



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“METODOLOGÍA DE DISEÑO DE POZOS NO
CONVENCIONALES, EN EL PALEOCANAL CHICONTEPEC”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

PETROLERA Y GAS NATURAL

P R E S E N T A:

NANCY RUTH GONZÁLEZ LUNA



DIRECTOR DE TESIS: M. en C. JAIME ORTIZ RAMIREZ.

CO. DIRECTOR DE TESIS: DR.FERNANDO SEBASTIÁN FLORES ÁVILA.

MÉXICO, D.F; CIUDAD UNIVERSITARIA, JUNIO DEL 2011.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

A Dios:

Gracias, por protegerme con tu poder celestial en el camino, por darme perseverancia en los momentos más difíciles, por darme la fuerza para salir adelante, pero te agradezco sobre todo por la unión de mi familia.

A la Universidad Nacional Autónoma de México:

Por enriquecerme con sus conocimientos, por la ética y moral plasmada a lo largo de mi formación profesional dentro de la Facultad de Ingeniería y su Unidad de Posgrado.

A mis profesores y asesores:

La enseñanza es un don y cada uno de ustedes me guió, lo cual permitió que concluyera de forma exitosa este proyecto. Se de antemano que día a día seguiré estudiando para seguir fortaleciendo el conocimiento. Solo me resta darles las Gracias, por su tiempo y disponibilidad, en las observaciones y comentarios durante el desarrollo de este trabajo de tesis.

A mi Madre:

Por apoyarme y escucharme, manteniendo siempre un respeto en mis decisiones y sobre todo por su cariño y cuidados.

A Lizeth:

Siempre resulta difícil expresar lo que uno siente a través de palabras o de forma escrita, solo quiero decirte gracias, por tu tiempo, por tu espera, pero sobre todo por tu amor incondicional. Y solo quiero reiterarte que más que una hermana eres mi mejor amiga.

A Odín:

Por acompañarme, siendo el motor de mi fuerza interna y espiritual. Por darme amor sin esperar nada a cambio.

A mis amigas y amigos:

A todas y todos, que me han acompañado a lo largo de mi vida personal, escolar y laboral, deseando que al igual que yo, tengan salud, éxito, fortuna y dicha en lo que emprendan. En mi corazón guardo afanosamente cada palabra de aliento y ánimo, cada sonrisa y cada lágrima derramada porque en buenos y malos momentos siempre hemos estado unidos. Gracias.

Nancy Ruth González Luna



LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.



LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.

INTRODUCCION.

Figuras.

Figura 1. Mapa con la ubicación del Paleocanal Chicontepec.

Figura 2. Mapa de Sectores del complejo Chicontepec.

CAPITULO I. POZOS NO CONVENCIONALES.

Figuras.

Figura 1.1. Pozo vertical perforado perpendicularmente al plano del yacimiento.

Figura 1.2. Ejemplo de pozos direccionales.

Figura 1.3. Trayectorias más comunes en los pozos direccionales.

Figura 1.4. Presenta algunas de las posibles geometrías de pozos multilaterales.

Figura 1.5. Pozo vertical perforado perpendicularmente al plano del yacimiento y un pozo horizontal perforado paralelo al plano del yacimiento.

Figura 1.6. Pozo horizontal en un yacimiento con estratos verticales.

Figura 1.7. Clasificación de los pozos horizontales.

Figura 1.8. Pozo horizontal ultra corto.

Figura 1.9. Pozo horizontal radio corto.

Figura 1.10. Pozo horizontal radio medio.

Figura 1.11. Pozo horizontal radio largo.

Figura 1.12. Terminación en agujero descubierto.

Figura 1.13. Terminación con Liners Ranurados.

Figura 1.14. Terminación con liner y asilamientos parciales.

Figura 1.15. Terminación con liner, cementado y disparado.

Figura 1.16. Propagación de la fractura en la formación productora.

Figura 1.17. Inyección de fluido de limpieza del pozo al finalizar el tratamiento.

Figura 1.18. Tratamiento con fracturamiento hidráulico.

Figura 1.19. Dirección de los esfuerzos principales orientados de fracturas.

Figura 1.20. Presiones, esfuerzos y propiedades de la roca involucradas en la propagación de una fractura vertical.

Figura 1.21. Los incisos (a, b y c) representan el crecimiento vertical de la fractura limitada en la parte superior e inferior por estratos de mayores esfuerzos.

Figura 1.22. Tratamiento de fracturamiento convencional en un pozo.

Figura 1.23. Presión de fracturamiento de la roca en la formación productora.

Figura 1.24. Introducción de material sustentante en la fractura.

Figura 1.25. Formas de fracturas dependiendo de las direcciones de los esfuerzos principales.

Figura 1.26. Representación esquemática de una de las alas de una fractura hidráulica vertical.

Figura 1.27. Modelos de fracturas hidráulicas rectangulares a) caso, b) caso2, c) caso 3.

Figura 1. 28. La fractura ácida involucra la inyección de ácido a la formación a un gasto superior al que la formación puede aceptar a través de sus canales de flujo.

Figura 1.29. Crecimiento del espesor de la fractura mediante el arenamiento controlado en la punta de la fractura.

Figura 1.30. Factor de **pseudoskin** para una fractura vertical de conductividad finita.

Tablas.

Tabla 1.1. Clasificación de pozos Multilaterales.

Tabla 1.2. Clasificación funcional de pozos Multilaterales.

Tabla 1.3. Clasificación Pozos Multilaterales por Descripción de la Junta o Conectividad.

CAPÍTULO II. ANTECEDENTES DE LOS POZOS NO CONVENCIONALES EN EL PALEOCANAL CHICONTEPEC.

Figuras.

Figura 2.1. Distribución global de los pozos horizontales durante, Mayo del 1999.

Figura 2.2. Pozo horizontal AGF 801-H ubicado en el campo Agua Fría.

Figura 2.3. Diagrama de terminación del primer pozo horizontal en el campo Cantarell.

- Figura 2.4.** Producción acumulada en 10 años pozo horizontal 1.
Figura 2.5. Producción acumulada en 15 años pozo horizontal 2.
Figura 2.6. Producción acumulada en 10 años, pozo Horizontal 3.
Figura 2.7. Producción acumulada en 10 años, pozo Horizontal 4.
Figura 2.8. Estado mecánico del Pozo Multilateral 5.
Figura 2.9. Producción acumulada esperada a 10 años, pozo Horizontal 7.
Figura 2.10. Producción acumulada esperada a 10 años pozo Horizontal 8.
Figura 2.11. Producción acumulada esperada a 10 años pozo Horizontal 9.
Figura 2.12. Producción acumulada esperada a 10 años, pozo Horizontal 11.

Tablas.

- Tabla 2.1.** Pozos horizontales registrados históricamente.
Tabla 2.2. Cuento global de pozos horizontales. Esta tabla es referida a Diciembre del 2001.
Tabla 2.3. Lista de los pozos no convencionales realizados en el Paleocanal Chicontepec actualizada a septiembre del 2010.

CAPITULO III. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PARA POZOS NO CONVENCIONALES.

Figuras.

- Figura 3.1.** Diagrama de fases de la metodología propuesta.
Figura 3.2. Diagrama de fase y su secuencia.

CAPITULO IV. CASO PRÁCTICO DE UN POZO NO CONVENCIONAL.

Figuras.

- Figura 4.1** Localización del campo Presidente Alemán.
Figura 4.2. Historia de producción del campo al mes de noviembre del 2010.
Figura 4.3. Mapas de propiedades petrofísicas; porosidad, espesor neto, espesor bruto y permeabilidad.

Figura 4.4. Trayectoria real pozo horizontal atravesando el espesor neto acorde al modelo generado.

Figura 4.5 Perfil de esfuerzos y presiones del pozo 11.

Figura 4.6 Delimitación del área de drene en el modelo de pozo.

Figura 4.7 Simulación de la presión y gasto esperado.

Figura 4.8 Simulación de la presión esperado en el pozo 11.

Figura 4.9. Gasto esperado a una presión de de 190 kgf/cm² para el pozo 11.

Figura 4.10. Producción acumulada en 10 años pozo 11.

Figura 4.11. Estado mecánico programado, tomado del programa de perforación del pozo 11.

Figura 4.12. Plan de perforación del pozo 11.

Figura 4.13. Muestra la problemática de manera esquemática a la profundidad de acuerdo a la experiencia del área.

Figura 4.14. Muestra la ventana operacional con la densidad de fluido de perforación posible del pozo 11.

Figura 4.15 Gráfica de profundidad contra tiempo, pozo 11.

Figura 4.16. Gráfica que presenta los puertos de fractura del pozo 11.

Figura 4.17 Comportamiento de las producción inicial del pozo 11.

Figura 4.18 Trayectoria del pozo piloto y horizontal 11.

Tablas.

Tabla 4.1. Ubicación de la arena objetivo secuencia Furbero-Presidente Alemán-Remolino 20.

Tabla 4.2 Datos de las fracturas propuestas para el pozo 11.

Tabla 4.3 Se muestran los resultados de presión estimada para el pozo 11

Tabla. 4.4. Objetivo pozo piloto por etapa

Tabla 4.5. Análisis de riesgo durante la perforación del pozo piloto

Tabla 4.6. Programa de fluidos.

Tabla 4.7. Objetivo pozo horizontal por etapa.

Tabla 4.8. Análisis de riesgo sección horizontal

Tabla 4.9. Programa de fluidos pozo horizontal

Tabla. 4.10 Criterios de éxito para la metodología aplicada.

ÍNDICE.

AGRADECIMIENTOS	II
LISTA DE TABLAS Y FIGURAS	III-VIII
INTRODUCCIÓN	12-15
CAPITULO I. POZOS NO CONVENCIONALES.	16
I.1. Definición de pozo.	17
I.1.2. Clasificación de pozos.	17
I.1.3. Definición de pozo vertical.	17-18
I.1.3.1. Ventajas.	19
I.2. Definición de pozos no convencionales.	19
I.2.1. Objetivo de los pozos no convencionales.	19
I.2.2. Beneficios de los pozos no convencionales.	19-20
I.3. Definición pozo direccional.	20-21
I.3.1. Ventajas de pozos direccionales.	21
I.3.2. Grado de complejidad.	21-22
I.4. Definición pozo multilateral.	22-25
I.4.1. Ventajas de los pozos multilaterales.	26 -27
I.4.2. Grado de complejidad.	27 -28
I.5. Definición pozo horizontal.	28 -30
I.5.1. Ventajas de un pozo horizontal.	30
I.5.2. Desventajas de un pozo horizontal.	31
I.5.3. Grado de complejidad.	31 -32
I.6. Clasificación de pozos horizontales por su radio de curvatura.	32 -33
I.6.1. Radio ultracorto.	33 -34
I.6.2. Radio corto.	34 -35
I.6.3. Radio medio.	35 -36
I.6.4. Radio largo.	36 -37
I.7. Perforación de un pozo horizontal.	37 -38
I.8. Técnicas de terminación en un pozo horizontal.	39
I.8.1. Ventajas de la terminación.	40
I.8.2. Terminación en agujero descubierto.	40
I.8.3. Terminación con liners ranurados.	41
I.8.4. Terminación con liner y asilamientos parciales.	41 -42
I.8.5. Terminación con liner, cementado y disparado.	42
I.8.6. Fracturamiento hidráulico.	43 -49
I.8.6.1. Consideraciones de la fractura.	49 -51
I.8.6.2. Propagación de la fractura.	51 -54
I.8.6.3. Apuntalante (Agente sostén).	54 -55
I.8.6.3.1. Transporte del apuntalante.	56-57
I.8.6.3.2. Transporte de partículas.	57-61
I.8.7. Fracturamiento Ácido.	62 -64
I.8.8. Formaciones para fracturas ácidas.	64-65

