pozos del Campo Corocoro, se procedió a elaborar una tabla que ilustrara de manera ordenada cada dato a utilizar, efectuándose una división por arena y los pozos productores completados en ella, (Ver Tabla B.3).

Tabla B.3. Datos extraídos de los pozos del Campo Corocoro de la arena 70B.

ARENA 70B: DATOS											
POZOS Arena 70B	q_o BP/D	ΔP lpc	Kh mD	Kv mD	L pies	h pies	μ_o cp	B_o BY/BN	r_w pies	r_{ev} pies	PI π
BX1	4736	8,18	1503	75,15	3079	240	2,61	1,191	0,35	1100	3,1416
BX2	4684	3,29	3701	185,05	3064	240	2,61	1,191	0,35	1090	3,1416
BX3	7502	20,80	1391	69,55	1770	170	2,61	1,191	0,35	700	3,1416
BX4	7184	15,52	1558	77,9	2316	190	2,61	1,191	0,35	920	3,1416
BX5	1364	5,55	960	48	2944	145	2,61	1,191	0,35	1060	3,1416

APÉNDICE C

ESTUDIO DE LA ARENA 70E

De las pruebas de producción se obtuvo la siguiente información:

Datos de pozos Arena 70E:

Tabla C.1. Datos generales del pozo de la arena 70E

POZOS Arena 70E	Periodo de Flujo	Duración hrs:mins	Estrangulador pulg	q _o BP/D	q _w BA/D	Gravedad Crudo °API	Tasa de Gas Producido MMpie ³ /d	RGP pie ³ /bbl	Presión de Fondo psi	Presión Cabezal psig
EX1	14/03/2011	12:00	55	1192	0	16,6	0,342	293	1983	250
EX2	16/03/2011	04:10	38	639	0	16,8	0,257	415	2087	237

De las pruebas petrofísicas se obtuvo la siguiente información:

Tabla C.2. Datos petrofísicos del pozo de la arena 70E.

POZOS Arena 70E	Estatus	Arena y/o rejilla	Tope Pies-MD	Base Pies-MD	Permeabilidad mD	Porosidad Fracción	S _w Irreducible Fracción	Espesor AN TST	Espesor ANP TST
EX1	Productor	Rejilla	7175	9326	618	0,21	0,19	75	75
		Arena E	6574	9326	528	0,20	0,22	111	111
EX2	Productor	Rejilla	7116	8344	231	0,17	0,28	44	44
		Rejilla	8570	9715	170	0,16	0,36	44	44
		Arena E	6980	9329	207	0,17	0,31	104	104

Simultáneamente se utilizó el Software de Petrel, obteniendo así:

- ✓ El radio de drenaje vertical

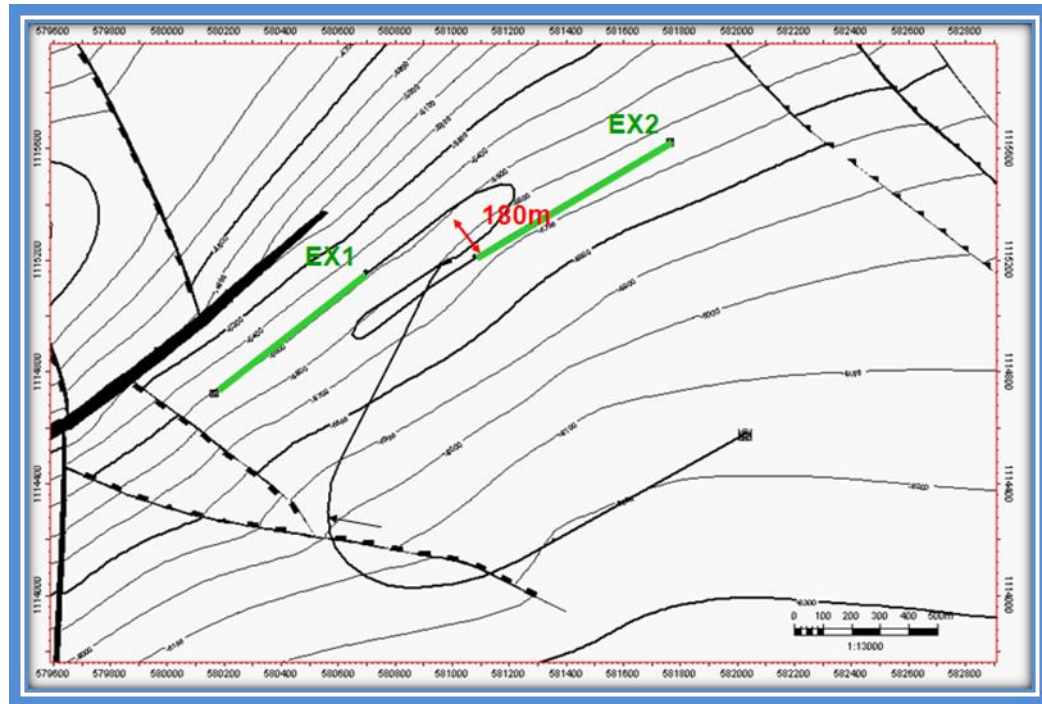


Figura C.1. Distancia entre pozos de la arena 70E.

Así mismo al recolectar toda la información requerida para efectuar la aplicación de la Técnica de Joshi, con el fin de evaluar el efecto de la excentricidad en la productividad de los pozos del Campo Corocoro, se procedió a elaborar una tabla que ilustrara de manera ordenada cada dato a utilizar, efectuándose una división por arena y los pozos productores completados en ella, (Ver Tabla C.3).

Tabla C.3. Datos extraídos de los pozos del Campo Corocoro de la arena 70E.

ARENA 70E: DATOS											
POZOS Arena 70E	q_o BP/D	ΔP lpc	Kh mD	Kv mD	L pies	h pies	μ_o cp	B_o BY/BN	r_w pies	r_{ev} pies	PI π
EX1	1192	125,57	618	30,9	2151	100	30,70	1,115	0,35	950	3,1416
EX2	639	243,48	200	10	2373	80	30,70	1,115	0,35	950	3,1416

APÉNDICE D

CÁLCULO TIPO DE EXCENTRICIDAD

En esta sección se presenta un cálculo tipo que muestra como se La Técnica de Joshi basada en la Ley de Darcy consiste en la aplicación de una expresión de la tasa que mejor describe el flujo de fluidos del yacimiento en la sección horizontal del pozo.

Cálculo de la permeabilidad vertical:

$$K_v = 0,05 \cdot 262 = 13,1 \text{mD}$$

Cálculo del índice de anisotropía

$$\beta = \sqrt{\frac{262}{13,1}} = 4,472$$

Cálculo del área elipsoidal:

$$A_{d2} = 3,1416 \cdot 760 \cdot \left(\frac{2181}{2} + 760 \right) = 4418283,408 \text{ pies}^2$$

Cálculo del área cilíndrica:

$$A_{d1} = (3,1416 \cdot 760^2) + (2181 \cdot 760) = 5129708,16 \text{ pies}^2$$

Cálculo del área de drenaje horizontal del pozo:

$$A_{dh} = \frac{4418283,408 + 5129708,16}{2} = 4773995,784 \text{ pies}^2$$

Cálculo del radio de drenaje:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{4773995,784}{3,1416}} = 1232,7232 \text{ pies}$$

Cálculo del eje mayor de la elipse (a):

$$a = (2181/2) \left(0,5 + \sqrt{0,25 + (2 \cdot 1232,7232 / 2181)^4} \right)^{0,5} = 1492,1085 \text{ pies}$$

Cálculo de excentricidad:

$$\delta = \sqrt{\left(-\left(\frac{150 \cdot 0,35}{2 \cdot 4,472} \cdot e^{\left[\frac{2181}{150 \cdot 4,472} \cdot \left(\frac{0,007078 \cdot 262 \cdot 150 \cdot 45,3}{2601 \cdot 2,94 \cdot 1,226} \right) - \ln \left(\frac{1492 + \sqrt{1492^2 - \left(\frac{2181}{2} \right)^2}}{\frac{2181}{2}} \right) \right]} \right) + \left(\frac{150}{2} \right)^2} \right)}$$

$$\delta = 74,79435$$

APÉNDICE E

EXCENTRICIDAD ÓPTIMA DE LAS ARENA 70A, 70B Y 70E

La Tabla E.1 refleja los valores obtenidos de los cálculos preliminares que permitieron determinar la excentricidad óptima correspondiente a los pozos de la arena 70A, 70B y 70E.

Tabla E.1. Resultados del área cilíndrica (Ad1), área elipsoidal (Ad2), área de drenaje horizontal (Adh), radio de drenaje horizontal (reh), del eje mayor de la elipse (a) y de la medida de anisotropía del yacimiento (β) de las tres (3) arenas en estudio.

Arena	POZOS	Ad1 pies ²	Ad2 pies ²	Adh pies ²	reh pies	a pies	β Adim
70A	AX1	5129708	4418283	4773996	1233	1492	4,472
	AX2	8054822	6987028	7520925	1547	1819	4,472
	AX3	4197984	3627448	3912716	1116	1332	4,472
	AX4	5767424	4961215	5364319	1307	1591	4,472
	AX5	4888650	4218776	4553713	1204	1445	4,472
	AX6	6991710	6018137	6504924	1439	1747	4,472
	AX7	7302518	6286354	6794436	1471	1784	4,472
70B	BX1	10575136	9121479	9848307	1771	2130	4,472
	BX2	10412055	8978630	9695342	1757	2115	4,472
	BX3	4017384	3485605	3751495	1093	1284	4,472
	BX4	6920490	6005985	6463238	1434	1684	4,472
	BX5	9771182	8431803	9101492	1702	2044	4,472
70E	EX1	6922194	6045145	6483670	1437	1650	4,472
	EX2	7343994	6376427	6860210	1478	1732	4,472

APÉNDICE F

SENSIBILIDAD DE EXCENTRICIDAD EN LOS POZOS DE LAS ARENA 70A, 70B Y 70E

➤ ARENA 70A

La Tabla F.1 muestra la influencia en el comportamiento de producción de los pozos horizontales de la arena 70A, al sensibilizar su excentricidad a partir de la óptima.

Tabla F.1. Comportamiento de producción de la arena 70A, al sensibilizar la excentricidad.

ARENA 70A			
POZOS	δ Pies	Qo BP/D	%
AX1	74,79435	2601	0
	74	1911	26,5
	70	1510	42,0
	65	1388	46,6
	60	1328	48,9
	55	1291	50,4
	50	1264	51,4
	45	1245	52,1
	40	1230	52,7
	35	1218	53,2
	30	1209	53,5
AX2	124,83981	1720	0
	124	1126	34,5
	120	865	49,7
	115	788	54,2
	110	750	56,4
	105	726	57,8
	100	708	58,8
	95	695	59,6
	90	685	60,2
	85	676	60,7
	80	669	61,1

Continuación Tabla F.1. Comportamiento de producción de la arena 70A, al sensibilizar la excentricidad.

ARENA 70A			
POZOS	δ pies	Qo BP/D	%
AX3	64,80981	938	0
	64	683	27,2
	60	542	42,2
	55	499	46,8
	50	479	49,0
	45	465	50,4
	40	456	51,3
	35	450	52,0
	30	445	52,6
	25	441	53,0
	20	438	53,3
AX4	64,95989	2572	0
	64	1311	49,0
	60	1056	58,9
	55	977	62,0
	50	939	63,5
	45	914	64,5
	40	897	65,1
	35	885	65,6
	30	876	66,0
	25	869	66,2
	20	863	66,4

Continuación Tabla F.1. Comportamiento de producción de la arena 70A, al sensibilizar la excentricidad.

ARENA 70A			
POZOS	δ pies	Qo BP/D	%
AX5	44,69772	1367	0
	44	1155	15,5
	40	959	29,9
	35	897	34,4
	30	867	36,6
	25	849	37,9
	20	837	38,8
	15	829	39,4
AX6	44,54157	2371	0
	44	2155	9,1
	40	1820	23,2
	35	1713	27,8
	30	1660	30,0
	25	1627	31,4
	20	1606	32,3
	15	1592	32,9
AX7	39,41467	2191	0
	39	2066	5,7
	30	1673	23,6
	25	1626	25,8
	20	1598	27,1
	15	1580	27,9

➤ **ARENA 70B**

La Tabla F.2 muestra la influencia en el comportamiento de producción de los pozos horizontales de la arena 70B, al sensibilizar su excentricidad a partir de la óptima determinada por la técnica de Joshi.

Tabla F.2. Comportamiento de producción de la arena 70B, al sensibilizar la excentricidad.

ARENA 70B			
POZOS	δ pies	Qo BP/D	%
BX1	119,79984	4736	0
	119	3396	28,3
	110	2428	48,7
	105	2316	51,1
	100	2244	52,6
	95	2193	53,7
	90	2154	54,5
	85	2123	55,2
	80	2098	55,7
	75	2077	56,1
	70	2060	56,5
BX2	119,79873	4684	0
	119	3359	28,3
	110	2399	48,8
	105	2288	51,2
	100	2217	52,7
	95	2166	53,7
	90	2128	54,6
	85	2097	55,2
	80	2072	55,8
	75	2052	56,2
	70	2034	56,6

Continuación Tabla F.2. Comportamiento de producción de la arena 70B, al sensibilizar la excentricidad.

ARENA 70B			
POZOS	δ pies	Qo BP/D	%
BX3	84,85031	7502	0
	84	4856	35,3
	80	3749	50,0
	75	3423	54,4
	70	3263	56,5
	65	3162	57,9
	60	3091	58,8
	55	3038	59,5
	50	2997	60,1
	45	2964	60,5
	40	2938	60,8
BX4	94,83109	7184	0
	94	4965	30,9
	90	3889	45,9
	85	3566	50,4
	80	3405	52,6
	75	3303	54,0
	70	3231	55,0
	65	3176	55,8
	60	3133	56,4
	55	3099	56,9
	50	3071	57,3

Continuación Tabla F.2. Comportamiento de producción de la arena 70B, al sensibilizar la excentricidad.

ARENA 70B			
POZOS	δ pies	Qo BP/D	%
BX5	72,21792	1364	0
	72	1243	8,9
	70	996	27,0
	65	879	35,5
	60	836	38,7
	55	810	40,6
	50	793	41,8
	45	781	42,7
	40	772	43,4
	35	764	44,0
	30	759	44,4

➤ **ARENA 70E**

La Tabla F.3 muestra la influencia en el comportamiento de producción de los pozos horizontales de la arena 70E, al sensibilizar su excentricidad a partir de la óptima determinada por la técnica de Joshi.

Tabla F.3. Comportamiento de producción de la arena 70E, al sensibilizar la excentricidad.

ARENA 70E			
POZOS	δ pies	Qo BP/D	%
EX1	49,78471	1192	0
	49	964	19,1
	45	806	32,3
	40	756	36,6
	35	731	38,7
	30	716	40,0
	25	705	40,8
EX2	39,63765	639	0
	39	571	10,8
	35	489	23,5
	30	463	27,6
	25	450	29,6
	20	442	30,8
	15	437	31,6

APÉNDICE G

SENSIBILIDAD DE ANISOTROPÍA EN LOS POZOS DE LAS ARENA 70A, 70B Y 70E

➤ ARENA 70A

Una vez determinada la excentricidad óptima de cada pozo de la arena 70A del Campo Corocoro con la técnica de Joshi se observa en la Tabla G.1 la influencia en el comportamiento de las tasas de los pozos evaluados al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.

Tabla G.1. Comportamiento de producción de la arena 70A, al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.