I.8.9. Control de arena.	65-67
I.8.10. Producción de pozos fracturados.	68 -73
CAPÍTULO II. ANTECEDENTES DE LOS POZOS NO CONVENCIONALES EN EL PALEOCANAL CHICONTEPEC.	74
II.1. Consideraciones generales de los primeros pozos no convencionales.	75
II.2. Perforación no convencional a nivel mundial.	75-82
II.3. Perforación no convencional en México.	82- 83
II.3.1 Proyecto Agua Fría.	83-84
II.3.2. Proyecto Cantarell.	84-85
II.3.3. Pozos No Convencionales Paleocanal Chicontepec.	85-86
II.3.3.1. Pozo Horizontal 1.	86-87
II.3.3.2 Pozo Horizontal 2.	87-88
II.3.3.3. Pozo Horizontal 3.	88
II.3.3.4. Pozo Horizontal 4.	89
II.3.3.5. Pozo Multilateral 5.	89 -90
II.3.3.6. Pozo Horizontal 6.	91
II.3.3.7. Pozo Horizontal 7.	91-92
II.3.3.8. Pozo Horizontal 8.	92-93
II.3.3.9. Pozo Horizontal 9.	94-95
II.3.3.10. Pozo Horizontal 10.	95
II.3.3.11. Pozo Horizontal 11.	95-96
CAPITULO III. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PARA POZOS NO CONVENCIONALES.	97
III.1. Objetivo.	98
III.1.1. Descripción, aplicación de las fases.	99
III.2. Fase Uno (Planeación).	100-101
III.2.1. Coordenadas de ubicación superficial.	101
III.2.2. Ubicación de la Arena objetivo.	101-102
III.2.3. Aspectos geológicos.	102-103
III.2.4. Aspectos sísmicos.	103-104
III.2.5. Evaluación petrofísica.	104-105
III.2.6. Datos históricos de producción.	105-106
III.2.7. Consideraciones de perforación y terminación del pozo.	106-107
III.2.8. Geomecánica del la localización.	107
III.2.9. Pronóstico de la producción.	108
III.2.10. Análisis de Rentabilidad.	108
III.2.11. Escenarios de Pozos Propuestos.	108
III.3. Fase Dos (Factibilidad Técnica).	109
III.3.1. Definición de trayectoria.	109-110
III.4. Fase Tres (Programa de Perforación y Terminación).	110-111
III.4.1. Diseño Final.	112

III.4.2. Perforación.	112-113
III.5. Fase Cuatro (Evaluación y Lecciones Aprendidas).	113
III.5.1. Evaluación del pozo.	114
III.5.2. Lecciones Aprendidas.	114-115
CAPITULO IV. CASO PRÁCTICO DE UN POZO NO CONVENCIONAL.	116
IV.1. Fase Uno (Planeación).	117
IV.1.1. Área de aplicación.	117-118
IV.1.1.1. Geografía del campo.	118
IV.1.1.2. Ubicación geográfica del campo.	118-119
IV.1.2. Aspectos geológicos.	119-121
IV.1.2.1. Riesgo Geológico.	121-122
IV.1.2.2. Riesgo en el Yacimiento.	122-123
IV.1.2.3. Riesgo en la Perforación.	123
IV.1.3. Aspectos sísmicos.	123
IV.1.4. Evaluación petrofísica.	123-124
IV.1.4.1. Modelado de Propiedades petrofísicas.	125-127
IV.2. Fase Dos (Factibilidad Técnica).	127-128
IV.2.1. Selección de localizaciones.	129
IV.2.2. Pronóstico de la producción.	130-131
IV.2.3. Definición de puertos de fractura.	132-138
IV.3. Fase Tres (Programa de Perforación y Terminación).	138
IV.3.1. Fase Tres Diseño Final.	138-139
IV.3.2. Perforación.	139-151
IV.4. Fase Cuatro (Evaluación y Lecciones Aprendidas).	151
IV.4.1. Evaluación del Pozo No Convencional.	151-155
IV 4.2. Lecciones aprendidas durante la ejecución del proyecto.	155-156
CONCLUSIONES.	157-159
ANEXOS	
Anexo 1.	160
Anexo 2.	161-163
Anexo 3.	164-168
Anexo 4.	169-170
BIBLIOGRAFÍA.	171-174

INTRODUCCION.

La industria petrolera en México tiene un significado estratégico de primera magnitud que se manifiesta por los niveles de contribución a la economía nacional. La necesidad de satisfacer día con día una mayor demanda de energéticos hace necesario incrementar la producción de crudo y gas, en consecuencia una acelerada reducción de las reservas probadas. Para hacer frente a este fenómeno es indispensable desarrollar e implementar tecnologías ambientales, técnica y de eficiencia económica que sirvan para mantener, aumentar ó restituir la producción de aceite de los pozos y los yacimientos.

En México existe una gran cantidad de yacimientos del tipo areno-arcilloso, es decir, que la formación productora está constituida por areniscas con intercalaciones de lutitas; estos campos están formados por yacimientos de tipo lenticular. Entre los campos de México de este tipo se encuentra el Paleocanal Chicontepec como se muestra en la Figura 1.

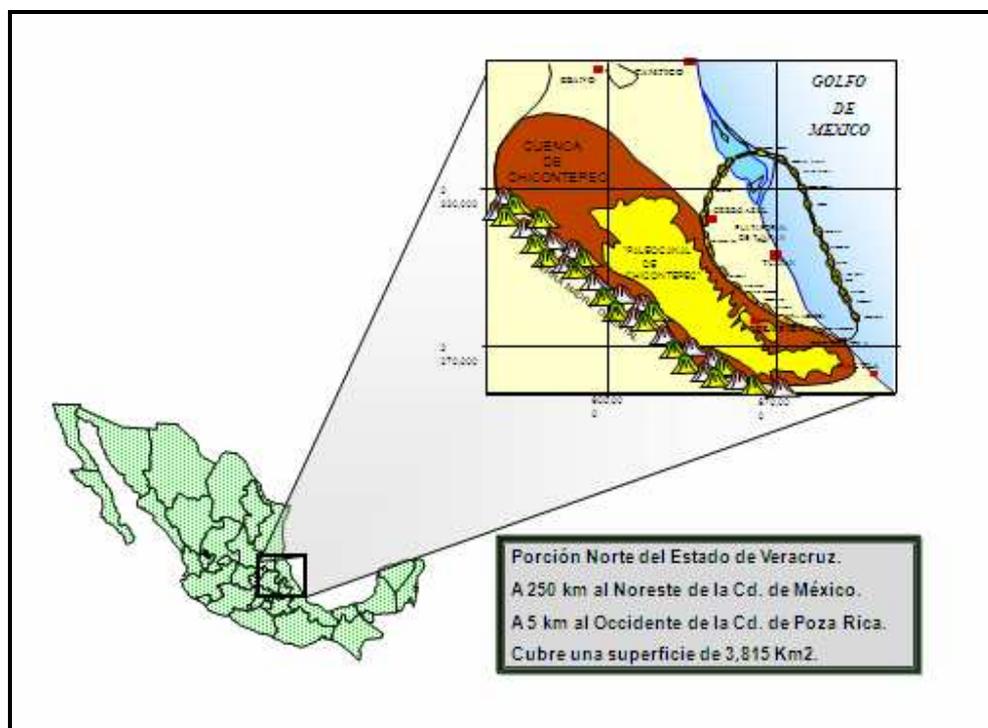


Figura 1. Mapa con la ubicación del Paleocanal Chicontepec¹.

Con la finalidad de optimizar el desarrollo del complejo Chicontepec y para mejorar el control operativo del mismo se dividió en ocho sectores, correspondiéndole al campo Presidente el sector ocho como se muestra en la Figura 2.

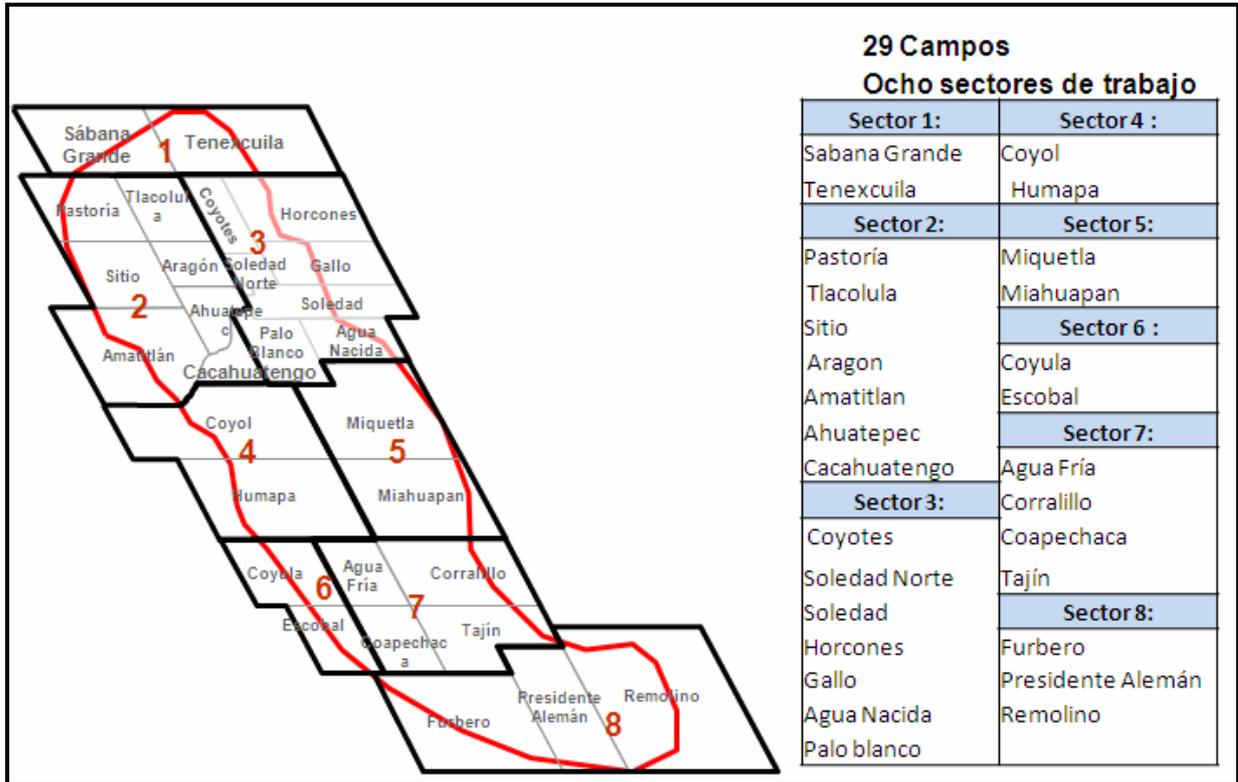


Figura 2. Mapa de Sectores del complejo Chicontepec².

El área del proyecto Chicontepec se ubica en la porción centro-oeste de México, entre los paralelos 20° 15' y 21° 13' de latitud norte, y los meridianos 96° 58' y 98° 13' de longitud Oeste. Comprende una zona que comparten las entidades federativas de Veracruz y Puebla, específicamente en el noroeste del estado de Veracruz y hacia una mínima porción del noreste del estado de Puebla, abarcando un total de 15 municipios.

Chicontepec fue descubierto en 1926, iniciando su producción comercial en 1952. La Cuenca de Chicontepec contiene la mayor reserva probable de crudo en México, en un área de 123 km de longitud y 25 km de ancho. El yacimiento está formado por depósitos turbidíticos de arena, cementados con carbonato e intercalados por lutitas.

Los depósitos presentan una discontinuidad horizontal a lo largo del yacimiento, caracterizándose por una gran variación en el contenido de lutitas. El yacimiento presenta baja permeabilidad debido al proceso de formación turbidítico y a la diagénesis de cementación. Durante los años 1976 y 1980 se ejecutó un programa intensivo de perforación de desarrollo, perforándose alrededor de 300 pozos productores. El rango de producción promedio inicial por pozo en Chicontepec fue de 70 a 300 bpd, antes de los años 90, posteriormente, el rango varió entre 300 y 1,000 bpd. Este período de explotación estuvo orientado primordialmente a las áreas de los campos; Tajín, Agua Fría, Presidente Alemán, Soledad, Coyotes y Horcones debido a que en estos campos se obtuvieron producciones iniciales altas mediante la aplicación de técnicas convencionales de perforación en pozos verticales. Sin embargo, debido a la explotación de los campos, con el paso del tiempo la producción ha disminuido considerablemente y la pérdida de presión ha impactado el factor de recuperación.

Como consecuencia de estos procesos, la mayoría de los pozos perforados hasta la fecha, muestran una fuerte declinación en su producción, obligando a la instalación de sistemas artificiales de explotación y la búsqueda de nuevas tecnologías para incrementar la producción.

Esta tesis propone analizar el impacto de la metodología adecuada en el diseño de los pozos no convencionales (horizontales multifracturados y en las fracturas transversales o altamente inclinados) para optimizar la explotación del campo Presidente Alemán, maximizando su producción y el factor de recuperación a través de la perforación de pozos horizontales con multifracturas.

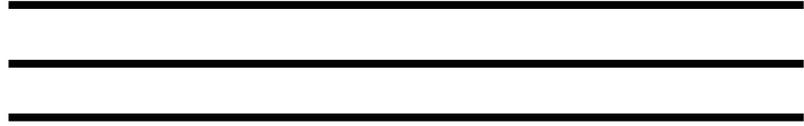
El primer capítulo, aborda el marco teórico y fundamentos de la perforación no convencional de pozos.