ARENA 70A				
POZOS	δ Joshi (pies)	β adim	Qo BP/D	%
AX1	74,79435	4,472	2601	0
		3,162	3123	20,1
		2,236	3558	36,8
		1,826	3760	44,6
		1,581	3879	49,1
		1,414	3958	52,2
		1,291	4014	54,3
		1,195	4056	55,9
		1,118	4089	57,2
		1,054	4115	58,2
		1,000	4137	59,1

Continuación Tabla G.1. Comportamiento de producción de la arena 70A, al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.

ARENA 70A				
POZOS	δ Joshi (pies)	β adim	Qo BP/D	%
AX2	124,83981	4,472	1720	0
		3,162	2123	23,4
		2,236	2469	43,6
		1,826	2631	53,0
		1,581	2726	58,5
		1,414	2789	62,1
		1,291	2833	64,7
		1,195	2866	66,6
		1,118	2891	68,1
		1,054	2911	69,3
		1,000	2927	70,2
AX3	64,80981	4,472	938	0
		3,162	1117	19,1
		2,236	1262	34,6
		1,826	1329	41,7
		1,581	1367	45,8
		1,414	1393	48,5
		1,291	1411	50,4
		1,195	1424	51,9
		1,118	1435	53,0
		1,054	1443	53,9
		1,000	1450	54,6

Continuación Tabla G.1. Comportamiento de producción de la arena 70A, al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.

ARENA 70A				
POZOS	δ Joshi (pies)	β adim	Qo BP/D	%
AX4	64,95989	4,472	2572	0
		3,162	2782	8,2
		2,236	2882	12,1
		1,826	2903	12,9
		1,581	2906	13,0
		1,414	2904	12,9
		1,291	2899	12,7
		1,195	2894	12,5
		1,118	2888	12,3
		1,054	2883	12,1
		1,000	2877	11,9
AX5	44,69772	4,472	1367	0
		3,162	1572	15,0
		2,236	1734	26,8
		1,826	1807	32,2
		1,581	1850	35,3
		1,414	1878	37,4
		1,291	1899	38,9
		1,195	1914	40,0
		1,118	1926	40,9
		1,054	1936	41,6
		1,000	1944	42,2

Continuación Tabla G.1. Comportamiento de producción de la arena 70A, al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.

ARENA 70A				
POZOS	δ Joshi (pies)	β adim	Qo BP/D	%
AX6	44,54157	4,472	2371	0
		3,162	2709	14,3
		2,236	2978	25,6
		1,826	3101	30,8
		1,581	3174	33,9
		1,414	3224	36,0
		1,291	3259	37,5
		1,195	3287	38,6
		1,118	3308	39,5
		1,054	3326	40,3
		1,000	3340	40,9
AX7	39,41467	4,472	2191	0
		3,162	2485	13,4
		2,236	2717	24,0
		1,826	2824	28,9
		1,581	2887	31,8
		1,414	2930	33,7
		1,291	2961	35,2
		1,195	2985	36,2
		1,118	3004	37,1
		1,054	3019	37,8
		1,000	3032	38,4

➤ **ARENA 70B**

Una vez determinada la excentricidad óptima de cada pozo de la arena 70A del Campo Corocoro con la técnica de Joshi se observa en la Tabla G.2 la influencia en el comportamiento de las tasas de los pozos evaluados al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.

Tabla G.2. Comportamiento de producción de la arena 70B, al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.

ARENA 70B				
POZOS	δ Joshi (pies)	β adim	Qo BP/D	%
BX1	119,79984	4,472	4736	0
		3,162	5759	21,6
		2,236	6629	40,0
		1,826	7038	48,6
		1,581	7280	53,7
		1,414	7441	57,1
		1,291	7557	59,6
		1,195	7643	61,4
		1,118	7711	62,8
		1,054	7765	64,0
		1,000	7809	64,9
BX2	119,79873	4,472	4684	0
		3,162	5703	21,8
		2,236	6572	40,3
		1,826	6981	49,0
		1,581	7224	54,2
		1,414	7385	57,7
		1,291	7501	60,1
		1,195	7588	62,0
		1,118	7656	63,4
		1,054	7710	64,6
		1,000	7755	65,6

Continuación Tabla G.2 Comportamiento de producción de la arena 70B, al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.

ARENA 70B				
POZOS	δ Joshi (pies)	β Adim	Qo BP/D	%
BX3	84,85031	4,472	7502	0
		3,162	9188	22,5
		2,236	10605	41,4
		1,826	11256	50,0
		1,581	11634	55,1
		1,414	11880	58,4
		1,291	12053	60,7
		1,195	12181	62,4
		1,118	12279	63,7
		1,054	12356	64,7
		1,000	12418	65,5
BX4	94,83109	4,472	7184	0
		3,162	8651	20,4
		2,236	9861	37,3
		1,826	10412	44,9
		1,581	10733	49,4
		1,414	10943	52,3
		1,291	11092	54,4
		1,195	11202	55,9
		1,118	11287	57,1
		1,054	11354	58,0
		1,000	11408	58,8

Continuación Tabla G.2 Comportamiento de producción de la arena 70B, al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.

ARENA 70B				
POZOS	δ Joshi (pies)	β adim	Qo BP/D	%
BX5	72,21792	4,472	1364	0
		3,162	1587	16,4
		2,236	1766	29,5
		1,826	1848	35,5
		1,581	1896	39,0
		1,414	1928	41,4
		1,291	1951	43,1
		1,195	1969	44,3
		1,118	1982	45,3
		1,054	1993	46,1
		1,000	2003	46,8

➤ **ARENA 70E**

Una vez determinada la excentricidad óptima de cada pozo de la arena 70A del Campo Corocoro con la técnica de Joshi se observa en la Tabla G.3 la influencia en el comportamiento de las tasas de los pozos evaluados al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.

Tabla G.3. Comportamiento de producción de la arena 70E, al sensibilizar la anisotropía del yacimiento.

ARENA 70E				
POZOS	δ Joshi (pies)	β adim	Qo BP/D	%
EX1	49,78471	4,472	1192	0
		3,162	1347	13,0
		2,236	1463	22,7
		1,826	1513	26,9
		1,581	1542	29,3
		1,414	1560	30,9
		1,291	1573	32,0
		1,195	1583	32,8
		1,118	1591	33,5
		1,054	1597	34,0
		1,000	1602	34,4
EX2	39,63765	4,472	639	0
		3,162	716	12,0
		2,236	774	21,1
		1,826	800	25,2
		1,581	815	27,5
		1,414	825	29,1
		1,291	832	30,2
		1,195	838	31,1
		1,118	842	31,7
		1,054	845	32,3
		1,000	848	32,7

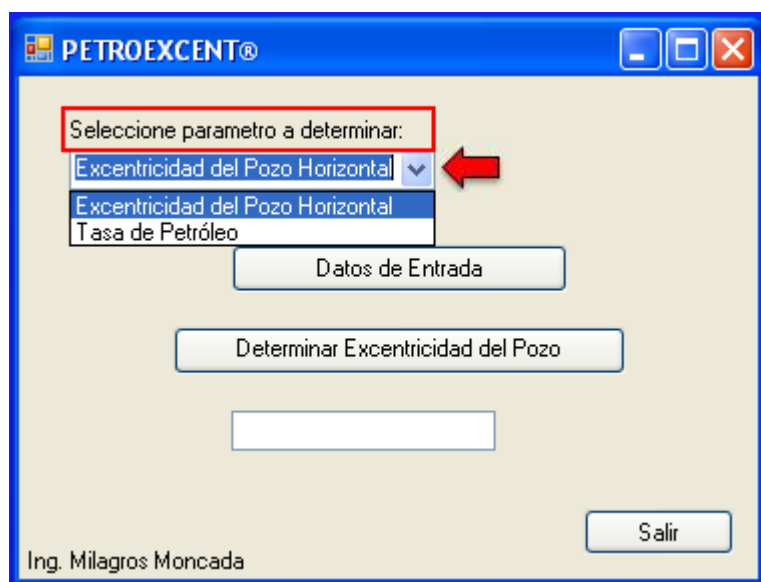
ANEXOS

ANEXO 1

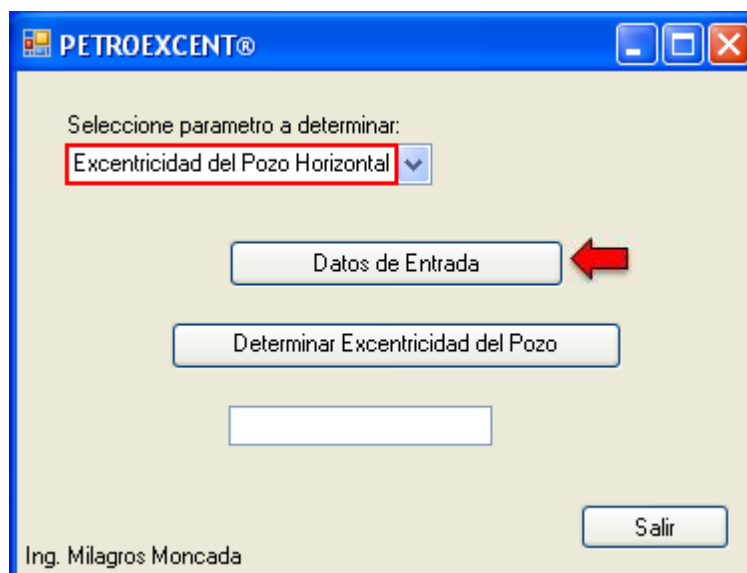
MANUAL DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

A continuación se muestra una secuencia de los pasos que facilitaran el manejo de dicho programa.

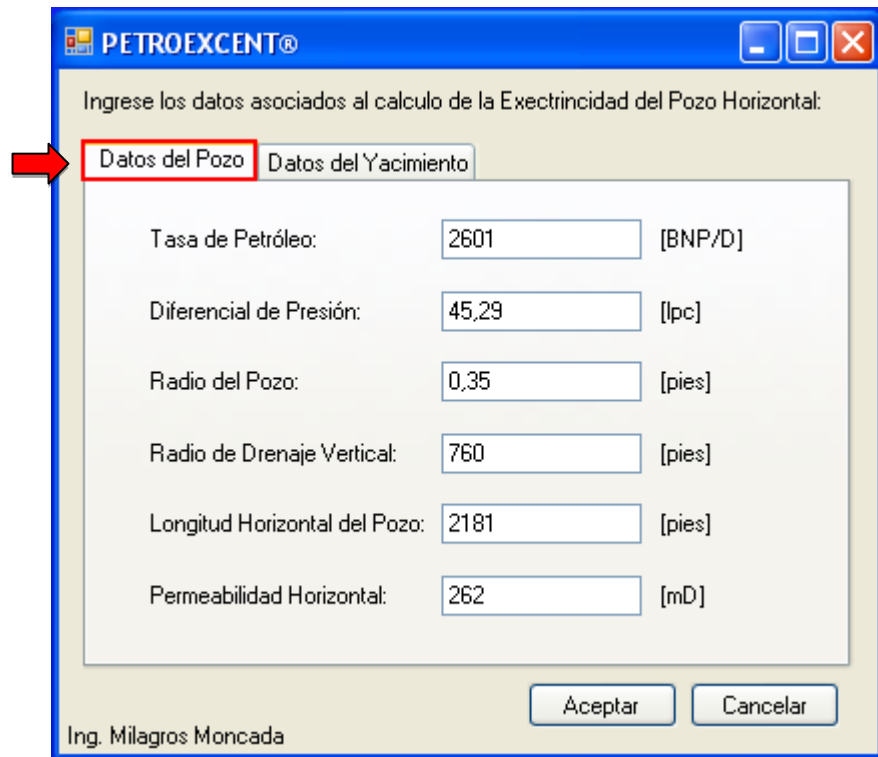
Paso 1.- Una vez que aparece la pantalla principal presione la opción “Seleccione parámetro a determinar” y escoja entre los dos (2) parámetros el de su interés.



Paso 2.- Presione el botón “Datos de Entrada” y pase al siguiente paso.



Paso 3.- Introducir los valores correspondientes que solicita el software en cada opción, “Datos del Pozo” y en “Datos del Yacimiento”. Inmediatamente presionar el botón “Aceptar” para continuar. En el caso que se desee volver a la pantalla principal antes de obtener algún resultado, presionar el botón “Cancelar”.



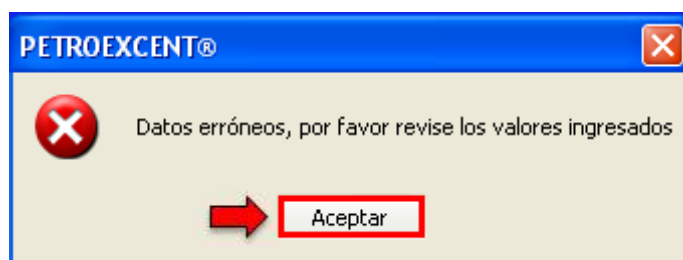
The screenshot shows a software window titled "PETROEXCENT®". Inside, there is a text prompt: "Ingrese los datos asociados al calculo de la Exectrincidad del Pozo Horizontal:". Below this, there are two tabs: "Datos del Pozo" (which is selected and highlighted with a red box and a red arrow) and "Datos del Yacimiento". The "Datos del Pozo" tab contains six input fields with labels and units:

Label	Value	Unit
Tasa de Petróleo:	2601	[BNP/D]
Diferencial de Presión:	45,29	[lpc]
Radio del Pozo:	0,35	[pies]
Radio de Drenaje Vertical:	760	[pies]
Longitud Horizontal del Pozo:	2181	[pies]
Permeabilidad Horizontal:	262	[mD]

At the bottom of the window, there are two buttons: "Aceptar" and "Cancelar". The footer of the window reads "Ing. Milagros Moncada".

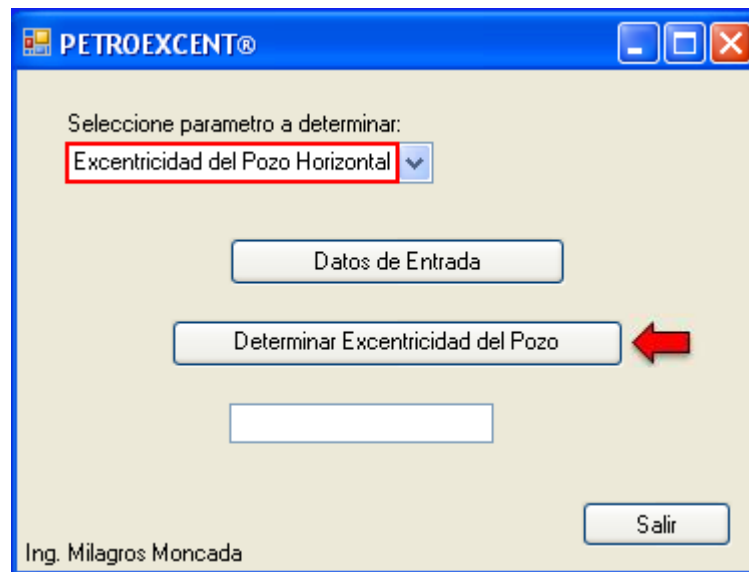
The screenshot shows a software window titled "PETROEXCENT®". Inside, there is a text prompt: "Ingrese los datos asociados al calculo de la Exctrincidad del Pozo Horizontal:". Below this, there are two tabs: "Datos del Pozo" and "Datos del Yacimiento". The "Datos del Yacimiento" tab is selected and highlighted with a red box, with a red arrow pointing to it from the right. The main area contains three input fields with labels and units: "Viscosidad de Petróleo:" with a value of "2,94" and unit "[cP]"; "Factor Volumétrico de Formación de Petróleo:" with a value of "1,226" and unit "[BY/BN]"; and "Espesor del Yacimiento:" with a value of "150" and unit "[pies]". At the bottom right, there are two buttons: "Aceptar" (highlighted with a red box and a red arrow pointing to it from the left) and "Cancelar". At the bottom left, the text "Ing. Milagros Moncada" is displayed.

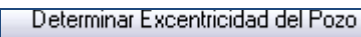
Nota: Si el usuario no ha suministrado los valores de manera correcta, aparecerá el siguiente mensaje de error.

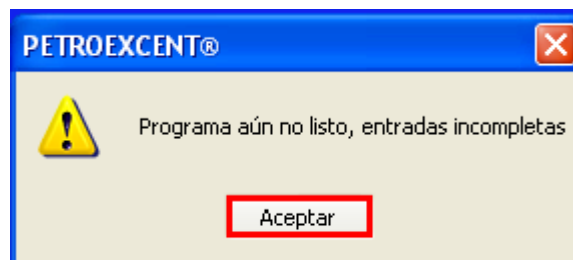


Por lo tanto se debe presionar el botón “**Aceptar**” para regresar e introducir los valores correctos.

Paso 4.- Un vez cumplido el paso anterior e introducido todos los datos requeridos para determinar la variable deseada, aparecerá nuevamente la pantalla principal, así que Presione el botón “” para continuar.

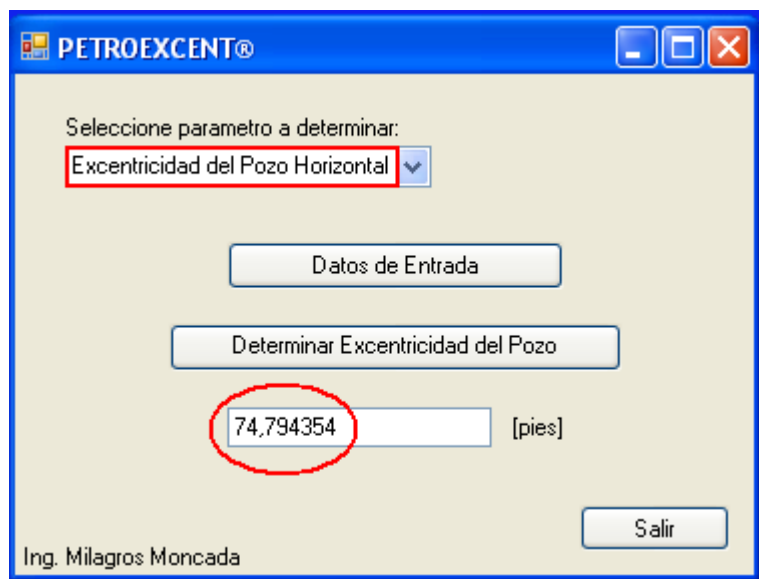


Nota: Si el usuario no ha suministrado los valores de manera correcta, y se presiona el botón “” aparecerá el siguiente mensaje de error:



Por lo tanto se debe presionar el botón “” para regresar e introducir los valores correctos.

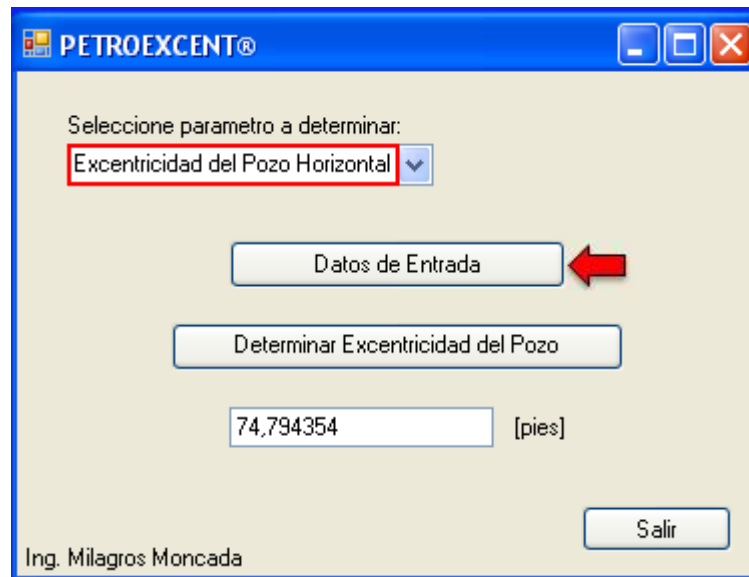
Paso 5.- Completadas todas las operaciones anteriores, se muestra la pantalla de resultado.



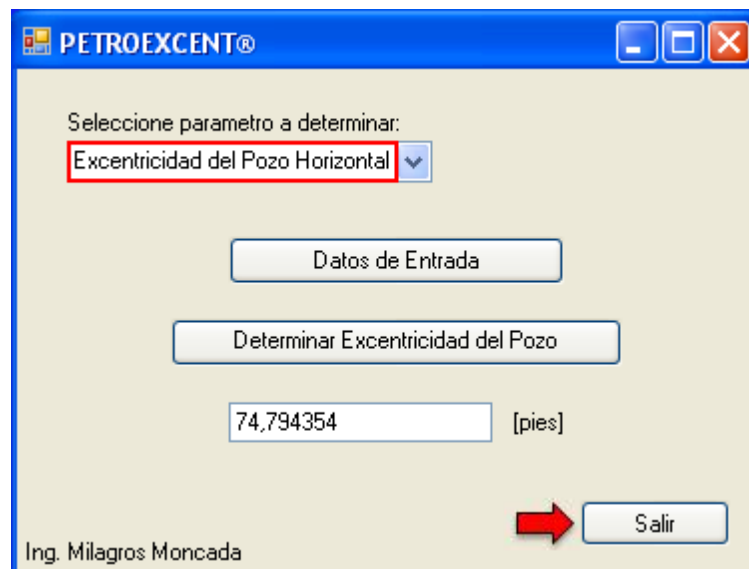
En esta pantalla aparece el resultado correspondiente a la variable seleccionada, en este caso se explicó el procedimiento determinando la excentricidad del pozo horizontal a una tasa dada, si el caso fuera determinar la tasa de producción del pozo a una excentricidad dada, el procedimiento es el mismo.

Estos resultados no son más, si no que la excentricidad máxima de la sección horizontal a la cual debería completarse el pozo, y la tasa máxima que se obtendría si se completara el pozo a cierta excentricidad.

Paso 6.- Presione el botón “**Datos de Entrada**” si desea realizar cambios en los valores.



Paso 7.- Presione el botón “**Salir**” para finalizar el programa.



ANEXO 2

AUMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN CAMPO CON POZOS HORIZONTALES Y DESVIADOS

(S. Joshi, “Journal of Petroleum Technology”, June 1988).

Traducido por **E. Parra P.)**

Objetivos

Este trabajo está dirigido a desarrollar las ecuaciones matemáticas necesarias para la evaluación inicial de prospectos de perforación de un pozo horizontal.

Esto incluye los siguientes objetivos:

1. Desarrollar una ecuación matemática para calcular la producción de petróleo (estado continuo) con pozos horizontales.
2. Determinar la influencia de la anisotropía del yacimiento, altura, área de drenaje del pozo, excentricidad (ubicación del pozo diferente de la mitad de la altura del yacimiento) sobre la productividad del pozo horizontal.
3. Implementar experimentos eléctricos – analógicos para medir la productividad del pozo horizontal.
4. Comparar las productividades de pozos horizontales, desviados y verticales.
5. Determinar las tendencias de conificación de gas y agua de pozos horizontales y compararlos con la de los pozos verticales.

Revisión de la Literatura

Borisov reportó una ecuación teórica para calcular la producción de petróleo de un pozo horizontal; sin embargo, el informe no incluye la derivación de la ecuación.

Más tarde, usando la ecuación de Borisov y Giger, reportaron aspectos de Ingeniería de Yacimientos de la perforación horizontal.

Giger desarrolló un concepto de relación de reemplazo (F_R), que indica el número de pozos verticales requeridos para producir a la misma tasa que la de un pozo horizontal.

Los cálculos de relación de reemplazo asumen igual drawdown para pozos horizontales y pozos verticales.

Adicionalmente, Giger estudió el fracturamiento de un pozo horizontal y suministró una solución gráfica para calcular la reducción de la conificación de agua usando pozos horizontales.

Giger reportó también que los pozos horizontales son adecuados para yacimientos delgados, yacimientos fracturados y yacimientos con problemas de conificación de agua y gas.

Reis reportó una ecuación de índice de productividad para pozos horizontales, pero su ecuación es un poco diferente de la reportada por Borisov y otros.

Para clasificar estas diferencias se decidió deducir la ecuación de estado continuo básica de la teoría de flujo de fluido fundamental. La deducción se reporta en este trabajo de Joshi.

Daviau y col. reportaron análisis teóricos dependientes del tiempo para pozos horizontales. Sus resultados así como también nuestros resultados teóricos dependiente del tiempo para pozos horizontales indican que si la longitud L de un pozo horizontal es significativamente mayor que la altura del yacimiento ($L/h \gg 1$), luego en largo tiempo, la producción es la misma obtenida de una fractura vertical de conductividad infinita, con penetración total.

Ecuación de Producción de Petróleo de un Pozo Horizontal

La Fig. 1 muestra que un pozo horizontal de longitud L drena un elipsoide, mientras que un pozo vertical convencional drena un volumen cilíndrico circular.

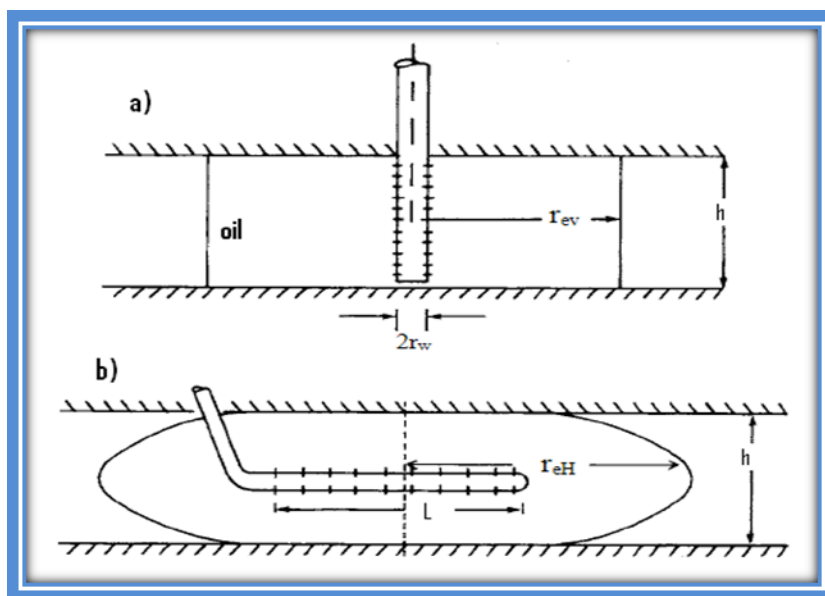


Fig.1. Esquemáticos de volúmenes de drenajes de un pozo vertical y un pozo horizontal.

Ambos drenan un yacimiento de altura h , pero los volúmenes de drenaje son diferentes.

Para calcular la producción de petróleo de un pozo horizontal matemáticamente se necesita resolver primero, la ecuación tridimensional (3D), ($\nabla^2 p = 0$), o la ecuación de Laplace.

Si la presión es constante en la frontera de drenaje y en el pozo se supone que la solución daría una distribución de presión dentro del yacimiento. Una vez obtenida esta distribución de presión, la producción de petróleo se puede calcular por la Ley de Darcy.

Para simplificar la solución matemática, el problema 3D es subdividido en dos (2) problemas de dos dimensiones (2D).

La Fig. 2 muestra la siguiente subdivisión del problema de drenaje elipsoidal:

1. Flujo de petróleo en un pozo horizontal en un plano horizontal, y.
2. Flujo de petróleo en un pozo horizontal en un plano vertical.

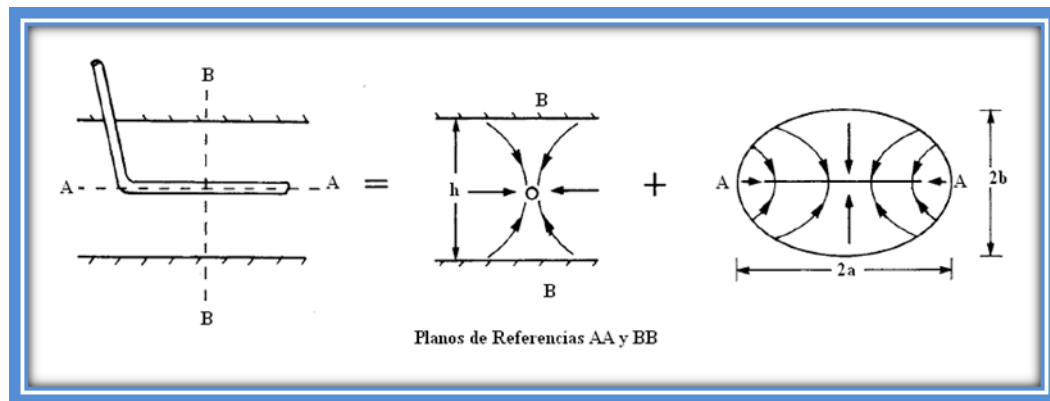


Fig.2. División del problema de un pozo horizontal 3D en dos (2) problemas 2D.

Los apéndices A y B describen las soluciones matemáticas a estos dos (2) problemas con la teoría de potencial de flujo.

Las soluciones son sumadas para calcular la producción de petróleo de un pozo horizontal.

La Ec. (1) derivada en el Apéndice A, da el flujo de petróleo a un pozo horizontal en un plano horizontal.

$$q_1 = \frac{2\pi K_o \Delta p / (\mu B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right]} \quad (1)$$

Multiplicando la Ec. (1) por la altura del yacimiento, h , da la producción de petróleo de un número de pozos horizontales “empacados” o “arreglados” uno encima de otros del fondo hacia arriba, por:

$$q_1^* = q_1 h \quad (2)$$

Usando un concepto análogo eléctrico, la resistencia al flujo en una dirección horizontal está dada por:

$$R_{fH} = \left(\frac{\Delta p}{q_1^*} \right) = \frac{\mu B_o}{2\pi K_o h} \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] \quad (3)$$

Adicional a la resistencia en la dirección – horizontal de Ec. (3), R_{fH} , un pozo horizontal de altura $2r_w$ experimenta una resistencia al flujo vertical.

La Ec. (4) derivada en el apéndice B, nos da el flujo a un pozo horizontal de longitud unitaria ubicado en la mitad del yacimiento.

$$q_1 = \frac{2\pi K_o \Delta p / (\mu B_o)}{\ln \left[\frac{h}{2r_w} \right]} \quad (4)$$

El flujo de petróleo a un pozo horizontal de longitud L , q_2^* , y la correspondiente resistencia de flujo en una dirección vertical, R_{fv} , son calculadas como:

$$q_2^* = q_2 L \quad (5)$$

$$R_{fv} = \left(\frac{\Delta p}{q_2^*} \right) = [\mu B_o / (2\pi K_o h)] \ln[h / (2r_w)] \quad (6)$$

El termino R_{fv} , resistencia vertical, en la Ec. (6) representa resistencia en un plano vertical en un área circular de radio $h/2$ alrededor del pozo. Parte de esta resistencia ya ha sido tomado en cuenta en el término de resistencia horizontal. Esta duplicación no afecta mucho la exactitud de la solución.