En segundo capítulo, se analiza la historia de la perforación horizontal tanto a nivel mundial, como en México y focalizando los casos del Paleocanal Chicontepec.

El tercer capítulo, referencia la metodología propuesta para desarrollo eficiente de la inversión en pozos horizontales que se están desarrollando en el Paleocanal Chicontepec.

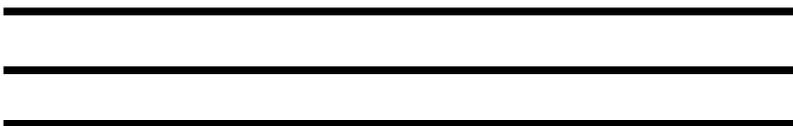
El capítulo cuatro, se aborda la aplicación de la metodología para el desarrollo de campos mediante la aplicación de un caso práctico del diseño de un pozo horizontal considerando la evaluación de la producción y eficiencia económica de la perforación horizontal en un campo de estudio, con terminación tipo multifracturas; como aplicación para el desarrollo de este estudio.

Finalmente, se enumeran las conclusiones basadas en las lecciones aprendidas durante la perforación no convencional (pozo horizontal multifracturado) con la aplicación de cada etapa de la metodología propuesta.



CAPITULO I.

POZOS NO CONVENCIONALES.



CAPITULO I. POZOS NO CONVENCIONALES.

I.1. Definición de pozo.

Un pozo, es un conducto circular que comunica al yacimiento con la superficie para recuperar el petróleo contenidos en la roca (aceite y gas).

El pozo es una herramienta que permite confirmar la existencia de petróleo y permitir la extracción de aceite y gas a través de él.

I.1.2. Clasificación de pozos.

Los pozos se pueden clasificar de acuerdo a la forma de extracción, así como también tomando en cuenta su objetivo tenemos:

Exploratorios → Desarrollo → Inyección

Considerando el punto de vista de su geometría tenemos los del tipo:

- Vertical
 - Inclínados
 - Horizontales
- Entre otros.

I.1.3. Definición de pozo vertical.

Un pozo vertical mantiene una trayectoria desde el inicio de su perforación hasta su terminó en un ángulo cercano a los 90° respecto al plano horizontal que contiene al equipo de perforación, a la línea de norte geográfico, y al del yacimiento ver Figura1.1. Al pozo vertical también se le conoce con el nombre de pozo convencional.

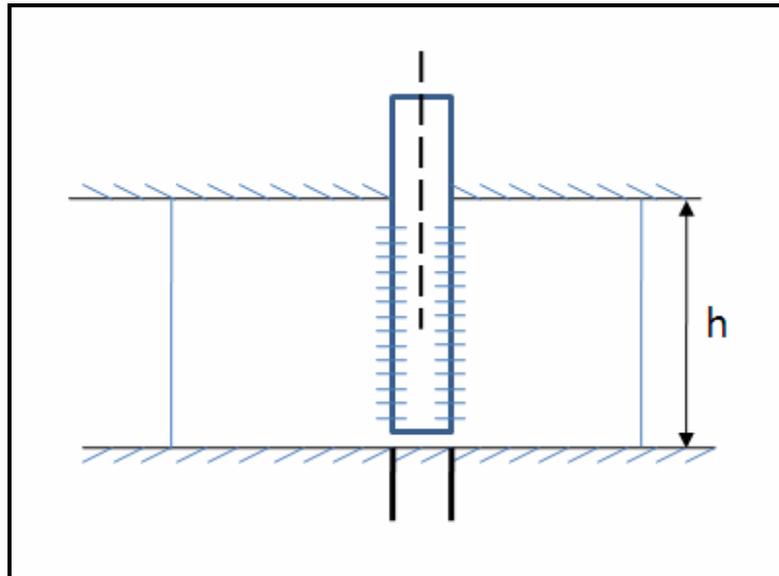


Figura 1.1. Pozo vertical perforado perpendicularmente al plano del yacimiento³.

I.1.3.1. Ventajas.

Lo pozos verticales tienen varias aplicaciones y ventajas:

- Pozos de exploración, para conocer las columnas estratigráficas y tipos de fluidos contenidos en una zona.
 - Pozos de inyección, para evitar se depresione un yacimiento inyectando gas, agua, nitrógeno entre otros fluidos.
 - Pozos de explotación en mantos acuíferos.
 - Pozos geotérmicos.
 - Son pozos de bajo costo.
- Entre otros.

I.2. Definición de pozos no convencionales.

Un pozo no convencional es aquel que permite mejorar la explotación, teniendo como objetivo maximizar la recuperación de petróleo, mediante su longitud y área de contacto con el yacimiento.

El desarrollo de sus trayectorias permite mejorar la explotación primaria, secundaria o mejorada del yacimiento⁴. Estos pozos aumentan su grado de complejidad, ya sea por el tipo de trayectoria, geometría o herramientas de construcción a utilizar para su ejecución y/o terminación. Pueden ser del tipo:

- Direccionales.
- Horizontales.
- Multilaterales.
- Alcance Extendido.

I.2.1. Objetivo de los pozos no convencionales.

El objetivo de los pozos no convencionales es mejorar la recuperación de petróleo mediante el aumento del área de contacto entre el pozo y el yacimiento.

I.2.2. Beneficios de los pozos no convencionales.

Los pozos no convencionales son más eficientes que los pozos verticales para drenar hidrocarburo en un volumen dado y pueden ser una opción atractiva para hacer más eficiente la extracción de aceite y gas, en este caso en el Paleocanal de Chicontepec. Entre sus beneficios se encuentran:

- Mayor volumen de drene.
- Mayor número de fracturas interceptadas en su trayectoria en el caso de fracturamiento natural.

- Menor inversión requerida para drenar un volumen conocido.
- Reducción de tiempo de perforación.
- Opción de convertir pozos horizontales en pozos multilaterales.
- Evita la saturación de gas en la vecindad del pozo.
- Mitiga el riesgo de no encontrar comunicación con las arenas de interés.
- Incrementa el factor de recuperación por unidad de volumen.
- Mejoran escenarios de producción.
- Convierten a áreas rentables las que actualmente no lo son.

I.3. Definición pozo direccional.

Un pozo direccional consiste en dirigir la trayectoria de un pozo hacia un objetivo determinado, el cual por lo regular no puede ser unido al origen mediante una línea vertical; para lograr intersectar el objetivo el pozo direccional se construye con diversos ensambles de fondo, los cuales se vuelven más complicados dependiendo de la trayectoria⁵ ver Figura 1.2.

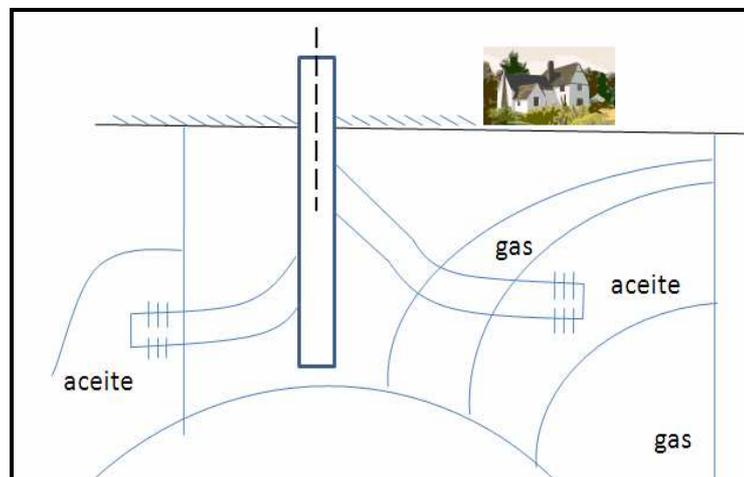


Figura1.2. Ejemplo de pozos direccionales⁶.

Factores posibles que originaron la perforación direccional:

- La perforación de pozos de alivio para aquellos que han perdido el control en superficie.
- La exploración de nuevas zonas productoras, usando pozos abandonados.
- Obstrucciones naturales como montañas o topografía muy severa, la cual dificulte la puesta en marcha del equipo superficial y la perforación de un pozo vertical.
- Desarrollo de un campo desde una plataforma.
- La pérdida del agujero; es decir, alguna herramienta perdida en el fondo del pozo, la cual no pudo ser recuperada.

I.3.1. Ventajas de pozos direccionales.

Dentro de las ventajas de los pozos direccionales podemos mencionar las siguientes:

- Desarrollo a bajo costo de yacimientos bajo cuerpos de agua,
- Perforación de muchos pozos desde una localización o plataforma,
- Llegar a un yacimiento que desde un pozo vertical sería imposible, en lugares poco accesibles y bajo ciudades o áreas protegidas.
- Como pozo de alivio, en caso de tener un pozo imposible de controlar desde superficie.

I.3.2. Grado de complejidad.

Las trayectorias usadas para alcanzar un objetivo determinado pueden ser divididas en simples tramos de recta y secciones circulares las cuales ayudan a cambiar la inclinación o azimut de forma suave, juntar estos componentes brindan una forma simple de intersectar el objetivo. Para intersectar cierto objetivo, pueden existir un conjunto de soluciones que se denominan “familia de soluciones”, las cuales cumplen con las condiciones generales para resolver un problema, en este caso para unir el

yacimiento con superficie y con ello se mide la complejidad en el desarrollo de la trayectoria direccional a aplicar, dando solución para la obtención de petróleo.

Las trayectorias más usadas en la industria petrolera son: tipo j, tipo s, tipo s modificado y doble ángulo como se muestra en la Figura 1.3.

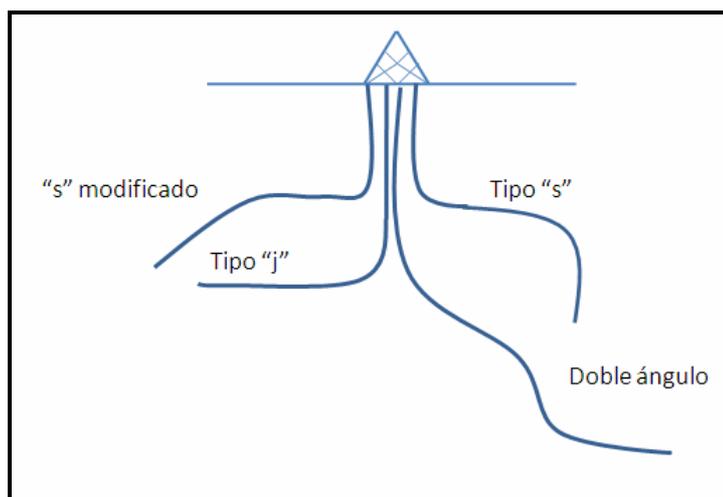


Figura 1.3. Trayectorias más comunes en los pozos direccionales⁷.

I.4. Definición pozo multilateral.

Se define un pozo multilateral (ML), como aquel que a partir de una misma boca del pozo se accede con dos o más ramas, a uno o varios horizontes productivos Figura 1.4.

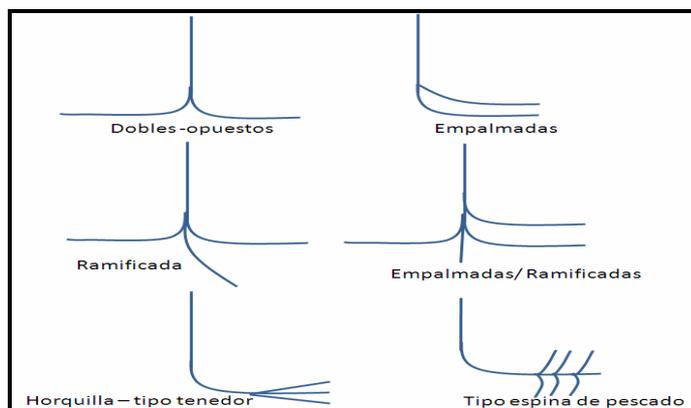


Figura 1.4. Presenta algunas de las posibles geometrías de pozos multilaterales⁸.

Su finalidad es aumentar la productividad del pozo y reducir costos de explotación. Puede ser aplicable a pozos nuevos, o a pozos existentes con re-entradas. A pesar de ser nueva tecnología, cuenta con patentes desde los años 20's

Los primeros pozos múltiples fueron perforados en la ex U.R.S.S. (ahora Rusia) en la década de los 50's. En 1995, a raíz de la proliferación de los pozos y del estancamiento del precio del crudo, las empresas petroleras se vieron en la necesidad de extraer más petróleo por pozo. En este sentido los pozos horizontales y multilaterales, pueden producir de 3 a 5 veces más que los pozos verticales en la misma área –en casos especiales pueden llegar, como máximo, a producir hasta 20 veces más que los pozos verticales.