Diferentes métodos de combinar R_{fv} y R_{fh} fueron considerados para calcular la resistencia efectiva al flujo.

La suma de R_{fh} y R_{fv} no solamente da resultados matemáticamente simples sino que también mostró buen acuerdo con los datos experimentales de laboratorio.

Por lo tanto, las resistencias vertical y horizontal fueron adicionadas para calcular la producción de petróleo de un pozo horizontal.

$$R_{fH} + R_{fV} = \Delta p \left(\frac{1}{q_1^*} + \frac{1}{q_2^*} \right) = \frac{\Delta p}{q_H} \quad (7a)$$

$$q_H = \frac{2\pi K_o \Delta p / (\mu B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right)} \quad (7b)$$

$$\text{Para } L > h \text{ y } \frac{L}{2} < 0.9r_{eH}$$

Donde a , es la mitad del eje mayor de una elipse de drenaje en un plano horizontal en el cual es colocado el pozo, (Fig.2), es obtenida de reformular Ec. A-10 para dar:

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{1}{(0.5L/r_{eH})^4}} \right]^{0.5} \quad (8)$$

La Tabla 1 nos da una lista de la correspondencia entre $L/(2a)$ y $L/(2r_{eH})$.

La Ec. (7b) muestra que si la longitud horizontal del pozo excede significativamente la altura del pozo ($L/h \gg 1$), el segundo término en el denominador de la Ec. (7b)

representando la resistencia al flujo – vertical tiende a ser muy pequeño comparado en el primer término (resistencia horizontal).

Algo más es que si $L/(2a) \ll 1$, la Tabla 1 muestra que $a \cong r_{eH}$. Sustituyendo esto en la Ec. (7b) resulta en la solución clásica de fractura – vertical de conductividad infinita.

$$q_H = \frac{2\pi K_o \Delta p / (\mu B_o)}{\ln \left(\frac{r_{eH}}{L/4} \right)} \quad (9)$$

Tabla 1. Relación entre varios factores geométricos.

$L/(2r_{eh})$	$L/2a$	L/r_{eh}
0.1	0.0998	1.002
0.2	0.198	1.010
0.3	0.293	1.024
0.4	0.384	1.042
0.5	0.470	1.064
0.6	0.549	1.093
0.7	0.620	1.129
0.8	0.683	1.171
0.9	0.739	1.218

La Ec. (9) dará resultados idénticos a los dados por la Ec. (7b) si $L/h \geq 6$.

Luego, si $L/h \geq 6$, la producción de un pozo horizontal se puede aproximar como la producción de una fractura vertical penetrando completamente. Esta conclusión

confirma resultados similares de las soluciones de pruebas transientes de pozos. Como se dijo antes, esto es válido para flujo de una sola fase. Esta observación es importante, porque nos da un medio rápido de comparar la productividad de un pozo horizontal con los pozos estimulados.

La Ec. (7b) es diferente de la reportada en la literatura técnica de pozos horizontales. La ecuación usada por estos autores tiene un término adicional π en el denominador del término de resistencia vertical. Como estas referencias no incluyen la deducción de sus ecuaciones, no fue posible investigar las razones por esta diferencia.

La Ec. (7b) compara bastante bien con los resultados de laboratorio, indicando su utilidad para pronosticar la producción de petróleo de pozos horizontales.

Influencia de la Anisotropía

En muchos yacimientos, la permeabilidad vertical es menor que la permeabilidad horizontal.

Para un pozo horizontal, un descenso en la permeabilidad vertical resulta en un aumento en la resistencia al flujo – vertical y un descenso en las tasas de producción.

Como lo mostró Muskat, la anisotropía del yacimiento se puede tomar en cuenta modificando el eje vertical como $Z' = h\sqrt{K_H/K_V}$ y la permeabilidad del yacimiento como $\sqrt{K_H K_V}$.

La modificación del eje z hace elíptico al pozo. Si los efectos del pozo elíptico se suponen muy pequeños, la Ec. (7b) es modificada para tomar en cuenta la anisotropía del yacimiento:

$$q_H = \frac{2\pi K_H \Delta p / (\mu B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{\beta h}{2r_w} \right)}$$

Para $L > \beta h$ (10a)

Donde

$$\beta = \sqrt{K_H / K_V}.$$

Como se muestra en el Apéndice C, una ecuación alternativa para tomar en cuenta la anisotropía del yacimiento (Ec. C-7), también se podría desarrollar y describir como:

$$q_H = \frac{2\pi K_H \Delta p / (\mu B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta^2 h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right)} \quad (10b)$$

Aunque la Ec. (10b) es derivada más rigurosamente que la Ec. (10a) hay menos de 14% de diferencia en los índices de productividades ($q/\Delta p$) calculado con estas dos ecuaciones para $L > 0.4\beta h$.

Algo más, estos índices de productividades muestran menos de 10% de diferencia con los índices de productividades calculados con la correlación de Skin Factor desarrollada por análisis de transientes de presión (Ec. 20, Ref. 16).

En general, la Ec. (10b) da un índice de productividad un poco más alto que el de la Ec. (10a). Aunque cualquiera de la Ec. (10a) o (10b) pueden usarse para propósitos de cálculos de Ingeniería.

La Ec. (10a) es recomendada para pronósticos conservadores de producción. Para el resto de este trabajo, los cálculos anisotrópicos son basados en la Ec. (10a).

Excentricidad del Pozo Horizontal

Las Ecs. (7) y (10) suponen que un pozo horizontal está ubicado en el centro del yacimiento en un plano vertical, es decir, a una distancia $h/2$ del tope y fondo del yacimiento.

Con la formulación de Muskat para pozos no – centrado, la producción de petróleo en un plano vertical de un pozo horizontal ubicado a una distancia ℓ_δ de la mitad del yacimiento puede mostrarse como:

$$q_2 = \frac{2\pi K_o L \Delta p h / (\mu B_o h)}{\ln \left[\frac{(h/2)^2 - \ell_\delta^2}{hr_w/2} \right]}$$

$$\text{Para } \ell_\delta < (h/2) \quad (11)$$

Resultando en la expresión para R_{fV} y R_{fH} :

$$R_{fv} = \frac{\mu B_o h}{2\pi K_o \Delta p} \ln \left[\frac{(h/2)^2 - \ell_\delta^2}{hr_w/2} \right]$$

(12)

$$q_H = \frac{2\pi K_o h \Delta p / (\mu B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{h}{L} \ln \left[\frac{(h/2)^2 - \ell_\delta^2}{hr_w/2} \right]}$$

(13)

Para $\ell_\delta < (h/2)$

Los cálculos demuestran que un pozo vertical ubicado $\pm h/4$ de la mitad del yacimiento muestra $< 10\%$ de desviación en productividad. Esto muestra que durante la perforación, desviaciones en la ubicación del pozo de la mitad del yacimiento no debería afectar la productividad del pozo.

Sin embargo, si $L/h < 2$ y $2\ell_\delta/h > 0.5$, la excentricidad del pozo muestra cierta influencia sobre la productividad del pozo.

Estos resultados fueron también confirmados experimentalmente con analogía eléctrica.

Radio Efectivo del Pozo y Skin Factor

Para un área de drenaje dada, la producción de un pozo vertical aumenta con un aumento en el radio del pozo. Por lo tanto, la producción de petróleo mayor de pozos

horizontales y desviados puede también ser representada como un pozo vertical con un diámetro de hoyo grande.

En un pozo vertical convencional, el aumento de la producción del pozo resultante de la estimulación del pozo es representado como un descenso en el Skin Factor negativo o un aumento en el diámetro efectivo del pozo. La relación entre Skin Factor y el radio efectivo del pozo está definida por:

$$r_{we} = r_w \exp(-s)$$

(14)

Para calcular el diámetro del pozo vertical requerido para producir petróleo a la misma tasa que la de un pozo horizontal, se asumen iguales volúmenes de drenaje, $r_{eH} = r_{eV}$, e iguales índices de productividades, $(q/\Delta P)_H = (q/\Delta P)_V$. Con estas suposiciones,

$$\left[\frac{2\pi K_o h / (\mu B_o)}{\ln(r_e / r_{we})} \right]_V = \left\{ \frac{2\pi K_o h / (\mu B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right)} \right\}_H$$

(15)

$$r_{ew} = \frac{r_{eH}^{(L/2)}}{a[1 + \sqrt{1 - (L/2a)^2}][h/(2r_w)]^{(h/L)}}$$

(16)

Con α calculado de la Ec. (8) o de la Tabla 1, las Ecs. (16) y (14), pueden usarse para calcular r_{we} y el Skin Factor S. La Ec. (17) nos da la relación de J_H/J_V :

$$\frac{J_H}{J_V} = \frac{\left[\ln \left(\frac{r_{eV}}{r_w} \right) \right]}{\left[\ln \left(\frac{r_{eH}}{r_{we}} \right) \right]}, \text{ para } L > h\sqrt{K_H/K_V} \text{ y } (L/2) < 0.9r_{eH} \quad (17)$$

Es importante ver que la comparación (Ec. 17) asume un pozo vertical NO-ESTIMULADO. Como la estimulación de pozo-vertical varía de región a región, solamente productividades de pozo-vertical no-estimulado son usados para comparación general. Los aumentos de productividades calculados por la Ec. (17) tendrán que ser ajustados, dependiendo de la experiencia local con los tratamientos de estimulación de pozos verticales.

La Ec. (17) es válida solamente para yacimientos operando encima del punto de burbujeo. De todas las maneras, en un yacimiento SGD, el índice de productividad es la primera derivada de una curva de IPR (inflow-performance-relationship). Por lo tanto, en un yacimiento SGD, la Ec. (17) daría una buena estimación de las mejoras en productividades con pozos horizontales.

Productividades de Pozos-Desviados

Un pozo horizontal representa un caso límite de un pozo desviado cuando el ángulo de desviación se hace 90°. Así que, este estudio incluye comparaciones de productividades de pozos desviados y pozos horizontales.

Para un pozo con un ángulo de desviación $< 75^\circ$, Cinco - ley y col. y Van Der Vlis y col., reportaron ecuaciones para calcular productividades de pozos.

Cinco y col propusieron una ecuación para calcular el Skin Factor originado por un pozo desviado, mientras que Van Der Vlis y col propusieron una ecuación para calcular el radio efectivo de un pozo desviado. Las productividades de pozos desviados calculadas con las ecuaciones de estos autores están en una excelente concordancia. Por lo tanto, cualquiera de las dos correlaciones puede ser usada para calcular las producciones de pozos desviados.

Medida del Aumento de la Productividad del Pozo

El Skin Factor y la relación de los índices de productividades miden el aumento de la productividad del pozo para pozos desviados y pozos horizontales. Estos parámetros pueden ser calculados de las Ecs. (14), (16) y (17) suponiendo un volumen de drenaje igual para pozos horizontales, desviados y verticales.

Para pozos horizontales, una medida del mejoramiento de la productividad es la relación de reemplazo, la cual toma en consideración las diferentes áreas de drenaje para pozos verticales y horizontales. Como indicamos antes, la relación de reemplazo indica que el número de pozos verticales requeridos para producir a la misma rata que un pozo horizontal.

Giger introdujo el concepto de índice de productividad areal para calcular la relación de reemplazo, F_R . Esta ecuación es modificada aquí para facilitar el cálculo de F_R . Adicional, las ecuaciones presentadas incluyen la influencia de la anisotropía del yacimiento, la cual no fue incluida en el trabajo original.

El Apéndice D describe la deducción de ecuaciones para calcular F_R . La Ec. (D6) sugiere que F_R depende del radio de drenaje del pozo horizontal, r_{eH} . Por lo tanto, los valores de F_R fueron calculados con variación de $L/(2 r_{eH})$ de 0,1 a 0,9. Esto resultó en menos de 7% de variación en los valores de F_R ; los resultados demuestran que F_R

depende de la longitud horizontal L en lugar de la relación $L/(2 r_{eH})$. Los cálculos presentados en este trabajo asumen $L = r_{eH}$.

Es importante evitar confusión entre la relación de índice de productividad y la relación de reemplazo, F_R . Una relación de índice de productividad asume un área de drenaje igual para pozos verticales y pozos horizontales. Por el contrario, una relación de reemplazo toma en cuenta para diferentes áreas de drenaje de pozos horizontales y verticales.

Comparación de Pronósticos Teóricos y Datos Experimentales

Perrine y otros realizaron experimentos de analogía eléctrica para mejoras de productividades de pozos de drenaje horizontales (*drainholes*). La similitud de las leyes de Ohm y la de Darcy fueron usadas para estimar el índice de productividad del pozo horizontal, $(q/\Delta P)$. Las Figs. 3a y 3b muestran las comparaciones de los datos de laboratorio de Perrine y los datos de laboratorio de este trabajo con la Ec. 17 (teórica). Como se muestra, las predicciones teóricas están cerca de 7% a 10% más bajos que los datos experimentales. Aunque la Ec. (17) supone que $L > h$, la Fig. 3b muestra que inclusive a $L < h$, las predicciones teóricas son solo 8% a 10% menores que los datos experimentales. Esto indica que la Ec. (17) también puede ser usada si $L < h$. Las predicciones conservadoras del modelo pueden ser el resultado de la sobreestimación de la resistencia del flujo alrededor del pozo (*wellbore*).

Como vimos antes, el término resistencia-vertical toma en cuenta la resistencia al flujo en 360° alrededor del pozo (*wellbore*). Parte de esta resistencia es también tomada en cuenta en el término de resistencia horizontal.

A pesar de esta duplicación, la Ec. 17 (teórica) muestra buena concordancia con los datos experimentales, indicando la utilidad de la ecuación para pronosticar la rata de producción de pozos horizontales.

Experimentos de analogía eléctrica fueron realizados para verificar la Ec. (13), la cual toma en cuenta la excentricidad del hoyo (ubicación del pozo en una posición diferente a la mitad del yacimiento).

Los resultados experimentales mostraron una variación menor del 10% con los resultados de la Ec. (13).

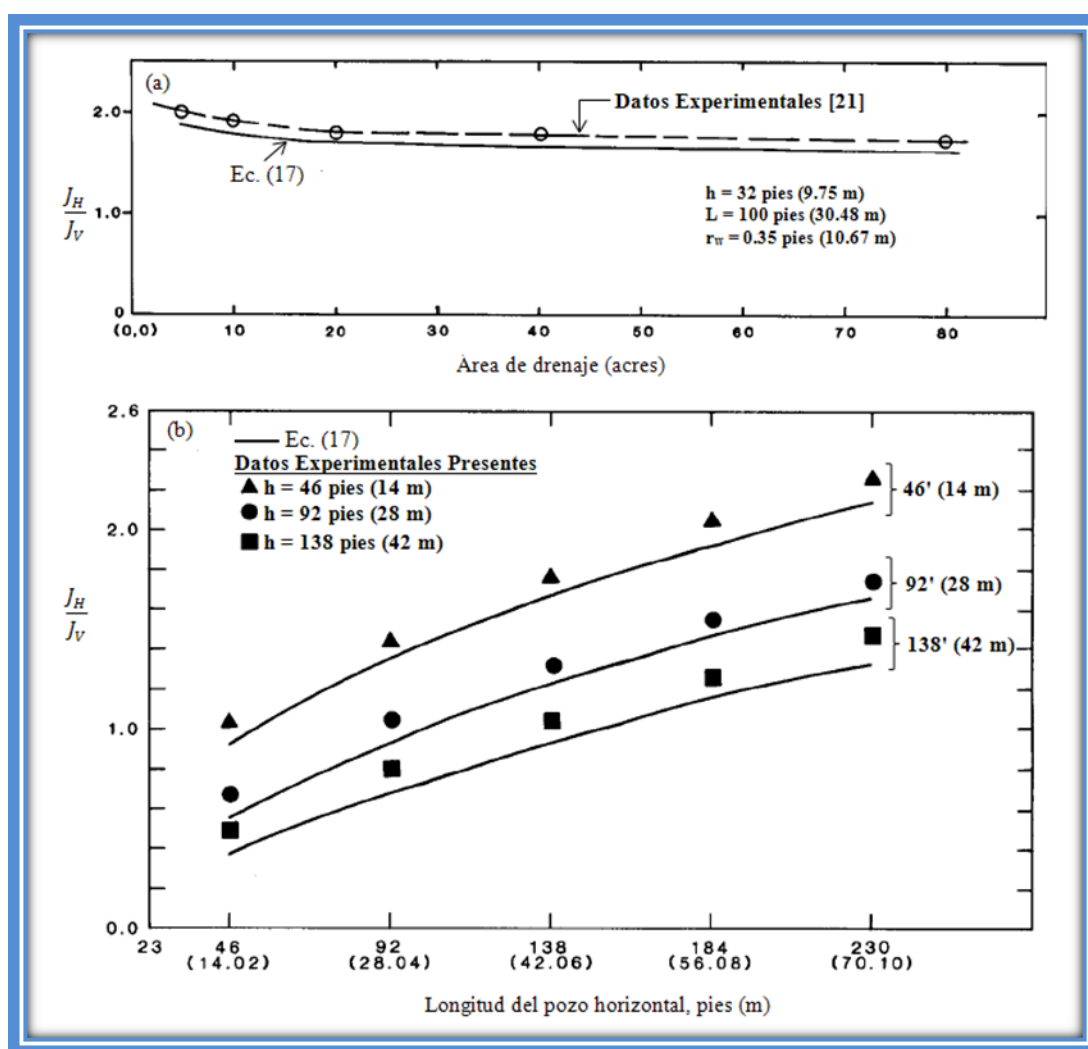


Fig. 3. Comparación de los datos de laboratorio con los pronósticos teóricos.

Resultados / Discusión

Las mejoras de la productividad de un pozo horizontal fueron calculadas para las siguientes variables:

- 1) Alturas del yacimiento (h) de 25 a 400 pies;
- 2) Longitudes horizontales de pozos de 100 a 2000 pies;
- 3) Áreas de drenaje del pozo vertical de 10, 20, 30, 40 y 80 Acres; y
- 4) Relaciones de permeabilidad vertical a horizontal de 0.1, 0.5 y 1.0.

Las Tablas 2 a la 4 dan una lista de las mejoras de productividades típicas (Ec. 17) para 10, 20, 30 y 80 Acres de espaciamiento.

Tabla 2. Relación del índice de productividad de un pozo horizontal y vertical

(J_H/J_V) , con espaciamiento del pozo 10 acres.

J_H/J_V				
h (pies)	L (pies)	$(K_v/K_h) = 0.1$	$(K_v/K_h) = 0.5$	$(K_v/K_h) = 1.0$
25	100	1.08	1.70	1.93
	200	1.79	2.57	2.83
	400	3.09	4.17	4.50
	500	3.77	5.05	5.44
	600	4.89	6.55	7.05
50	100	-	1.17	1.44
	200	1.11	1.91	2.26
	400	2.01	3.26	3.75
	500	2.48	3.97	4.56
	650	3.22	5.16	5.91
100	200	-	1.21	1.55
	400	1.13	2.18	2.72
	500	1.40	2.68	3.33
	650	1.82	3.48	4.32
200	400	-	1.25	1.68
	500	-	1.55	2.07
	650	-	2.01	2.69
400	500	-	-	1.13
	650	-	1.04	1.47
$*(L/2) < 0.9r_{eH}, r_w = 0.365$ pies, y $L > h \sqrt{(K_v/K_H)}$ son asumidos.				

Tabla 3. Relación del índice de productividad de un pozo horizontal y vertical

(J_H/J_V) , con espaciamento del pozo 30 acres.

J_H/J_V				
h (pies)	L (pies)	$(K_v/K_h) = 0.1$	$(K_v/K_h) = 0.5$	$(K_v/K_h) = 1.0$
25	100	1.08	1.62	1.81
	200	1.70	2.31	2.49
	400	2.68	3.39	3.59
	800	4.56	5.55	5.82
	1000	5.63	6.82	7.14
	1150	6.51	7.91	8.28
50	100	-	1.15	1.39
	200	1.10	1.79	2.07
	400	1.87	2.80	3.13
	800	3.34	4.73	5.19
	1000	4.13	5.83	6.39
	1150	4.77	6.75	7.40
100	200	-	1.19	1.49
	400	1.12	2.01	2.42
	800	2.09	3.55	4.18
	1000	2.60	4.39	5.15
	1150	3.00	5.07	5.96
200	400	-	1.23	1.60
	600	-	1.75	2.24
	800	1.15	2.28	2.90
	1000	1.43	2.83	3.59
	1150	1.64	3.26	4.15
400	600	-	-	1.32
	800	-	1.27	1.73
	1000		1.58	2.15
	1150		1.82	2.48
$*(L/2) < 0.9r_{eH}, r_w = 0.365 \text{ pies, y } L > h\sqrt{(K_v/K_h)}$ son asumidos.				

Tabla 4. Relación del índice de productividad de un pozo horizontal y vertical

(J_H/J_V) , con espaciamento del pozo 80 acres.

J_H/J_V				
h (pies)	L (pies)	$(K_v/K_h) = 0.1$	$(K_v/K_h) = 0.5$	$(K_v/K_h) = 1.0$
25	100	1.07	1.56	1.72
	200	1.63	2.13	2.28
	400	2.43	2.95	3.09
	800	3.75	4.35	4.50
	1000	4.40	5.05	5.21
	1500	6.19	7.04	7.25
	1900	7.88	8.97	9.24
50	100	-	1.14	1.36
	200	1.09	1.71	1.94
	400	1.77	2.52	2.76
	800	2.92	3.86	4.14
	1000	3.48	4.52	4.83
	1500	4.96	6.34	6.74
	1900	6.31	8.08	8.60
100	200	-	1.18	1.45
	400	1.11	1.89	2.22
	800	1.96	3.07	3.50
	1000	2.37	3.65	4.12
	1500	3.43	5.18	5.82
	1900	4.36	6.60	7.41
200	400	-	1.21	1.54
	800	1.14	2.11	2.60
	1000	1.39	2.55	3.11
	1500	2.05	3.68	4.45
	1900	2.60	4.68	5.66
400	800	-	1.25	1.65
	1000	-	1.53	2.01
	1500	1.08	2.24	2.93
	1900	1.37	2.85	3.72
$*(L/2) < 0.9r_{eH}, r_w = 0.365 \text{ pies, y } L > h\sqrt{(K_v/K_h)}$ son asumidos.				

Estas Tablas basadas en la suposición de que $r_{eH} = r_{eV}$, dan los resultados para variar longitudes de pozos horizontales y varias relaciones de K_V/K_H .

Los resultados de mejoras de productividades de la Tabla 3 (30 acres) están graficadas en la Fig. 4 a la 6.

La Fig. 4 muestra la influencia de la altura del yacimiento (h) sobre la relación de índices de productividad de pozo vertical al índice de productividad de un pozo horizontal, mientras que la Fig. 5 muestra los resultados graficados como Skin Factors negativos.

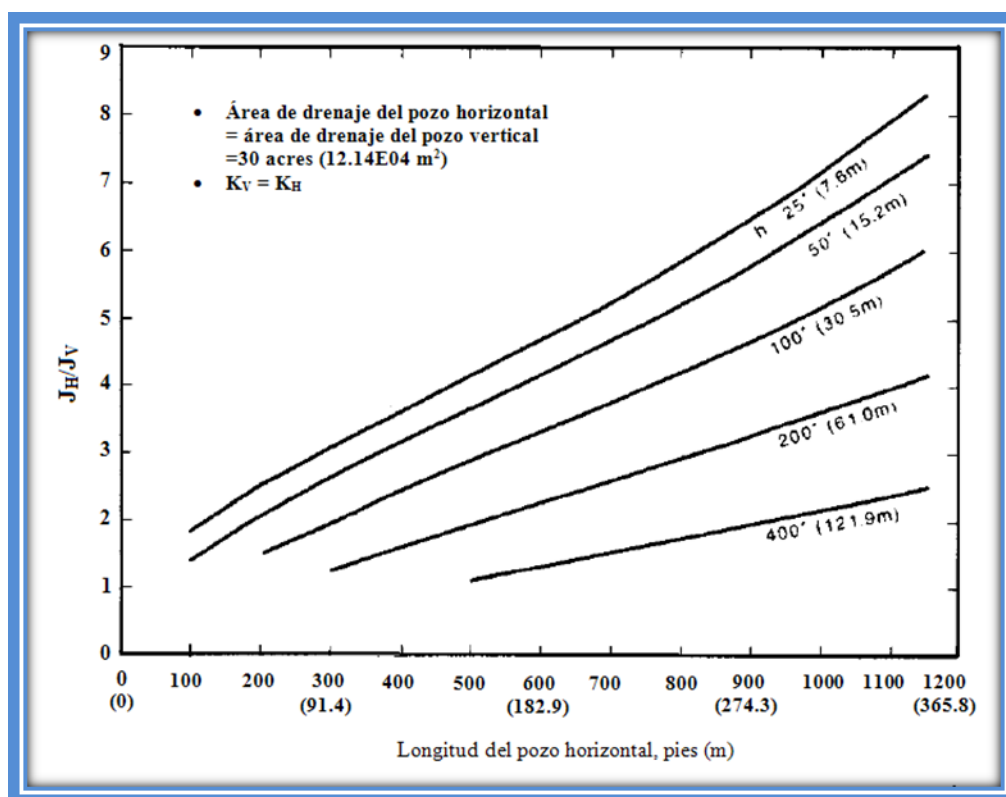


Fig. 4. Influencia de la altura del yacimiento sobre la relación J_H/J_V .

La Fig. 4 muestra que en un yacimiento de permeabilidad uniforme, un pozo de longitud horizontal $L=1000$ pies aumenta la productividad de un pozo vertical NO-ESTIMULADO por factores de 7.1 y 2.15 en yacimientos de espesor de 25 y 400 pies respectivamente.

En otras palabras, como lo vemos en la Fig. 5, un pozo horizontal de $L=1000$ pies puedes ser representado por un pozo vertical con Skin Factors negativos de -6.43 y -4.0 para yacimientos de 25-400 pies de espesor.

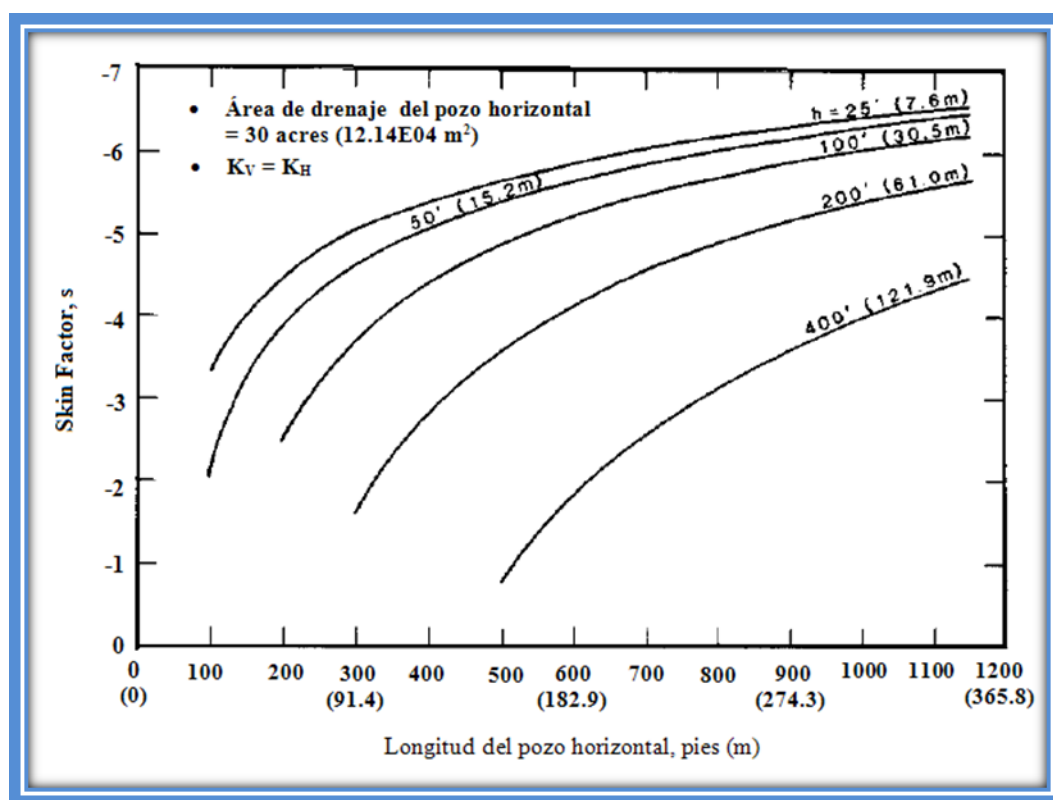


Fig. 5. Influencia de la altura del yacimiento sobre los Skin Factors de un pozo horizontal.

En yacimientos delgados, las áreas de contacto de pozos horizontales son significativamente mayores que la de pozos verticales ($L \gg h$), lo cual resulta en

productividades sustancialmente mayores. Si $L \gg h$, la resistencia al flujo vertical es muy pequeña comparada con la resistencia al flujo horizontal, por lo tanto, la resistencia al flujo vertical se puede eliminar (Ver Ecs. 7b y 9).

El problema se reduce matemáticamente al flujo en una fractura vertical de conductividad-infinita, con penetración completa (fully penetrating). Esto es consistente con otras predicciones teóricas.

La Fig. 6 muestra la influencia de la anisotropía sobre el aumento de la productividad a través de pozos horizontales. La baja permeabilidad vertical reduce significativamente la productividad del un pozo horizontal. Por el contrario, una permeabilidad vertical alta mejora la productividad de un pozo horizontal.