Es ahí donde se produce el auge de esta nueva tecnología. En Estados Unidos desde 1986 hasta 1989 se perforaron sólo 7 pozos mientras que en 1990 se perforaron aproximadamente 85 pozos.

Se ha constituido el consorcio TAML (Tecnología avanzada en el diseño y construcción de Pozos Multi Laterales), formado por un grupo de empresas tanto operadoras como de servicio con una amplia experiencia en pozos multilaterales (ML).

Una clasificación de acuerdo a este consorcio se basa en el tipo de junta o unión entre el pozo principal y la rama multilateral. Podemos tener entonces desde nivel 1, hasta nivel 6 y 6s de acuerdo a sus características.

La tabla 1.1 muestra esta clasificación y las características de cada una de ellas.

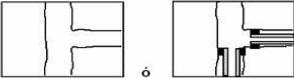
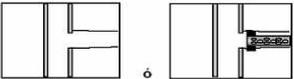
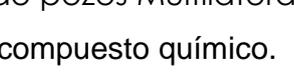
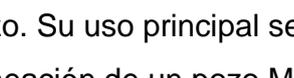
Nivel	descripción	Ilustración
1	Abierto / Junta sin soporte. Agujero principal sin ademar y el agujero lateral tampoco ó tubería ranurada colgado-de/en agujero descubierto.	 ó 
2	Agujero principal entubado y Cementado* y el lateral en agujero descubierto. El lateral puede estar en agujero descubierto o con liner ranurado y colgado del agujero descubierto.	 ó 
3	Agujero principal entubado y cementado* pero el lateral ademado sin cementar. Agujero lateral con liner anclado al pozo principal con un colgador del liner pero no cementado.	
4	Agujero principal y el lateral entubado y cementado*. Los dos agujeros cementados en la junta	 ó 
5	Integridad de la presión en la junta. (sin cementar) Logrado en la terminación.	
6	Integridad de la presión en la junta. (sin cementar) Logrado con la tubería de revestimiento (ademe).	
6S	Divisor de fondo del agujero. Agujero principal con dos pequeños agujeros laterales de igual tamaño.	

Tabla 1.1. Clasificación de pozos Multilaterales⁹.

*Cementado o equivalente con el uso de un compuesto químico.

Existe también la **Clasificación Funcional en Pozos ML** (ver tabla 1.2), a cual está dividida en dos secciones. “Descripción del pozo y de la junta”. La clasificación de la viabilidad provee más detalle técnico del pozo. Su uso principal sería una guía ó mapa durante los requerimientos críticos de la planeación de un pozo ML ó para describir el estatus de un pozo existente.

La **Descripción del Pozo** se divide a su vez por:

- Pozo nuevo / Pozo Existente.
- Número de Juntas.
- Tipo de Pozo (Productor – con y sin sistema artificial, Inyector y Multi Propósito).
- Tipo de Terminación (individual, doble o sartas concéntricas).

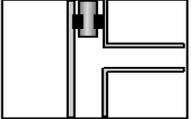
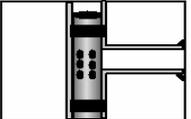
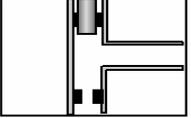
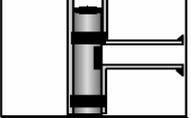
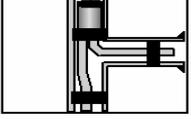
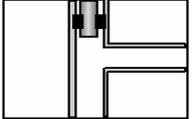
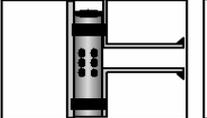
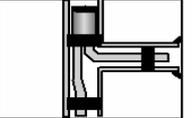
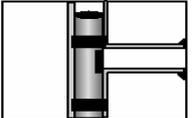
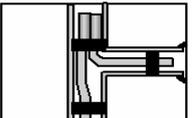
Conectividad (Numero)	Accesibilidad (Alfa)	Control de Fluido (Alfa)
<p>Lo mismo que la clasificación de nivel 1 "Complejidad del ranking.</p> <p>Cada junta tendrá su propio indicador de nivel que puede o no puede ser el mismo.</p>	<p><u>NR</u> - No Selectiva Re-Entrada</p>  <p><u>PR</u> - Re-Entrada por Terminación</p>   <p><u>TR</u> - A través de tubería Re-Entrada</p>  	<p><u>NON</u> - Ninguna</p>  <p><u>SEL</u> - Selectiva</p>   <p>ó</p>  <p><u>SEP</u> - Separada</p>  <p><u>REM</u> - Remota Monitoreo</p> <p><u>RMC</u> - Remota Monitoreo & Control</p>

Tabla 1.3. Clasificación Pozos Multilaterales por Descripción de la Junta o Conectividad¹¹.

I.4.1. Ventajas de los pozos multilaterales.

Los pozos multilaterales o ramificados son útiles por las siguientes razones:

- Son muy rentables para la producción de horizontes múltiples.
- En yacimientos donde hay un solo horizonte productor de gran espesor y con gran anisotropía vertical.

- En pozos marinos, costa-fuera donde el traslado de una plataforma es muy significativo en el costo total del pozo.
- En yacimientos marginales donde es imperativo reducir los costos de producción y reparación de pozo.
- Con el advenimiento de la cultura por el cuidado del medio ambiente, este tipo de pozos reducen considerablemente el impacto ambiental (menos locaciones, menos aparatos de bombeo, menor ruido, menor cantidad de líneas de transporte, menos caminos.
- También se reducen costos de horas de equipo, tuberías, instrumental, supervisión, mantenimiento, etc.

I.4.2. Grado de complejidad.

Generalmente para definir el grado de complejidad del pozo multilateral, al producir petróleo se requieren 3 condiciones ideales para la aplicación de este tipo de tecnología y definir qué tan compleja podría ser su construcción ya sea por lo siguiente:

- Conectividad del yacimiento principal con cada uno de los ramales.
- Posibilidad de reingresar a los ramales en forma selectiva.
- Sello hidráulico entre el pozo principal o madre y los ramales.

En la medida en que alguna de estas condiciones no sea indispensable, el proyecto decrece en complejidad y costo. Es así que nacen los distintos grados de complejidad para los pozos multilaterales, a los que podemos dividir en 5 niveles, de acuerdo a su clasificación TAML, como ya se menciono:

N1-Pozo principal y laterales abiertos sin ademar, ó con tubería ranurada colgada del agujero descubierto.

N2- Pozo principal entubado y laterales en agujero descubierto ó con tubería corta ranurada y colgado de un lateral.

N3-Pozo principal con tubería corta anclada y con una tubería corta como colgador sin cementar.

N4-Agujeros cementados en la junta.

N5-Terminación sin cementar.

N6-Logrado en terminación ademe, sin cementar.

N6s-Agujero principal con dos pequeños agujeros laterales de igual tamaño.

Integridad de presión en la unión llevada a cabo mediante:

- La terminación.
- La tubería de revestimiento.

Herramientas especiales.

Cuando se realizan este tipo de pozos existen herramientas cuyo uso es casi una constante, y ellas son:

- Cucharas desviadoras.

Pueden ser permanentes o recuperables y se utilizan para desviar los pozos hacia el objetivo previsto, fijándolas del pozo conductor. Existen también cucharas para pozo abierto, aunque estas no son recuperables.

- Empacadores inflables.

Generalmente se utilizan para aislar alguna zona.

I.5. Definición pozo horizontal.

Un pozo horizontal es aquel donde la última etapa se perfora en forma horizontal. La mayoría de los pozos horizontales han sido enfocados al mejoramiento de la

producción, a partir de yacimientos naturalmente fracturados y a la reducción de la conificación de agua y gas, como se observa en la Figura 1.5.

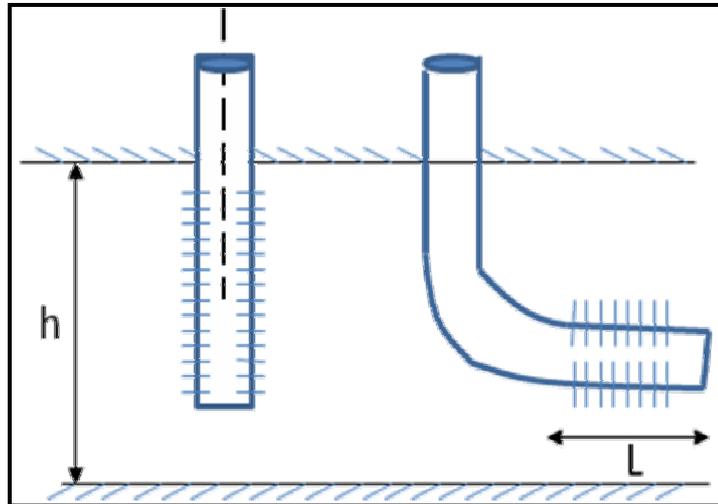


Figura 1.5. Pozo vertical perforado perpendicularmente al plano del yacimiento y un pozo horizontal perforado paralelo al plano del yacimiento¹².

Si el plano del yacimiento es vertical entonces un pozo vertical puede ser perforado paralelo al plano del yacimiento y teóricamente será un pozo horizontal, se muestra en la Figura 1.6.

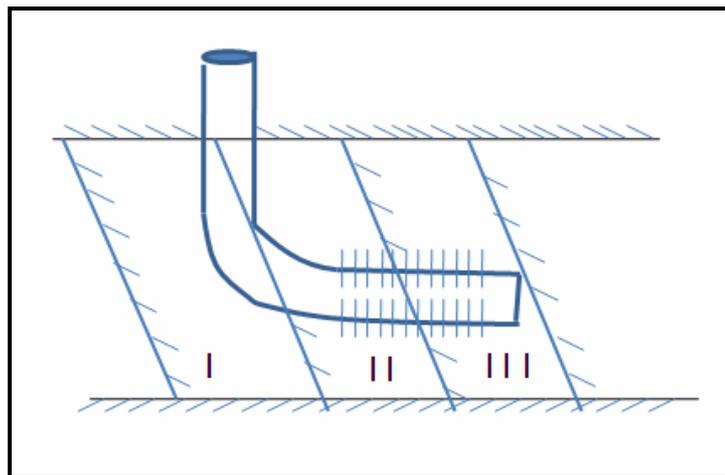


Figura 1.6. Pozo horizontal en un yacimiento con estratos verticales¹³.

El proyecto de un pozo horizontal es diferente de uno vertical, debido a que la producción del pozo depende de la longitud perforada sobre la arena y ésta depende de la tecnología de perforación para la ejecución.

En general, los pozos horizontales tienen un costo de 1.2 a 2.5 veces más que los pozos verticales perforados un área con propiedades semejantes. En algunas zonas se recurre a la terminación de pozos verticales con características de pozo horizontal buscando una reducción del costo del 12 hasta el 56 % por metro, si lo comparamos con la perforación de un pozo nuevo en forma horizontal.

Entre las ventajas de esta nueva técnica, podemos agregar que en Estados Unidos la utilización de pozos horizontales han incrementado las reservas.

I.5.1. Ventajas de un pozo horizontal.

Dentro de las ventajas de un pozo horizontal se pueden mencionar las siguientes:

- Existe mayor área de flujo del yacimiento al pozo.
- Flujo controlado.
- Incrementa el área de drenaje del yacimiento.
- Disminuye la caída de presión (ΔP) en el yacimiento.
- Controla efectos de conificación de agua.
- Explora yacimientos fracturados y zonas aisladas.
- Reduce el riesgo y costo de perforación de zonas problemáticas.

Una desventaja en la construcción de pozos horizontales, la experiencia adquirida durante la planeación, perforación y terminación, hace que los costos se incrementen debido a los riesgos operacionales por los equipos y herramientas utilizados.

Una consideración sería que, cuando se diseña un pozo horizontal, lo que se busca es perforar un pozo productor con un agujero que pueda ser terminado tal como se planeó,

provocando menor daño posible a la formación, el cual puede manejarse con los siguientes tipos de fluidos de control; de baja densidad, (lodo sin barita) y lodo viscoelástico, entre otros.

I.5.2. Desventajas de un pozo horizontal.