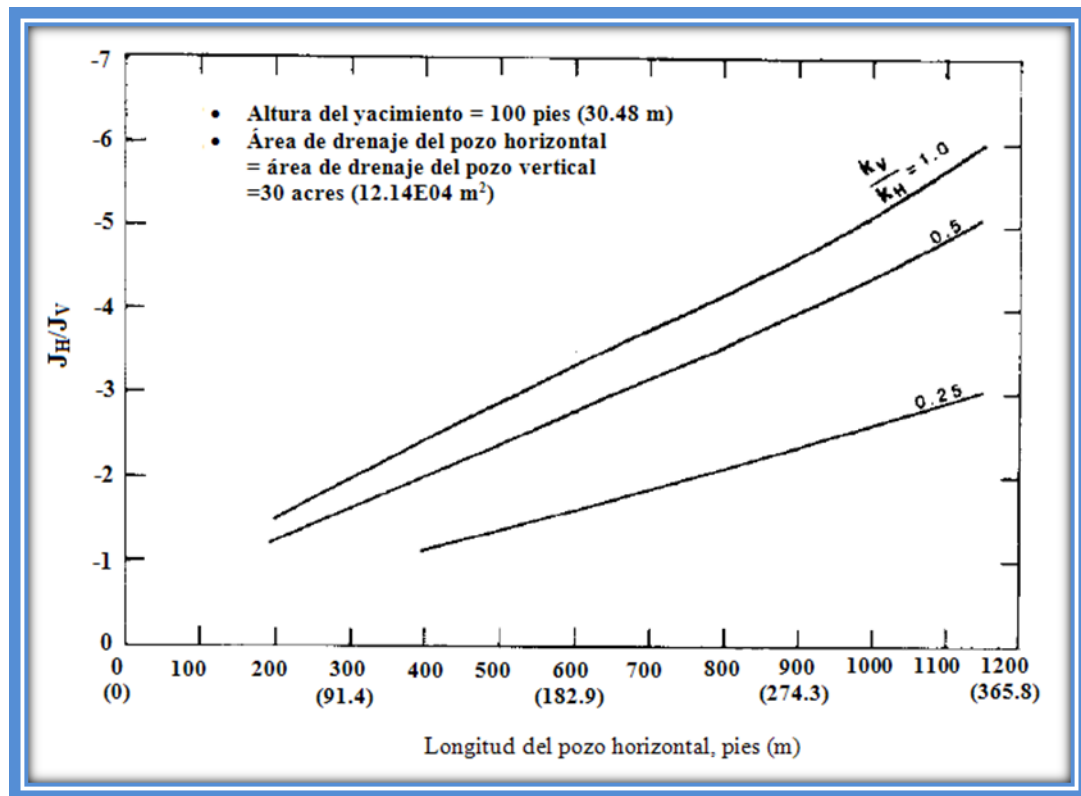


Fig. 6. Influencia de la anisotropía del yacimiento sobre J_H/J_V .

La Fig. 7 a la 9 muestran gráficos de relación de reemplazo para pozos horizontales. Estos cálculos suponen que $r_{eH} = L$. Como lo mostramos en la Fig. 7, en un yacimiento de 100 pies de espesor, un pozo horizontal de $L=1000$ pies reemplaza 4.2 y 3.1 pozos verticales convencionales perforados en 10 y 80 acres, respectivamente.

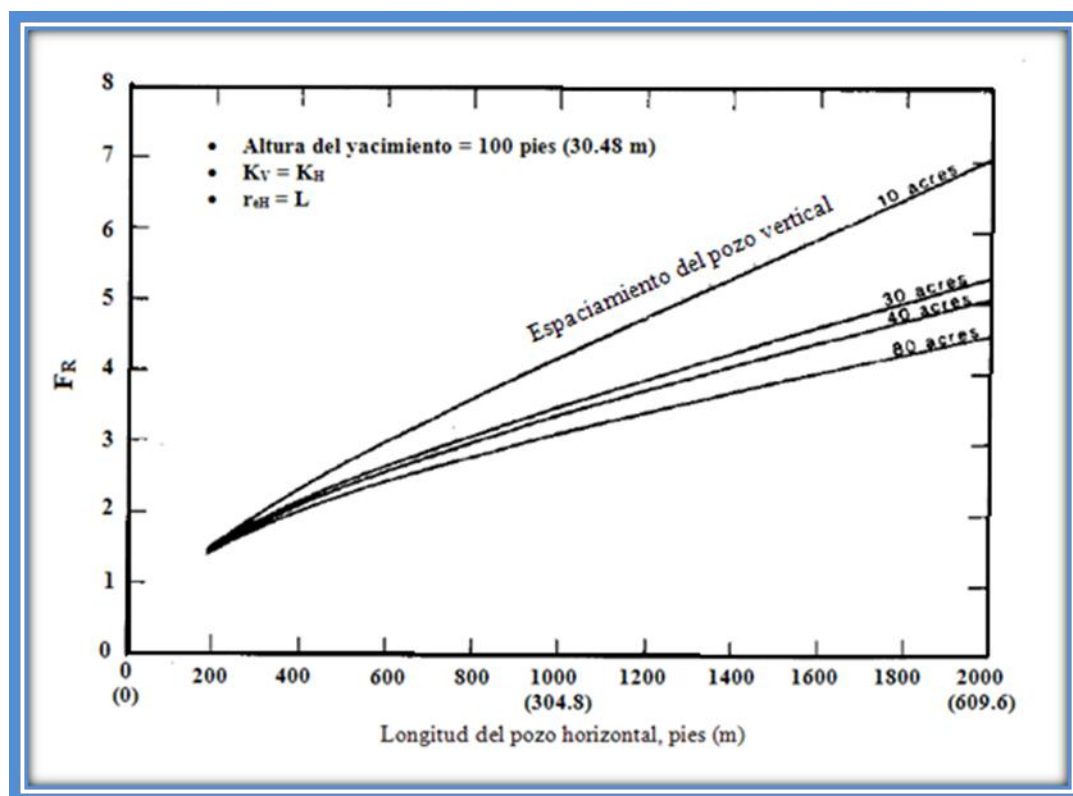


Fig. 7. Influencia del espaciamiento sobre la relación de reemplazo. F_R .

La Fig. 8 muestra la influencia de la altura del yacimiento sobre la relación de reemplazo. Un pozo horizontal reemplaza más pozos verticales en un yacimiento delgado que en un yacimiento de mayor espesor, demostrando la efectividad de pozos horizontales en yacimientos delgados.

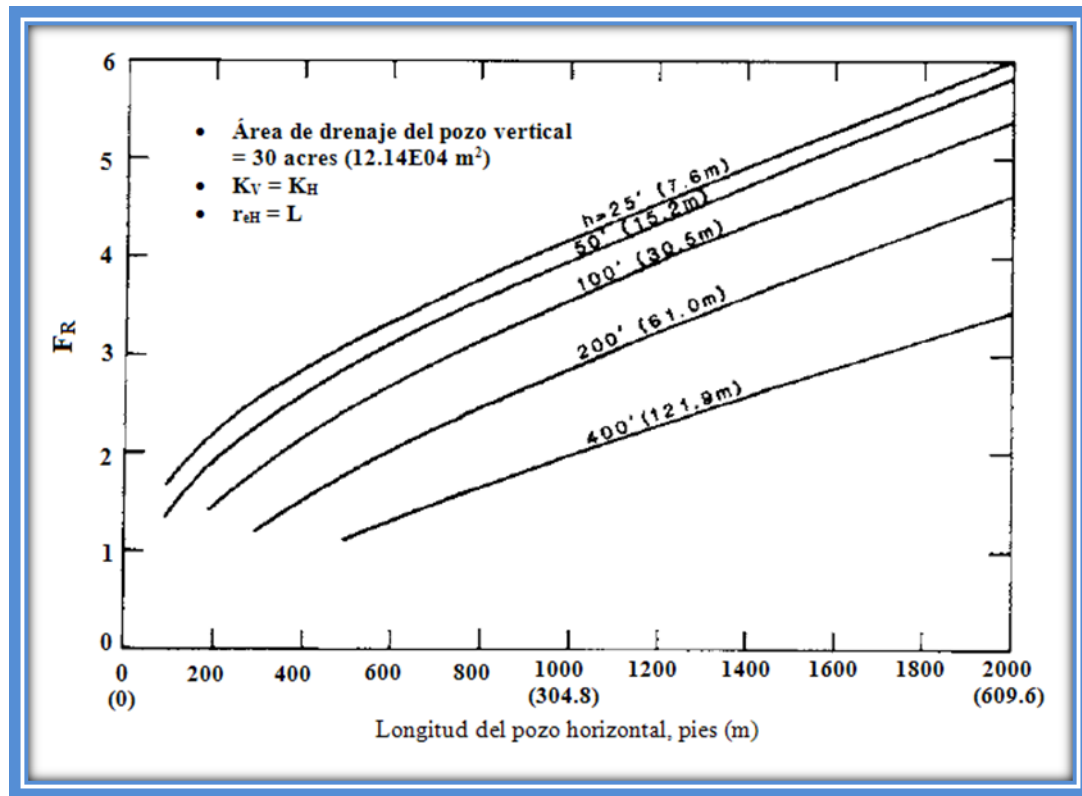


Fig. 8. Influencia de la altura del yacimiento sobre la relación de reemplazo, F_R .

La Fig. 9 muestra la influencia típica de la anisotropía del yacimiento sobre las relaciones de reemplazo.

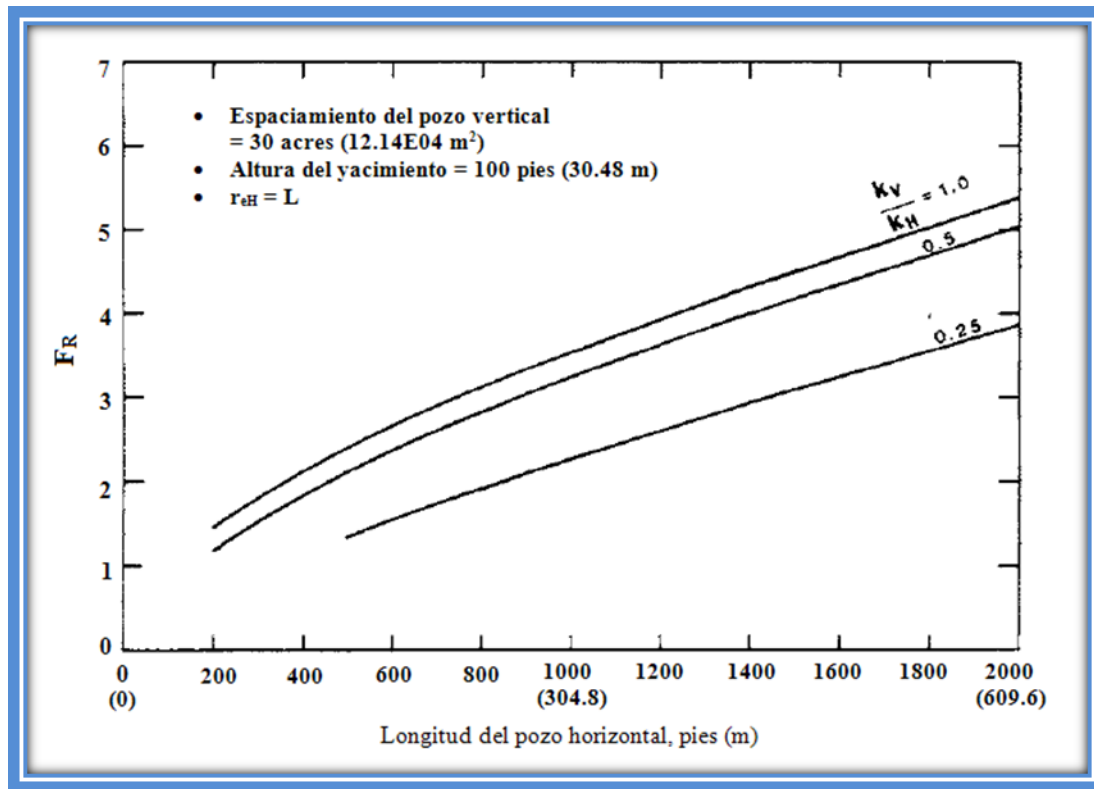


Fig. 9. Influencia de la anisotropía del yacimiento sobre la relación de reemplazo, F_R .

La Fig. 10 muestra la influencia de la altura del yacimiento (h) sobre la productividad de un pozo desviado. La figura muestra que en un yacimiento isotrópico, se requiere un mínimo de 35° de desviación para tener un 20% de mejora en la productividad. Estos requerimientos aumentan a medida que decrece la relación K_v/K_h .

En contraste con los pozos horizontales, los pozos desviados son más productivos en yacimientos gruesos que en yacimientos delgados. Por lo tanto, dependiendo del espesor del yacimiento (h) y la anisotropía, uno podría maximizar la producción de petróleo seleccionando entre pozos verticales, desviados y horizontales.

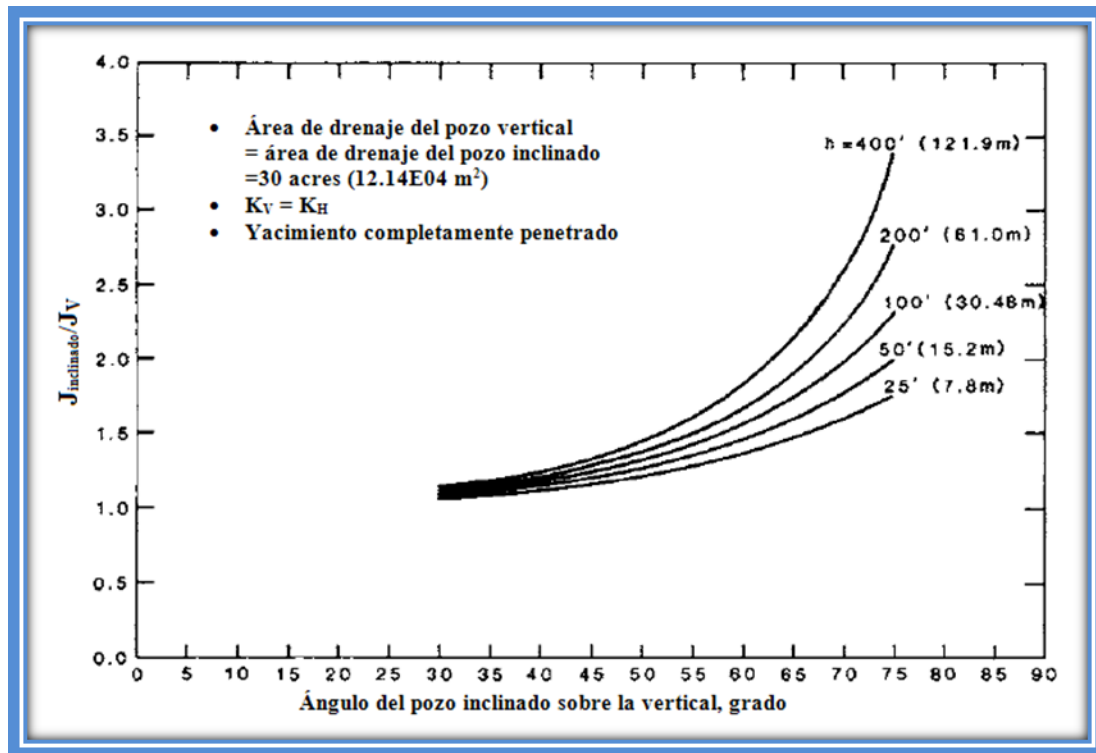
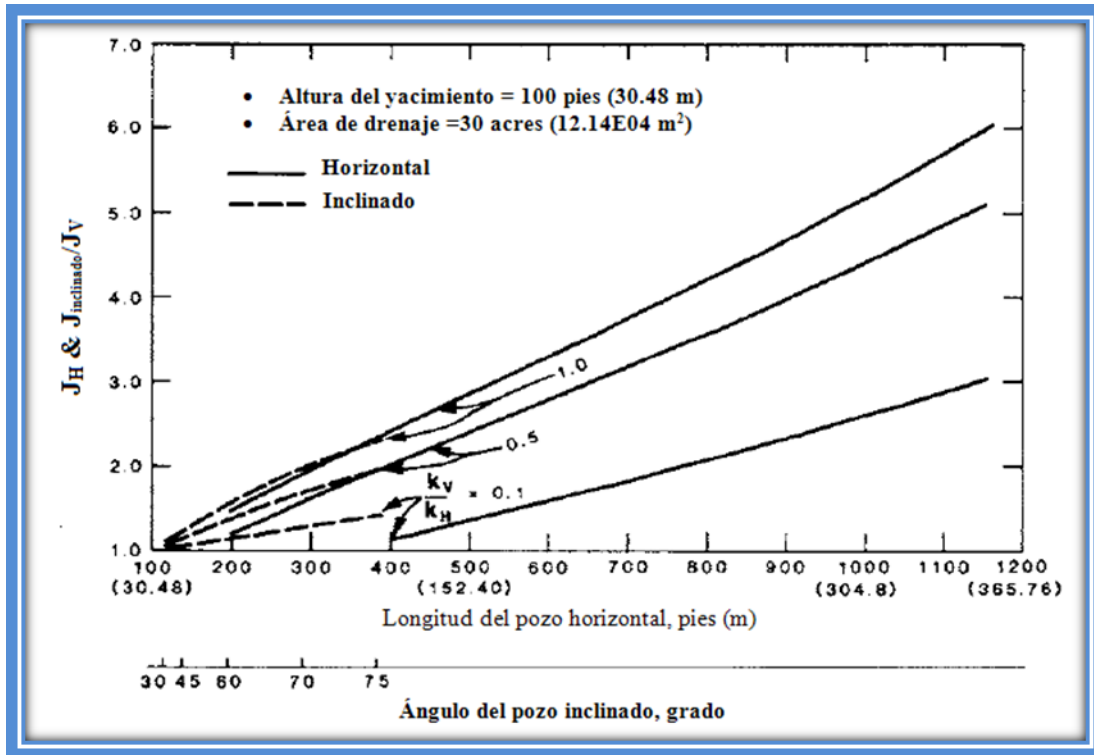


Fig. 10. Influencia de la altura del yacimiento sobre $J_{\text{inclinado}} / J_v$.