Considerar desventajas de la construcción de un pozo horizontal básicamente se engloban de la siguiente forma:

- La planeación de pozos no convencionales, demanda el conocimiento del área a desarrollar, para seleccionar el área adecuada donde se diseñara el pozo.
- La producción del pozo debe cubrir los altos gastos de construcción del mismo.
- La aplicación de tecnología horizontal dependerá de la factibilidad técnica.
- Ajuste de trayectorias y ajuste del programa de terminación puede significar que el proyecto no sea rentable, debido a los altos costos operativos.
- Inestabilidad del agujero, la cual puede provocar cierres o fracturas del agujero.
- Estratos o capas de recortes en la parte baja del pozo debido a la ineficiente limpieza del agujero.
- Enjarres depositados en formaciones permeables.
- Pegaduras de tuberías de perforación y revestimiento.
- Dificultades al realizar toma de registros geofísicos.
- Trabajos pobres de cementación.
- El costo es alrededor de 1.4 a 3 veces más que un pozo vertical, dependiendo del método de perforación y la técnica de terminación empleada. El aumento en el costo de la perforación de pozos horizontales sobre los pozos verticales se ha reducido significativamente en los últimos años.

I.5.3. Grado de complejidad.

El grado de complejidad de un pozo horizontal, al producir petróleo requiere de condiciones que permitan la aplicación de esta tecnología y definir que tan complejo es a su vez la construcción del pozo con las consideraciones siguientes:

Conectividad al yacimiento a lo largo del la sección horizontal.

Selección del tipo de terminación para que exista, la posibilidad de instalación de un sistema artificial, cuando la energía del yacimiento se agote.

El grado de complejidad también lo podemos clasificar acorde a la construcción del pozo considerando el radio de curvatura y su geometría:

- ✓ Radio ultra corto.
- ✓ Radio corto.
- ✓ Radio Medio.
- ✓ Radio Largo.

Posteriormente se describirán la clasificación de pozos horizontales basados en el radio de curvatura.

I.6. Clasificación de pozos horizontales por su radio de curvatura.

Los pozos horizontales se pueden clasificar por su radio de curvatura de la siguiente forma; radio ultra corto, radio corto, radio medio y radio largo, como se muestra en la Figura 1.7, a continuación se mencionará una breve descripción de las características de los mismos.

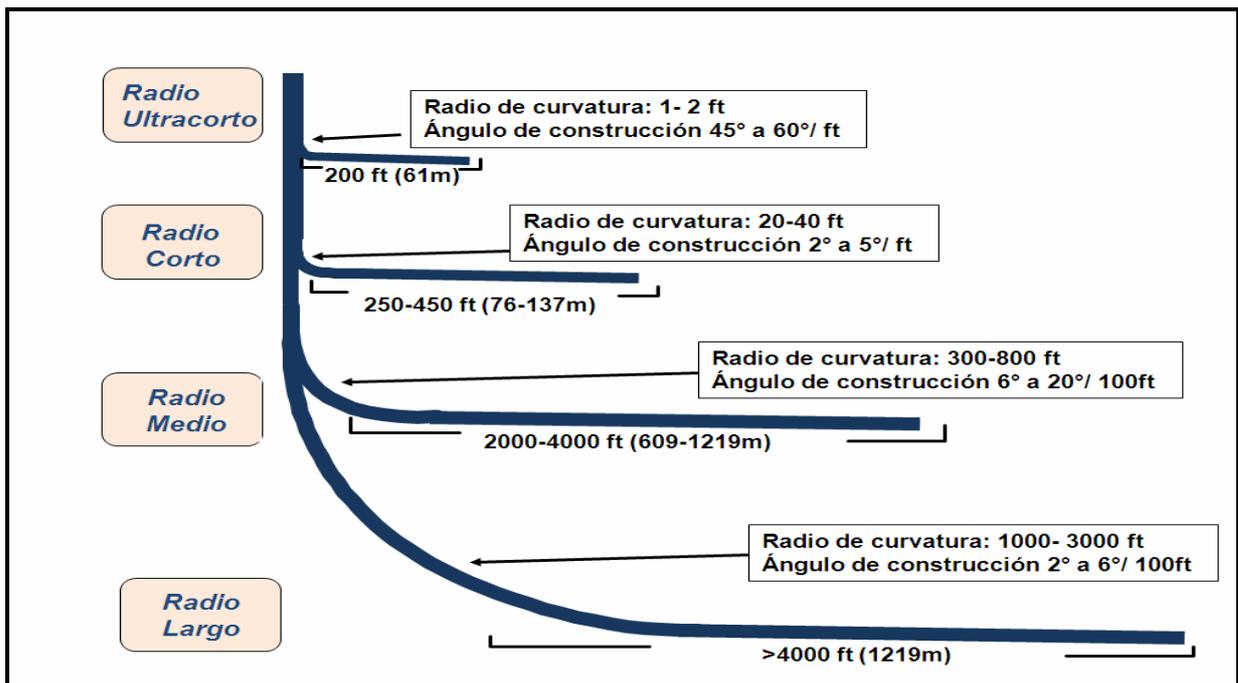


Figura 1.7. Clasificación de los pozos horizontales¹⁴.

I.6.1. Radio ultracorto.

Los pozos horizontales con radio ultra corto, tienen como característica que su construcción considera un radio de curvatura pequeño de 1 ft (0.30 m) a 2 ft (0.60 m). Su ángulo es mayor a (45° - 60° por cada ft) La sección horizontal es relativamente pequeña típicamente menor a 200ft (61 m), como se muestra en la Figura 1.8.

Aplicaciones:

- Empleado en pozos someros.
- Pozos a ser reacondicionados.
- Pasar zonas altamente dañadas.
- Limitado a diámetros pequeños menores a 3 in.
- Pequeñas secciones.
- Perforación por impacto.

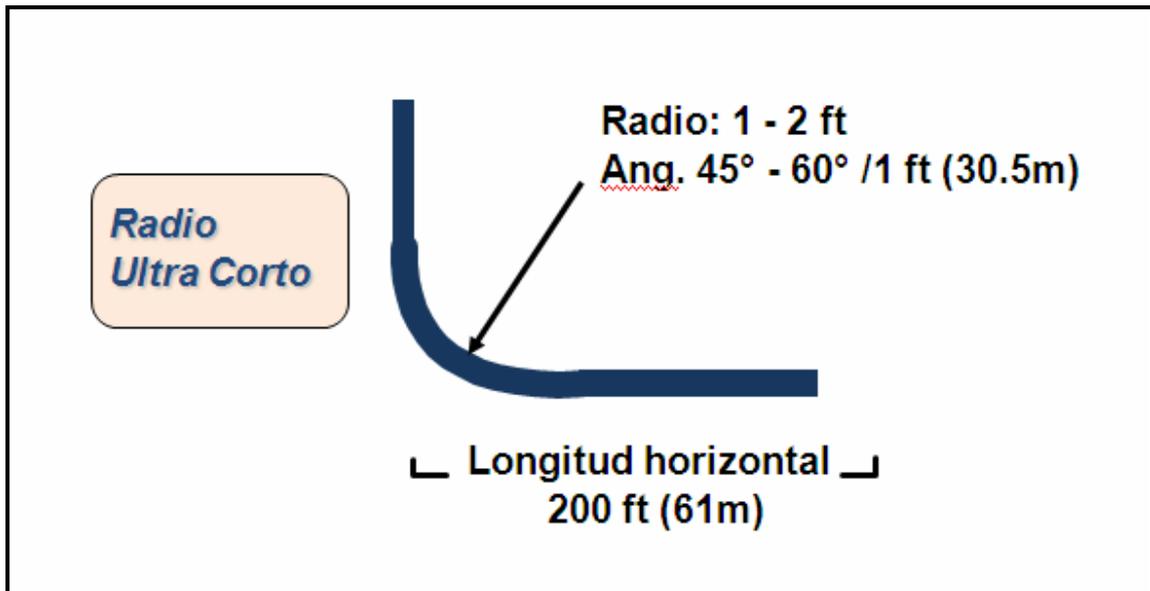


Figura 1.8. Pozo horizontal ultra corto.

I.6.2. Radio corto.

Los pozos horizontales de radio corto, tienen como característica que en su construcción se considera un radio de curvatura pequeño de 20 ft (6.09m) a 40 ft (12.19m). Su ángulo es muy largo de 2° a 5° (0.034 -0.072 radianes por m). La sección horizontal es relativamente pequeña típicamente entre 250 – 450 ft (76-137m). Actualmente, con la tecnología que se cuenta, ya es posible considerar utilizar herramientas que tomen mediciones durante la perforación (MWD) en este tipo de secciones. El diámetro máximo de pozo de este tipo está en un rango de 6 ¼ pulgada (158.75 mm), ver Figura 1.9.

Aplicaciones:

- Empleado en pozos someros.
- Pozos en reparación.
- Curva dentro del intervalo objetivo.

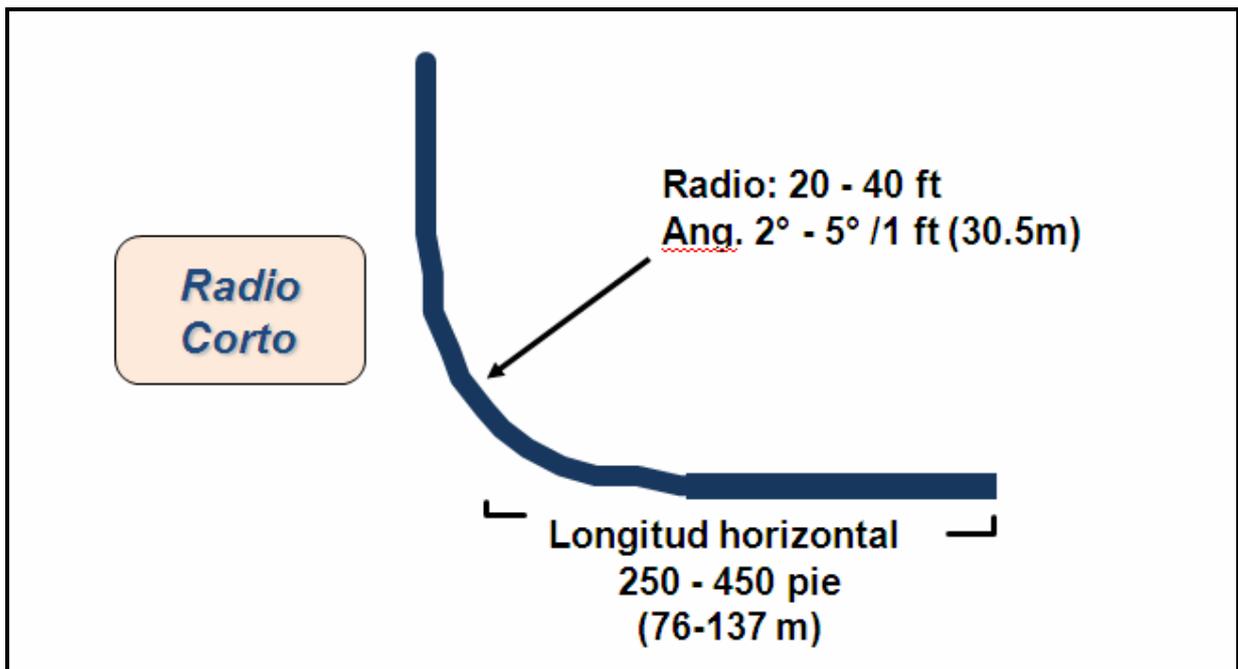


Figura 1.9. Pozo horizontal radio corto.

I.6.3. Radio medio.

En el caso de pozos horizontales con radio medio, su radio de curvatura va de 300-800 ft (aproximadamente de 90 a 243m), y su ángulo de construcción entre 6°-20° cada 100 ft (0.104-0.348 rad/100m). Estos pozos pueden ser tan largos y a su vez revestidos considerando un diámetro del pozo aproximado de 12 ¾ pulgadas (323.85 mm), ver Figura 1.10.

Aplicaciones:

- Empleado en la mayoría de los pozos.
- Ciertas limitaciones en formaciones no consolidadas.
- Ciertas limitaciones en hoyos de gran diámetro.
- Requieren tuberías de alto esfuerzo.