Las Figs. 11 y 12 muestran comparaciones de productividades de las tres (3) geometrías para pozos de 100 pies y 400 pies de espesor (h). Las comparaciones fueron hechas para 30 acres de áreas de drenaje y para un área de contacto del yacimiento igual para pozos desviados y horizontales. Los pozos desviados con penetración completa del yacimiento.

La Fig. 11 demuestra que en un yacimiento de 100 pies de espesor (h), un pozo horizontal da mejor productividad que en un pozo desviado o en un pozo vertical si $K_v/K_H \geq 0.1$.



La Fig. 12 muestra que en un yacimiento de 400 pies de espesor, las productividades del desviado y el horizontal son casi iguales para $K_v/K_H=1$. Sin embargo, para $K_v/K_H<1$, el pozo desviado se comporta mejor que un pozo horizontal. En conclusión, los pozos horizontales son adecuados para yacimientos delgados (200 pies) y en yacimientos de alta permeabilidad vertical ($K_v \cong K_H$). Los pozos desviados son adecuados para yacimientos gruesos o en yacimientos con intercalaciones de lutitas.

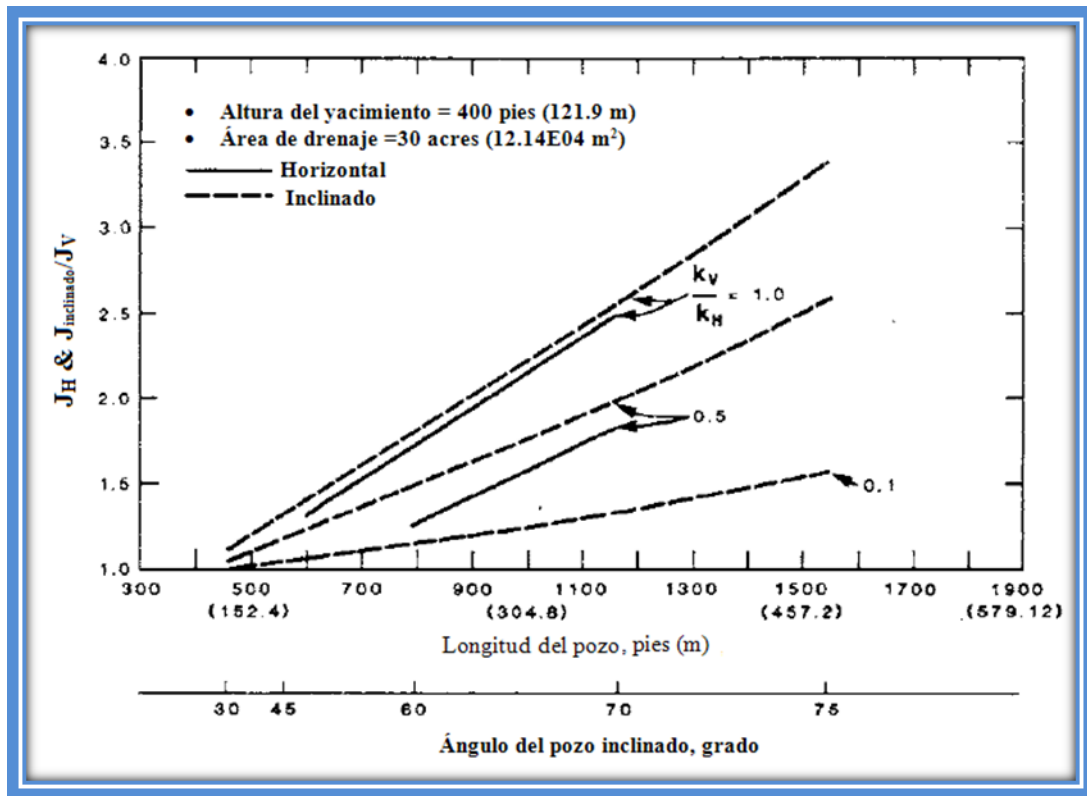


Fig. 12. Comparación del comportamiento de un pozo J_H & $J_{\text{inclinado}}/J_V$.

Características de la Conificación de Gas y Agua.

La experiencia del campo nos dice que los pozos horizontales no solamente aumentan la producción sino que también reducen las tendencias de conificación de gas y el agua.

Las Figs. 13 y 14 muestran esquemáticos de conificación de agua y gas para pozos horizontales y verticales.

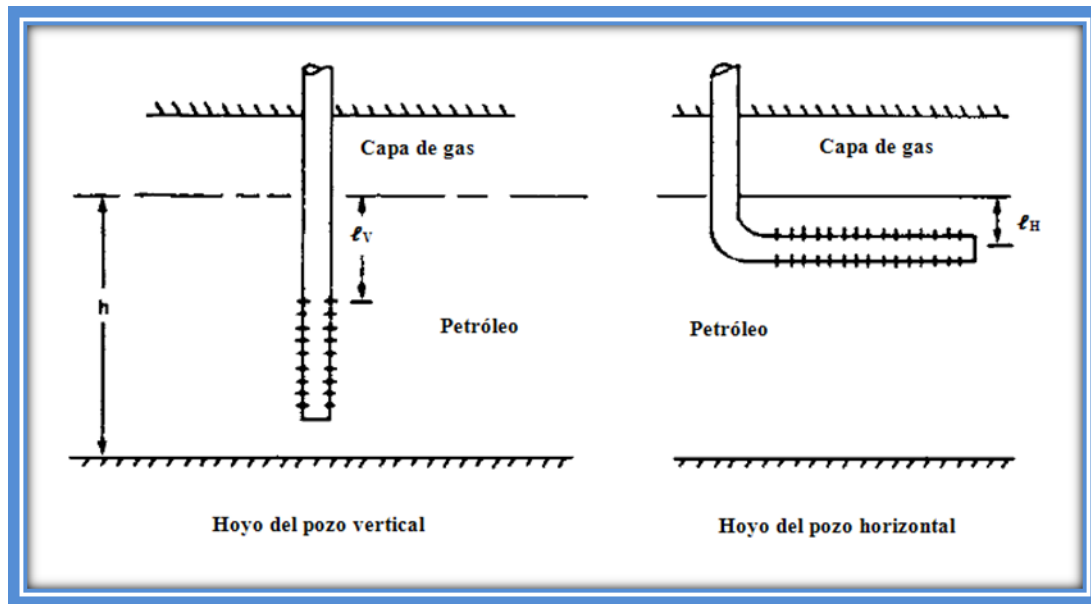


Fig. 13. Esquemático de la conificación de gas usando pozos verticales y horizontales.

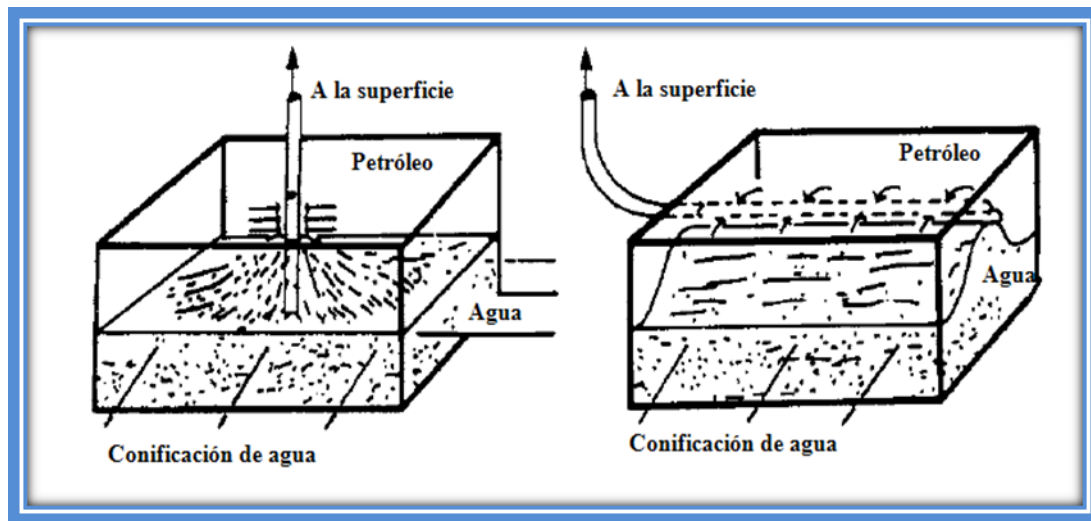


Fig. 14. Esquemático de la conificación de agua usando pozos verticales y horizontales.

Un pozo horizontal muestra mejor comportamiento que los pozos verticales en resistir la conificación de gas y agua porque el requiere de drawdown de presión mucho más pequeño que un pozo vertical para producir petróleo a la misma rata y porque el tiene casi un gradiente de presión lineal del pozo al radio de drenaje.

Esto resulta en un rápido movimiento del gas hacia abajo y del agua hacia arriba en toda la longitud productora del pozo.

En contraste, en un pozo vertical, un gradiente de presión log-lineal del pozo al radio de drenaje, junto al flujo cónico en un solo punto (Fig.14) acelera los problemas de conificación.

En las referencias 11 y 12 se desarrollaron un gráfico para calcular la conificación de agua para pozos horizontales. Otro problema, probablemente más simple, es descrito a continuación. La Ec. (18) puede ser usada para calcular la producción de petróleo sin conificación de un pozo vertical (Método de Pirson):

$$(q_{max}) = \frac{1.535(\rho_o - \rho_g)K_o [h^2 - (h - \ell_v)^2]}{\ln(r_e/r_w)} \quad (18)$$

Donde:

h = “altura” del yacimiento, pies.

ℓ_v = distancia entre la interfase gas/petróleo y el tope de las perforaciones, pies y

q_{max} = máxima producción de petróleo sin conificación de gas (B/D).

Para calcular q_{max} para un pozo horizontal, podemos sustituir, r_{we} , (radio efectivo del pozo horizontal), por r_w , en la Ec. (18).

Sustituyendo la Ec. (16) en la Ec. (18), suponiendo $r_{eV} = r_{eH}$, y tomando una relación de máxima producción de petróleo usando pozos horizontales y verticales, tenemos:

$$\frac{(q_{max})_H}{(q_{max})_V} = \frac{[h^2 - (h - \ell_H)^2] \ln(r_e/r_w)}{[h^2 - (h - \ell_V)^2] \ln(r_e/r_{we})}$$

(19)

Donde:

ℓ_H = distancia entre el pozo horizontal y la interfase gas/petróleo (Fig.13).

Los pozos horizontales nos dan las dos opciones operacionales.

1. Perforar el pozo horizontal en el tope de las perforaciones (cañoneo) de un pozo vertical; es decir, $\ell_H = \ell_V$, sustituyendo esto en la Ec. (19) tenemos:

$$\frac{(q_{max})_H}{(q_{max})_V} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_{we})}$$

(20)

En aplicaciones de campo, r_{we} de un pozo horizontal es casi siempre mayor que r_w de un pozo vertical, por lo tanto, siempre tenemos la relación:

$$(q_{max})_H > (q_{max})_V$$

Luego, sin conificación de gas, un pozo horizontal produce petróleo a una rata más alta que un pozo vertical inclusive ambos perforados a la misma distancia de la interfase gas-petróleo.

2. Producir el pozo horizontal a la misma rata que el pozo vertical; es decir:

$$(q_{max})_H = (q_{max})_V$$

Usando la Ec. (19), tenemos:

$$(h - \ell_H)^2 = h^2 - \frac{[h^2 - (h - \ell_V)^2] \ln(r_e/r_{we})}{\ln(r_e/r_w)} \quad (21)$$

Resolviendo la Ec. (21), obtenemos $\ell_H < \ell_V$.

Luego, para producir a la misma rata que un pozo vertical, el pozo horizontal debe ser ubicado más cerca de la interfase gas-petróleo que del tope de las perforaciones (cañoneo) del pozo vertical. Aunque un pozo horizontal esté más cerca de la interfase gas-petróleo que un pozo vertical, el todavía resiste la conificación de gas.

Como la opción 1 da ratas de producción mayores que la opción 2, es la escogencia preferida operacionalmente. Un análisis similar se puede hacer para el problema de conificación de agua.

Conclusiones

1. Ecuaciones matemáticas que incluyen la influencia de la anisotropía del yacimiento son presentadas para calcular la producción de petróleo en estado continuo de un pozo horizontal. Se presenta una ecuación para tomar en cuenta por un cambio en la rata de producción como resultado de colocar el pozo en un plano vertical diferente a la posición en la mitad del yacimiento.

2. Los pronósticos teóricos concuerdan bien con los datos experimentales de analogía eléctrica y los datos de laboratorio disponibles en la literatura.
3. Un pozo horizontal puede producir petróleo a una tasa dos o seis veces mayores que un pozo vertical NO-ESTIMULADO, suponiendo el mismo drawdown. Las mejoras en la productividad del pozo dependen de la altura del yacimiento (h), longitud horizontal del pozo (L) y anisotropía del yacimiento (K_V/K_H).
4. Un pozo desviado con 60° a 70° de ángulo a la vertical a través de zona de petróleo (*pay zone*) produce petróleo a una tasa dos a tres veces más rápido que un pozo vertical bajo las mismas condiciones de drawdown de presión.
Un ángulo de desviación mínimo de 35° se requiere para aumentar la producción de petróleo por lo menos 1.2 veces la de un pozo vertical.
5. Pozo vertical, desviado y horizontal se compararon suponiendo áreas de drenaje iguales. Adicional, las áreas de contacto del yacimiento de los pozos horizontales y desviados se asumieron iguales. La comparación muestra que en un yacimiento grueso (400 pies), las producciones del pozo del pozo horizontal y desviado son comparables si $K_V/K_H = 1$. Sin embargo, si $K_V/K_H < 1$. Los pozos desviados se comportan mejor que los pozos horizontales y verticales. En un yacimiento delgado (100 pies), las tasas de producción de un pozo horizontal son significativas mejores que pozos verticales y desviados si $K_V/K_H \geq 0.1$.
6. Los pozos horizontales reducen la tendencia de conificación de agua y gas. Se dan ecuaciones para estimar la reducción de conificación de gas y agua con pozos horizontales.
7. Los pozos horizontales son adecuados para yacimientos delgados, yacimientos de alta permeabilidad vertical y yacimientos con problemas de conificación de gas y agua.