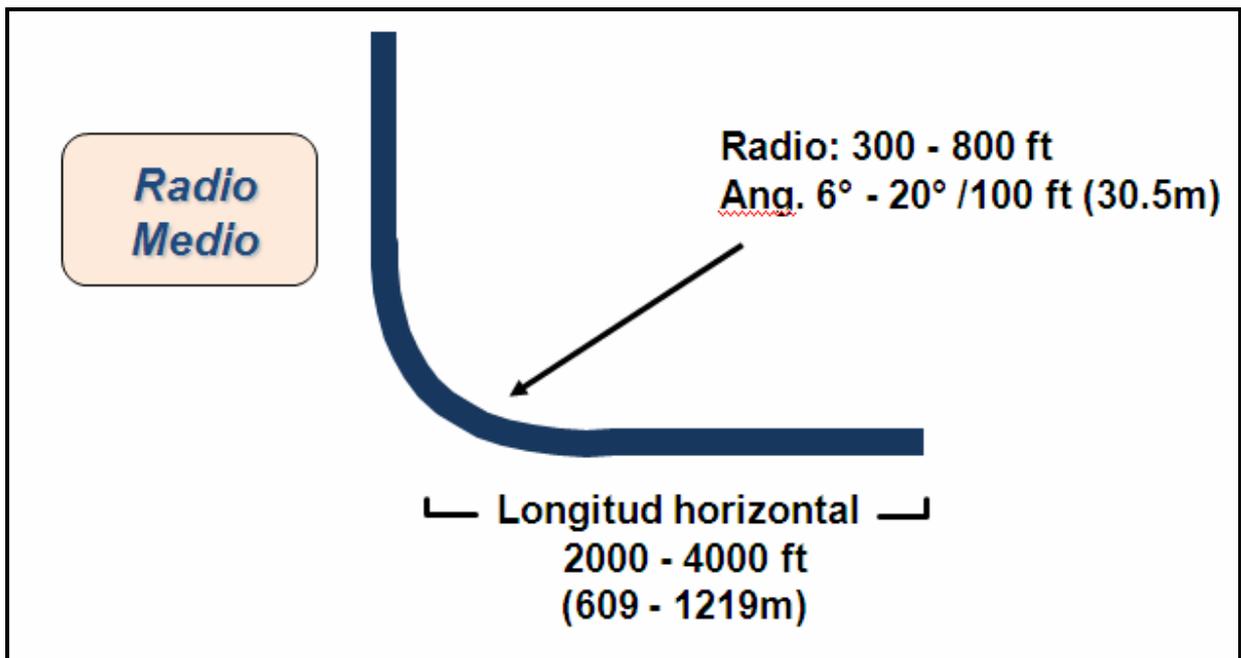


Figura 1.10. Pozo horizontal radio medio.

I.6.4. Radio largo.

Los pozos horizontales de radio largo, utilizan el equipo de perforación estándar con motor de fondo, aunque el ideal sería el de sistema rotatorio. Su ángulo de construcción va de 2° a 6° por cada 100 ft (0.034-0.087 rad/100 m).

El diámetro en estos pozos es considerado al semejante a los pozos verticales. Esta configuración comúnmente es de 3,000 ft (914m). Alcanzando longitudes de 4000 a 8500 ft (1219- 2590m),¹⁵ ver Figura 1.11.

Aplicaciones:

- Yacimientos fracturados.
- Principalmente en yacimientos homogéneos.
- Arenas continuas.

Por la distancia entre el inicio del pozo y el punto de entrada en la sección horizontal se tiene:

1. Pozos de gran longitud para alcanzar el objetivo.
2. Mayor incertidumbre direccional acumulada.

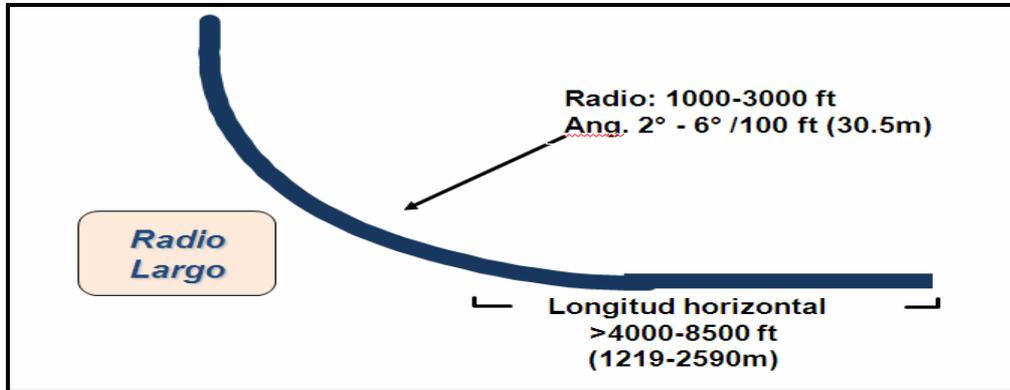


Figura 1.11. Pozo horizontal radio largo.

I.7. Perforación de un principalmente horizontal.

La perforación de un principalmente horizontal se realiza muy frecuentemente en rocas de origen sedimentario, que son aquellas que se formaron en medios acuosos, por la depositación de fragmentos de otras rocas erosionadas y arrastradas por agua, aire, procesos de disolución o reacciones químicas.

Independientemente de su origen, las litologías más frecuentes en rocas sedimentarias, son lutitas cuya dureza varía desde muy blanda a medianamente dura y en ocasiones abrasiva cuando contiene arena.

También pueden ser arenas o arenisca formadas por granos de cuarzo y sílice, su dureza varía de muy blanda a dura y su abrasividad, se agudiza cuando está bien cementada. Otras rocas sedimentarias son las calizas y dolomias cuyos componentes predominantes son los carbonatos de calcio y magnesio. Se caracterizan por ser duras y abrasivas, en ocasiones con nódulos de pedernal. Aunque también no es raro encontrar calizas blandas y poco abrasivas. Por su parte las margas generalmente son lutitas que están en transición hacia calizas, su dureza oscila de media a dura.

En ocasiones también se perforan rocas llamadas evaporitas, (yeso, sal y anhidrita) que son producto de la precipitación de sólidos en disolución durante la evaporación de cuencas, lagos o mares. Normalmente no presentan dureza más bien son blandas pero generan muchas dificultades al ser perforadas.

Las edades geológicas de las formaciones en nuestros campos en México, van desde el Reciente (cuaternario) hasta el Jurásico pasando por el Terciario y Cretácico, En algunas latitudes fuera de México, se perforan en edades más antiguas como el Triásico.

Para diseñar un programa de perforación horizontal es necesario conocer la columna geológica probable, esto es edades, contactos y descripción litológica. Esta información es básica para decidir los tipos de barrenas que se utilizaran, también el tipo y características del fluido de control y hacer correlaciones con pozos vecinos para identificar y prevenir problemas operativos.

La decisión de perforar un pozo horizontal tipo corto, medio o largo depende de muchos factores como los siguientes:

- A pesar de que la longitud del radio de curvatura se puede extender de una manera espectacular durante la perforación de estos pozos y obtener records de perforación en las secciones horizontales, si existe la discontinuidad geológica dentro del yacimiento considerándose este como heterogéneo, este factor es determinante en la longitud a perforar.
- Los pozos de radio corto están usualmente asociados a múltiples tipos de terminación semejantes a la terminación de pozos verticales usualmente este tipos de pozos se emplean en yacimientos depletados. Estos pozos también son utilizados para recuperación secundaria estimulados con espumas.
- Los pozos de radio largo se utilizan en yacimientos con propiedades magnificas en intervalos extensos.
- El costo es otro factor que considerar eso depende de la estrategia de explotación del yacimiento.

I.8. Técnicas de terminación en un pozo horizontal.

Los pozos horizontales se terminan con frecuencia sin tuberías de revestimiento frente a las zonas de interés. Se ha recurrido frecuentemente al empaque de grava para intervalos largos procurando estabilizar los pozos y reducir el efecto del flujo anular.

La definición adecuada del tipo de terminación más confiable dependerá del tipo de yacimiento esto permitirá atenuar los problemas que se puedan presentar relacionados con la producción de arena, tales como la erosión, el manejo y la eliminación de la arena en la superficie .

El riesgo de la conificación prematura de agua y/o gas tiende a incrementar los costos en los pozos horizontales, esto debido a la distribución heterogénea de la caída de presión a lo largo del pozo. Aunque para realizar el diseño de la terminación se dividen los pozos horizontales en cuatro categorías, basadas en su radio de curvatura, desde la sección vertical a la sección horizontal, como ya se describió antes.

Para el caso de pozos horizontales, existen diferentes maneras de terminar este tipo de pozo: agujero descubierto, liner ranurado, liner ranurado con empaques externos y liner ranurado con empacamiento externo y controladores de flujo. La selección del tipo de terminación tiene una influencia directa en el desempeño del pozo.

El tipo de terminación dependerá de las características del yacimiento, teniendo siempre presente recuperar el mayor volumen de petróleo, prolongar la vida productiva del pozo y retardar el avance del contacto agua-aceite y/o gas-aceite. Lo anterior hace necesario un análisis exhaustivo del yacimiento para seleccionar la terminación más adecuada de acuerdo a las características del mismo¹⁶.

I.8.1. Ventajas de la terminación.

Dentro de las ventajas de la terminación de un pozo horizontal tenemos las siguientes:

- Reduce las caídas de presión del yacimiento al pozo.
- Incrementa gastos de producción al aumentar el área de drene.
- Establece un patrón de flujo homogéneo a lo largo de la sección horizontal.
- Disminuye el efecto de flujo anular a lo largo de la sección horizontal.
- Control de contacto agua-aceite (A-A) y/o gas-aceite (G-A).
- Incrementa el gasto de producción.
- Prolonga la vida productiva del yacimiento.

En seguida se definirán los tipos de terminación existentes para un pozo horizontal.

I.8.2. Terminación en agujero descubierto.

La terminación en agujero descubierto, es de bajo costo puesto que el contacto con el yacimiento es directo. En el caso de una formación productora con baja permeabilidad, esta propiedad del yacimiento influiría como causa de una pobre estimulación a lo largo de su sección horizontal, históricamente esta terminación fue la primera en utilizarse ver Figura 1.12.

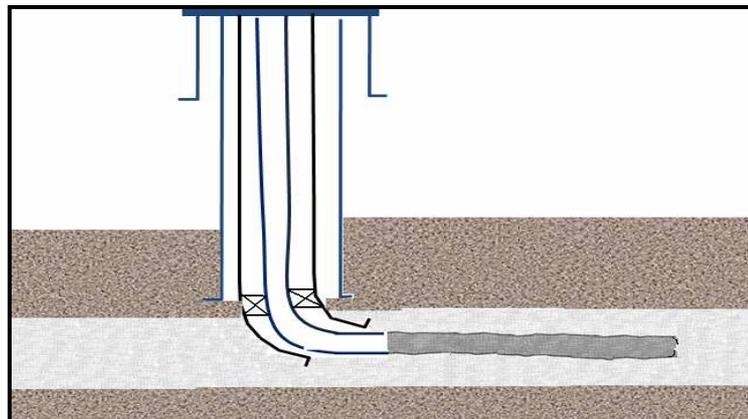


Figura 1.12. Terminación en agujero descubierto.

I.8.3. Terminación con liners ranurados.

Esta técnica de terminación con liners ranurados, tiene como principal objetivo evitar que la formación se colapse con el apoyo de un liner ranurado, (ver Figura 1.13). Esto a su vez permite utilizar herramientas adicionales registrando mientras se perfora (Logging While Drilling LWD) para obtener información del yacimiento; como datos de presión, datos de resistividad, registros tipo rayos gama, datos de porosidad, entre otros sin que queden atrapadas. Existen tres tipos de liners; liners disparados, liners ranurados, y liners pre-empacados.

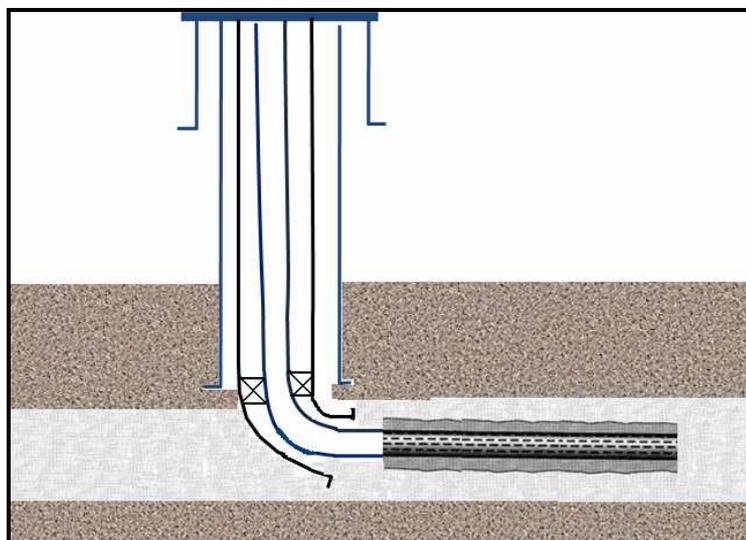


Figura 1.13. Terminación con Liners Ranurados.

I.8.4. Terminación con liner y asilamientos parciales.

El tipo de terminación con liner y asilamientos parciales, además de evitar el colapso del pozo, permite dividir el pozo horizontal en varias secciones para aislar las arenas, las cuales pueden ser estimuladas mediante fracturas y así tener un control a lo largo del pozo ver Figura 1.14.

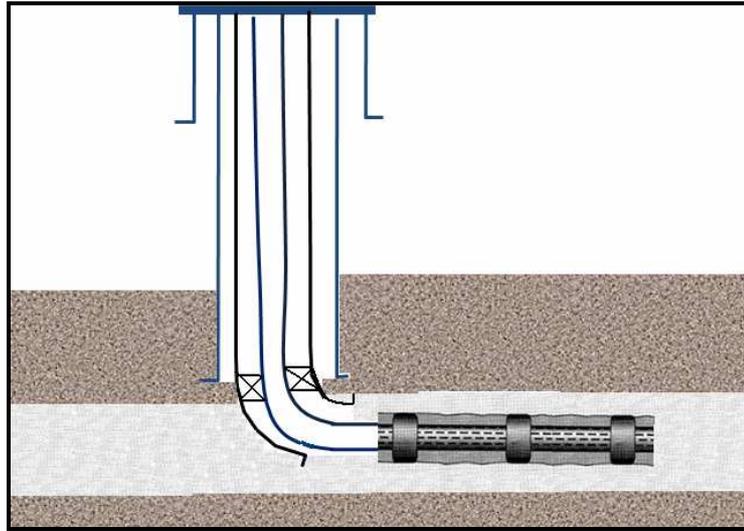


Figura 1.14. Terminación con liner y asilamientos parciales.

I.8.5. Terminación con liner, cementado y disparado.

La terminación con liner, cementado y disparado, (ver Figura 1.15), usualmente es utilizada en pozos de radios tipo medio y largo. También se puede combinar con dos técnicas; liner ranurado o agujero descubierto adicionando estimulación con fracturas múltiples.

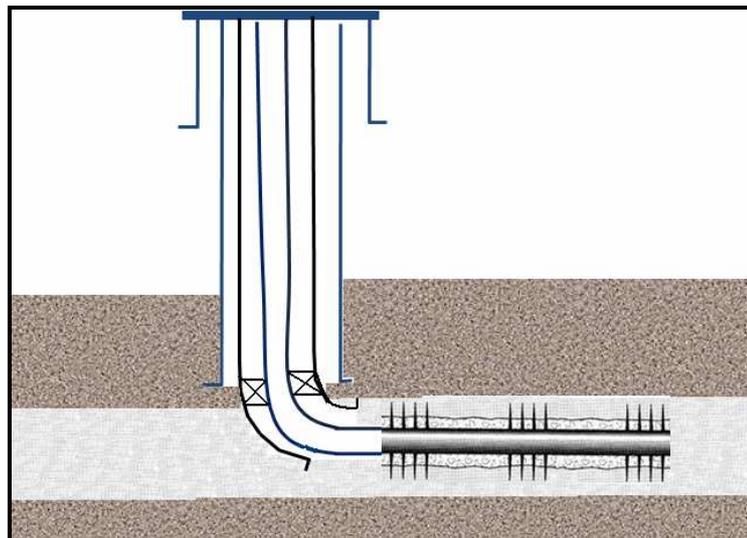


Figura 1.15. Terminación con liner, cementado y disparado.

I.8.6. Fracturamiento hidráulico.

El trabajo de fracturamiento hidráulico, de un pozo consiste en la inyección de un fluido denominado fluido de fractura a presión, hasta la profundidad a la que se encuentra la roca que se quiere fracturar, expuesta en la cara del pozo, para lograr la falla de la misma.

Después de alcanzada la falla, el mantenimiento de la presión del fluido produce la extensión de la fractura más allá del punto de fractura inicial; se visualiza en la Figura 1.16 El fluido de fractura es el encargado de transmitir la presión hidráulica al yacimiento.

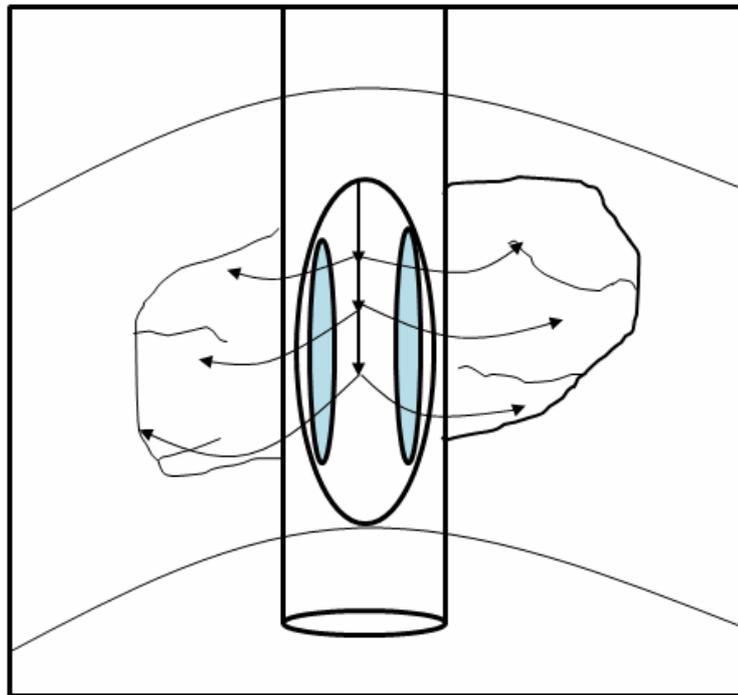


Figura 1.16. Propagación de la fractura en la formación productora¹⁷.

Dicha fractura crea un canal de flujo nuevo y más grande que cualquiera de los preexistentes, estos últimos procedentes de las fracturas naturales o de la comunicación entre los poros. La fractura lograda de esta manera se adentra en la formación en una medida que depende de toda una serie de factores que se expondrán

posteriormente. Este nuevo canal de flujo puede conectar las fracturas naturales así como proveer un área de drenaje adicional del yacimiento.

La primera cantidad de fluido con apuntalante que entra en la formación es el encargado de la creación de la fractura y del control de la pérdida de fluido dentro de la formación.

Para prevenir el cierre de la fractura, una vez que se detiene el bombeo, se debe adicionar apuntalante al fluido de fractura abierta una vez que el trabajo ha terminado.

El apuntalante colabora en el incremento de la conductividad, del petróleo o gas, a través de la fractura hasta el pozo. A lo largo de los años se han utilizado diferentes tipos de materiales como apuntalante, entre los que se encuentran la arena, pelotas de aluminio, acero, bauxita, etc. En la actualidad el apuntalante está disponible en diferentes distribuciones de tamaño y se pueden utilizar en cantidades variables.

Como se puede apreciar el diseño de concentración de material sustentante es muy importante para obtener éxito en el fracturamiento, ya que con ello se obtendrá una excelente conductividad de los fluidos en el interior de la fractura.

Como el material sustentante suspendido en el fluido, tiende a irse al fondo de la fractura, el se deshidrata y se concentra; de ahí que hay que prestar especial atención al comportamiento del fluido y los esfuerzos en la roca del diseño original de un fracturamiento ver Figura 1.17

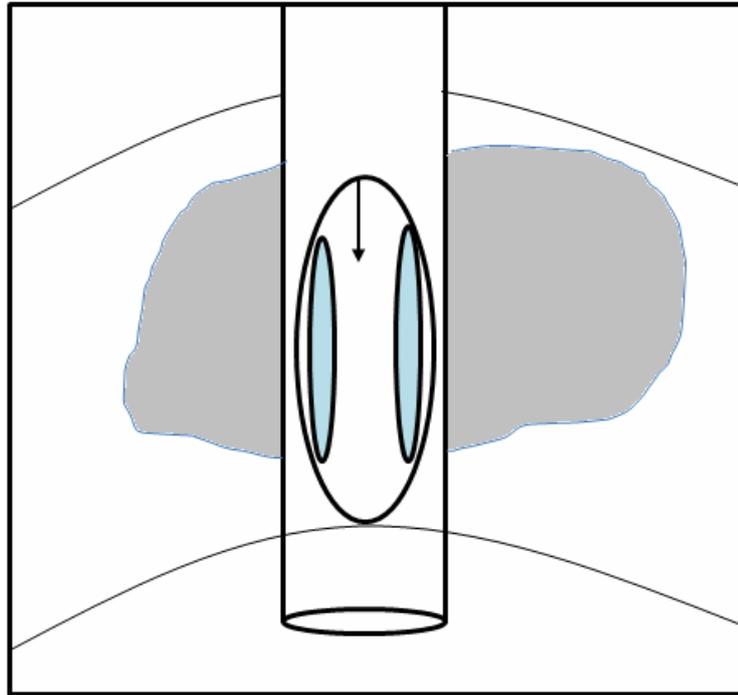


Figura 1.17. Inyección de fluido de limpieza del pozo al finalizar el tratamiento¹⁸.

La capacidad de la fractura para conducir los fluidos hasta el pozo afecta directamente la capacidad de producción del pozo al que se le ha practicado un trabajo de fracturamiento. La conductividad, la longitud, espesor y la altura de la fractura a la que se coloca el apuntalante, son factores importantes. Una alta conductividad de fractura, combinada con una buena longitud de la misma y la correcta colocación del apuntalante, puede resultar en un buen incremento de la producción para pozos viejos o nuevos y puede convertir un pozo cuya producción no era rentable en uno que si lo es.

Un fracturamiento selectivo de acuerdo al tipo de yacimiento y propiedades de la roca, optimiza la recuperación de reservas y el control de producción en las áreas productoras de petróleo, tanto de gas como de aceite.

Uno de los objetivos del fracturamiento hidráulico es incrementar el área de contacto entre el pozo y el yacimiento.

El fracturamiento hidráulico ha sido una de las principales herramientas que el ingeniero petrolero dispone para mejorar (incrementar) la productividad de los pozos, ver Figura 1.18., considerando los comportamientos siguientes:

- Desviar el flujo para evitar el daño en las vecindades del pozo y retornar a su productividad normal.
- Extender una ruta de conducto en la formación y así incrementar la productividad.
- Alterar el flujo de los fluidos en la formación.
- Hacer un canal de conducto a través de las vecindades del pozo con el objeto de librar la zona dañada.

Con este último criterio, la fractura hidráulica tiene impacto positivo en la administración de yacimientos, toma de decisiones, y explotación estratégica de los mismos.

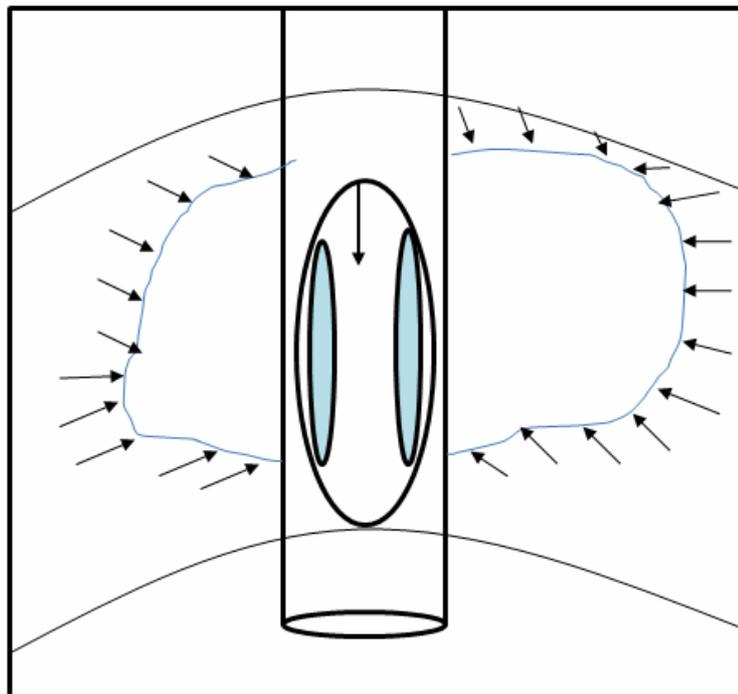


Figura 1.18. Tratamiento con fracturamiento hidráulico¹⁹.

Los canales de flujo naturales dentro del yacimiento, resultado de la permeabilidad, inter conectividad de los poros de la formación o de la existencia de fracturas naturales (en caso de existir alta permeabilidad), sin embargo, si existe daño en la formación alrededor del pozo, este se presenta como un taponamiento severo en los canales de flujo en la zona adyacente a la cara del pozo. Este taponamiento puede haber sido causado por los fluidos de perforación o de terminación y la reacción de la roca con los mismos, para la generación del daño. Una posible solución a este problema sería la remoción del daño a través del lavado con un ácido. Sin embargo, la solución que mayormente se ha adoptado para traspasar el daño y llegar a la formación sin daño es el fracturamiento hidráulico.