APÉNDICE A

CÁLCULO DEL FLUJO EN UN PLANO HORIZONTAL

Fig. A-1 muestra un esquemático de flujo de un pozo horizontal en un plano horizontal.

Las elipses representan curvas de presión constante (ϕ constante) mientras que las hipérbolas representan líneas de corrientes constantes (Ψ constante).

Slitcher mostró que tal sistemas de elipses e hipérbolas confocales pueden ser representadas como:

$$w(z) = \phi + i\Psi = \cosh^{-1}(z/\Delta r) \quad (A-1)$$

Por definición, $Z = x+iy$ (variable compleja). Sustituyendo esto en la Ec. (A-1) y luego igualando las partes reales e imaginarias tenemos:

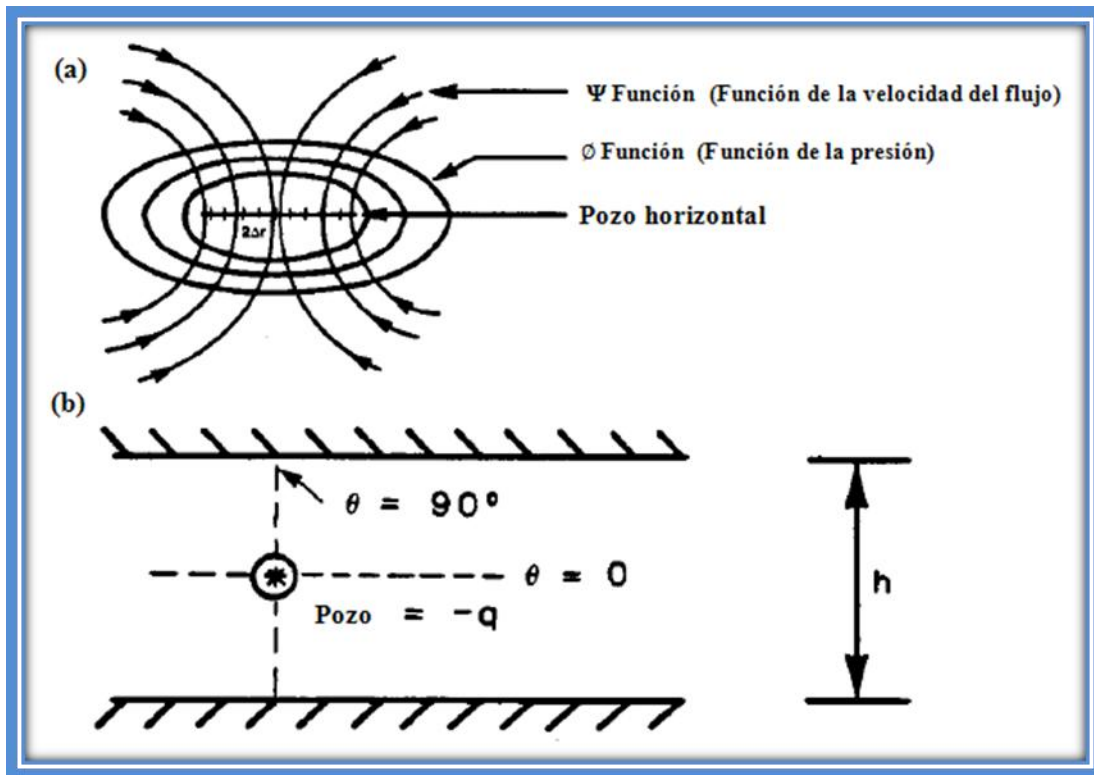


Fig. A-1. Esquemático de flujo potencial a un pozo horizontal: (a) plano horizontal y (b) plano vertical.

$$x = \Delta r \cosh \phi \cos \psi \quad (A-2)$$

$$y = \Delta r \sinh \phi \sin \psi \quad (A-3)$$

La ecuación con la función hiperbólica representa la ecuación clásica de una elipse, mientras que la ecuación con las funciones trigonométricas representa una ecuación clásica de una hipérbola.

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

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

Donde:

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

El signo más se refiere a $\emptyset$ y el signo menos se refiere a Ψ . Condiciones de frontera (B.C) para un pozo horizontal ubicado a lo largo de x son:

$$\emptyset = 0, \text{ para } |x| \leq \Delta r, p_w = 0,$$

$$\emptyset = \cosh^{-1} \left| \frac{a(x, y)}{\Delta r} \right|, \text{ para } |x| \geq \Delta r; \text{ presión del yacimiento}$$

$$\Psi = \cos^{-1} \left| \frac{a(x, y)}{\Delta r} \right|, \text{ para } |x| < \Delta r; \text{ flujo al pozo}$$

$$\Psi = 0, \text{ para } x > \Delta r$$

y

$$\Psi = \pi, \text{ para } x < -\Delta r$$

La función potencial, Φ , es lo mismo que la presión, p . En el radio de drenaje, r_{eH} , la mitad de los ejes mayor y menor de la elipse de presión constante son **a** y **b** (Fig. 2). Por lo tanto, la presión en la frontera de drenaje, P_e , es:

$$p_e = \cosh^{-1}(a/\Delta r) = \ln \frac{(a + \sqrt{a^2 - \Delta r^2})}{\Delta r} \quad (A-7)$$

La caída de presión entre el radio de drenaje y el pozo. ΔP , es lo mismo que P_e definido en la Ec. (A-7) porque la presión en el pozo es asumida que es cero.

Sustituyendo esto en la Ecuación de Darcy, podemos ver que:

$$q_1 = \frac{2\pi K_o \Delta p / \mu}{\ln \frac{(a + \sqrt{a^2 - \Delta r^2})}{\Delta r}} \quad \text{(Ecuación 1 del texto)}$$

Donde $\Delta r = 1/2$ longitud del pozo = $L/2$

La Ecuación 1 representa flujo a un pozo horizontal de un plano horizontal.

Normalmente usamos radio de drenaje en los cálculos. Para calcular el radio de drenaje horizontal, r_{eH} , áreas del círculo y elipse (en un plano horizontal, Fig. A-1a) son igualadas. Esto se reduce a:

$$r_{eH} = \sqrt{ab}$$

(A-8)

Donde **a** y **b** son los ejes mayor y menor de una elipse de drenaje.

Adicional tenemos que, $+L/2$ y $-L/2$ representan los focos de la elipse de drenaje. Usando propiedades de una elipse, podemos ver que:

$$b = \sqrt{a^2 - (L/2)^2}$$

(A-9)

Sustituyendo la Ec. (A-9) en Ec. (A-8), tenemos:

$$r_{eH} = a[1 - (L/2a)^2]^{1/4}$$

(A-10)

La Ec. (A-10) muestra que si $(L/2a) \leq 0.5$, $r_{eH} \cong a$. La Tabla 1 da las relaciones geométricas entre L , r_{eH} y a .

APÉNDICE B

CÁLCULO DEL FLUJO EN UN PLANO VERTICAL

Como lo vemos en la Fig. A-1b, un pozo horizontal es representado como un sumidero (*sink*) en un canal de placa paralela. Usando la función de mapeo (conformal mapping, complex variable) Schwarz – Christoffel podemos ver que:

$$w(z) = \Phi + i\Psi = -q \ln[\sinh(\pi z/h)]$$

(B-1)

Donde $-q$ representa una fuerza de sumidero (sink strength), por ejemplo., rata de flujo por unidad de longitud de un pozo horizontal. El lado derecho de la Ec. (B-1) es separado en las partes reales e imaginarias, y estas son igualadas a Φ y Ψ , respectivamente.

Para esto, $\sinh(\pi z/h)$ es primero escrito en su forma exponencial. Los términos exponenciales son luego desarrollados en series. Despreciando los términos de alto orden en las series, la Ec. (B-1) se reduce a:

$$-q \ln[\sinh(\pi z/h)] = q[(\pi z/h)] - \ln(\pi z/h) \quad (B-2)$$

Por definición: $z = r \exp(i\theta)$.

Sustituyendo la Ec. (B-2) en Ec. (B-1) y expandiendo en términos de $\sin\theta$ y $\cos\theta$, podemos mostrar que:

$$\Phi + i\Psi = q[(\pi r/h) \cos \theta - \ln(\pi r/h)] + iq[(\pi r/h) \sin \theta - \theta] \quad (B-3)$$

La parte real de la Ec. (B-3) representa la función potencial (función presión), Φ , y la parte compleja representa función corriente (rata de flujo) Ψ .

En la pared del canal, $r = h/2$ y $\theta = 90^\circ$.

Aquí, la función Ψ calculada de la Ec. (B-3) tiene un valor de cero, indicando no-flujo a través de la frontera del yacimiento. Similarmente, las ecuaciones de frontera de la pared del canal son sustituidas en la parte real de la Ec. (B-3) para obtener la

presión en la pared. La presión en el pozo se asume constante. Así tenemos que sustituyendo $r = r_w$ y $\theta = 90^\circ$ en la parte real de la Ec. (B-3) obtenemos la presión en el pozo (wellbore).

La diferencia de presión entre la pared del canal y el pozo, ΔP , puede mostrarse que es igual a:

$$\Delta p = -q \ln(h/2r_w) \quad (B-4)$$

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

$$q_w = q_2 = \int_0^{2\pi} (-qk/\mu) d\theta \quad (B-5)$$

Sustituyendo q de la Ec. (B-4) en la Ec. (B-5) e integrando se reduce a la Ec. (4) del texto.

$$q_2 = \frac{2\pi K_o \Delta p / \mu}{\ln(h/2r_w)} \quad \begin{array}{l} \text{(Ecuación 4} \\ \text{del texto)} \end{array}$$

La Ec. (4) representa flujo en un plano vertical a un pozo horizontal de longitud unitaria.

APÉNDICE C

INFLUENCIA DE LA ANISOTROPÍA

Vamos a asumir que K_h representa la permeabilidad horizontal y K_v representa permeabilidad vertical en un yacimiento de espesor h .

Muskat mostró que la influencia de la anisotropía se puede tomar en cuenta modificando el eje z como $z\sqrt{K_H/K_V}$ y usando la permeabilidad efectiva del yacimiento como $\sqrt{K_V K_H}$.

Las ecuaciones de flujo horizontales, Ec. (1) a la Ec. (3), pueden modificarse a:

$$q_1 = \frac{2\pi\sqrt{K_V K_H}\Delta p/(\mu/B_o)}{\ln \frac{(a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2})}{L/2}}$$

(C-1)

$$q_1^* = q_1 h \sqrt{K_H/K_V}$$

(C-2)

y

$$R_{fH} = \frac{\mu B_o}{2\pi K_H h} \ln \frac{(a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2})}{L/2}$$

(C-3)

Para el flujo vertical en un pozo horizontal de longitud L, Ec. (4) a la Ec. (6) pueden modificarse como:

$$q_2 = \frac{2\pi\sqrt{K_V K_H} \Delta p / (\mu B_o)}{\ln(h/2r_w)} \quad (C-4)$$

$$q_2^* = q_2 L \sqrt{K_V / K_H} \quad (C-5)$$

y

$$R_{fV} = \left(\frac{\mu B_o}{2\pi K_V L} \right) (h/h) \ln(h/2r_w) \quad (C-6)$$

Como lo vemos en la Ec. (C-7), sumando R_{fH} y R_{fV} , tenemos:

$$R_{fH} + R_{fV} = \Delta p / q_H \quad (C-7)$$

y

$$q_H = \frac{2\pi K_H h \Delta p / (\mu / B_o)}{\ln \frac{(a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2})}{L/2} + \frac{\beta^2 h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right)}$$

Donde:

$$\beta = \sqrt{K_H / K_V}$$

APÉNDICE D

CÁLCULO DE LA RELACIÓN DE REEMPLAZO

La relación de reemplazo, F_R , representa el número de pozos verticales requeridos para producir a la misma rata que en un solo pozo horizontal.

La rata de reemplazo toma en consideración las diferencias de las áreas de drenajes de pozos horizontales y verticales.

Suponer que deseamos drenar un yacimiento con un área A .

N_H y N_V representan el número de pozos horizontales y verticales, requeridos para drenar el área A .

Si A_V y A_H representan las áreas de drenaje de un pozo vertical y horizontal, luego:

$$A = n_V A_V = n_H A_H = n_V \pi (r_{eV})^2 = n_H (\pi r_{eH})^2$$

(D-1)

F_R definido por:

$$F_R = \frac{n_V}{n_H} = \left(\frac{r_{eH}}{r_{eV}} \right)^2$$

(D-2)

Giger introdujo el concepto de índice de productividad areal (en B/D / pie²), que está definido por:

$$J_a = \frac{J}{A_d}$$

(D-3)

Suponiendo que J_a es igual para pozos verticales y horizontales, obtenemos:

$$\left[\frac{2K_o h / \mu_o}{B_o \ln(r_{eV} / r_w) r_{eV}^2} \right]_V = \left[\frac{2K_o h / \mu_o}{B_o \ln(r_{eH} / r_{we}) r_{eH}^2} \right]_H$$

Esto se reduce a:

$$\left(\frac{r_{eH}}{r_{we}} \right)^{\frac{r_{eH}^2}{r_{eV}^2}} = \frac{r_{eV}^2}{r_w^2}$$

(D-4)

Combinando las Ecuaciones (D-2) y (D-4) tenemos:

$$r_{we} = \sqrt{F_R} r_w (r_w / r_{eV})^{(1/F_R)-1}$$

(D-5)

La Ec. (14) para calcular r_{we} de un pozo horizontal se puede reformular para incluir la anisotropía del yacimiento:

$$r_{we} = \frac{\left(\frac{Lr_{eH}}{2}\right) \left(\frac{2r_w}{\beta h}\right)^{\beta h/L}}{\alpha \left\{ 1 + \sqrt{1 - \frac{1}{F_R} \left[\left(\frac{L}{2\alpha}\right) \left(\frac{r_{eH}}{r_{eV}}\right) \right]^2} \right\}} \quad (D-6)$$

F_R es calculado resolviendo las Ecs. (D-5) y (D-6) simultáneamente. El procedimiento es el siguiente:

1. Conociendo h , r_w , r_{eV} y $\beta^2 = K_H/K_V$.
2. Escoger L y seleccionar r_{eH} tal que $0,1 < L(2 r_{eH}) < 0,9$.
3. Tratar diferentes valores de F_R ($F_R > 1$) hasta que para un F_R dado, los valores r_{we} y calculados con la Ec (D-5) y (D-6) sean iguales.

Se puede utilizar el método numérico del punto medio de Newton para calcular los valores apropiados de F_R , para obtener una diferencia de 1% en los r_{we} calculados con la Ec. (D-5) y (D-6).

La relación de reemplazo, F_R , muestra una dependencia limitada sobre la relación $L/2r_{eH}$.

Si se asume $L/2r_{eH}$ igual a 0.1, se obtiene un valor máximo de F_R .

En contraste, si $L/2r_{eH}$ se asume 0.9, se obtiene un valor mínimo de F_R .

Sin embargo, la diferencia entre los dos valores extremos es menos de 7%.

El valor usado en este artículo fue $L/2r_{eH} = 0.5$