La baja permeabilidad de la formación es la principal causa de la realización de un trabajo de ese tipo, entendiéndose por baja permeabilidad aquella que hará que el pozo sea poco productivo, desde el punto de vista económico. En muchos pozos que van a ser perforados en el Paleocanal Chicontepec con este tipo de formaciones, la propuesta de perforación incluye la planificación de un trabajo de fracturamiento como parte del programa de terminación. Frecuentemente, los detalles de la perforación o terminación están condicionados por factores relacionados con el éxito de los futuros trabajos de fracturamiento.

En el caso de las formaciones heterogéneas, la predicción de los resultados de un trabajo de fracturamiento se hace más difícil que en el caso de formaciones homogéneas. El modelado de yacimientos ubicado en ese tipo de formaciones, se hace complicado. Frecuentemente, el propósito de un trabajo de fracturamiento hidráulico en este tipo de formaciones es comunicar los estratos entre sí para que todos aporten a la producción y de esta forma se resuelve el problema de la existencia de estratos aislados.

En resumen, para resolver los problemas planteados se utiliza la técnica de fracturamiento hidráulico para la estimulación del pozo, cuyo objetivo es incrementar la productividad del mismo a través de la creación de una fractura que va desde la cara del pozo hasta cierta profundidad dentro de la formación y luego se rellena con el

apuntalante; gracias a dicha fractura se aumenta la conductividad, produciéndose el efecto equivalente de un aumento de la permeabilidad del yacimiento.

Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico de tipo comercial fueron realizados por la empresa "Halliburton Oil Well Cementing Company" en 1949. La técnica pasó por muchos cambios hasta alcanzar los procedimientos que actualmente se conocen. Desde ese momento hasta nuestros días, se han realizado grandes avances en la materia; su optimización en función del logro de sus objetivos ha hecho que tres de cada cuatro pozos fracturados han incrementado su producción de un modo rentable y aumentado las reservas potenciales.

Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico fueron realizados con pequeños volúmenes de fluidos altamente viscosos. Cuando ocasionalmente se realizaban trabajos con mayores volúmenes, para lo cual se requerían mayores gastos de inyección, se descubrió que sus resultados eran mayores incrementos sostenidos de producción. Como resultado de esto se comenzaron a aumentar los fracturamientos así como tasas de producción. Con el uso de altos gastos de inyección se empezó a considerar que quizás ya no eran necesarios los fluidos de alta viscosidad y se hicieron pruebas con fluidos menos costosos, de baja viscosidad, obteniéndose buenos resultados.

A finales de 1952 se comenzó a usar los residuos de la refinación del petróleo como fluido de perforación, así como crudos más pesados e petróleo gelificado. Estas alternativas permitieron mayores volúmenes por costo de dólar. Posteriormente se hicieron populares los fluidos en base aceite, mientras que la cantidad de los trabajos se incrementó paulatinamente. Aunque actualmente se siguen realizando trabajos en pequeñas cantidades, es común invertir varios millones de dólares al fracturamiento hidráulico de un pozo, utilizándose 200.000 a 500.000 galones de fluido de fractura y 500.000 a 2.000.000 libras de apuntalante.

Hoy en día la existencia de esta técnica permite una mejor gestión de los campos. Gracias a la posibilidad del uso de la misma, muchos horizontes que serían descartados

por considerarlos comercialmente no productivos o de difícil práctica operacional, son explotados exitosamente.

I.8.6.1. Consideraciones de la fractura.

Una consideración para el fracturamiento hidráulico implica la aplicación de una fuerza contra la roca del yacimiento, que se logra por el bombeo de un fluido a presión a través del pozo hasta la profundidad en que se quiere lograr la fractura.

Esta operación se lleva a cabo con el fin de sobrepasar la resistencia a la tensión de la roca así como el esfuerzo horizontal mínimo, creándose una fractura.

En un pozo terminado en agujero descubierto, la presión puede ser sólo ligeramente mayor que la presión necesaria para extender y hacer crecer la fractura. Sin embargo, en un pozo terminado con revestimiento y perforaciones, la presión de fractura puede ser significativamente mayor. El nivel de la presión de fractura está relacionado con la eficiencia con que el fluido comunica su presión hidráulica a la roca del yacimiento. Si existen muchas perforaciones abiertas limpias y el fluido puede penetrar fácilmente en la matriz de la formación, el fracturamiento de un pozo en agujero descubierto será similar al de uno con disparos o pequeñas perforaciones.

Si existen limitaciones para la comunicación de la presión con la fractura se incrementará. Una vez que ocurre el fracturamiento, desaparece el efecto de la resistencia a la tensión de la roca ya que la misma ha sido vencida.

Otra consideración es la orientación y azimut de la fractura los cuales quedan determinados por los esfuerzos de la roca. Estos esfuerzos son causados por el efecto de la sobrecarga y el tectonismo de la región respectiva. Los esfuerzos se pueden representar por los esfuerzos principales, dados por tres componentes: La menor de estas tres componentes representará el esfuerzo principal menor y dictará la orientación de la fractura hidráulica creada. Ésta se formará en un plano perpendicular al esfuerzo

principal menor, ver Figura 1.19. La mayoría de las fracturas en yacimientos petroleros serán verticales, dado que en muy pocos casos dicho esfuerzo principal menor corresponde al esfuerzo vertical.

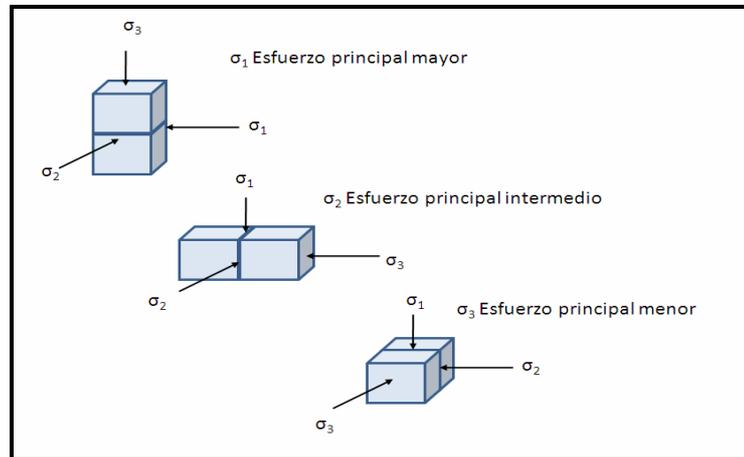


Figura 1.19. Dirección de los esfuerzos principalmente es orientados de fracturas²⁰.

El azimut de la fractura no es de fácil determinación, sin embargo, se ha efectuado un trabajo intenso, tanto a nivel de laboratorio como de campo, para tal fin²¹.

Al iniciar una fractura horizontal, la presión del pozo debe exceder el esfuerzo vertical más la resistencia a la tensión (entendiéndose como la fuerza aplicada F uniformemente distribuida sobre un área A .), en este caso vertical de la roca.

Las condiciones de una fractura vertical dependen de la relación entre los dos esfuerzos principales horizontales, compresivos, una fractura vertical se forma perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo dentro de la formación. La presión en el pozo debe ser algo mayor que el esfuerzo mínimo y debe sobrepasar la resistencia a la tensión horizontal de la roca²².

Las ecuaciones para el cálculo de la presión de inicio de la fractura son válidas para los fluidos que no penetran en la formación y para condiciones de agujero descubierto²³.

Si el fluido utilizado penetra en la formación, la presión de fractura de la misma se verá reducida debido al incremento del área contactada por el fluido a presión.

Generalmente esta reducción puede estar en el orden de 25 a 40 % en agujero abierto²⁴.

En el caso de pozos terminados con disparos, la densidad y orientación de las fracturas afectan la presión de fractura de la formación²⁵. La existencia de la tubería de revestimiento y el arreglo de disparos tienen una influencia pequeña en la orientación de la fractura creada; sin embargo, la presión de fractura se reduce en la medida que aumenta el número de disparos. Así mismo, la orientación del conjunto de disparos afecta el valor de la presión de fractura. Trabajos de laboratorio han demostrado que la presión de iniciación de fractura puede minimizarse a través de la orientación de disparos en forma helicoidal²⁶.

I.8.6.2. Propagación de la fractura.

Si después de alcanzada la presión de fractura de la formación, se sigue inyectando fluido a la fractura, la concentración de esfuerzos alrededor del pozo desaparece y la fractura se extenderá en un plano perpendicular al esfuerzo mínimo, siguiendo el camino de la menor oposición o resistencia a la propagación de la misma²⁷. Para la mayoría de los casos el esfuerzo mínimo es horizontal por que la fractura generada es vertical. Cuando exista diferencia entre los esfuerzos horizontales, existirá una dirección preferencial para la extensión de la fractura vertical. La Figura 1.20 muestra las condiciones prevalentes en la propagación de una fractura vertical. Por otra parte, en el caso de la existencia de fallas inversas o que se haya producido erosión de estratos superiores al estrato de interés, la roca puede estar sometida a esfuerzos horizontales compresivos mayores que el respectivo vertical; si el esfuerzo efectivo mínimo es vertical, la fractura se extenderá a un plano horizontal.

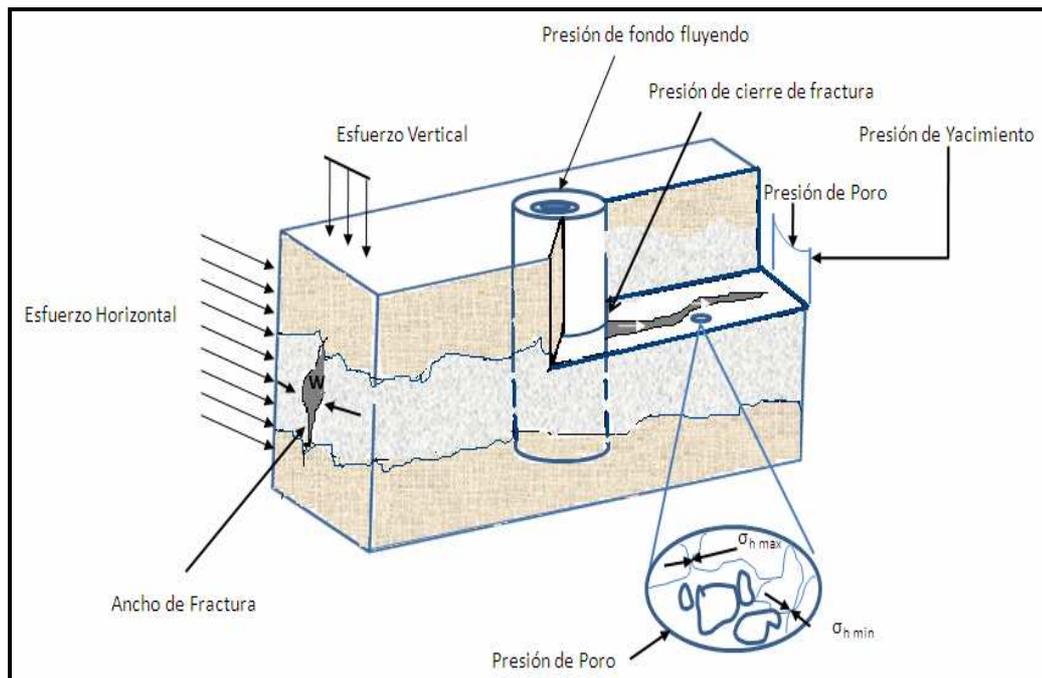


Figura 1.20. Presiones, esfuerzos y propiedades de la roca involucradas en la propagación de una fractura vertical²⁸.

Para mantener la fractura abierta, después de iniciada, la presión en la fractura debe exceder la presión de poro en una cantidad igual al mínimo esfuerzo efectivo que actúa sobre la roca. A esta presión generalmente se le denomina presión de cierre de fractura. El gradiente de fractura es el resultado de dividir la presión de cierre de fractura entre la profundidad vertical a la que registra la misma. A medida que la fractura se extiende, la presión de propagación de la fractura se incrementa como resultado de la fricción del fluido requerida para hacer recorrer al fluido de fractura una distancia creciente hacia la punta de la fractura.

Otro factor que puede ocasionar el incremento de la presión de propagación de la fractura es la posibilidad de que la presión de poro, cerca de la fractura, pueda ser incrementada por la filtración de fluido. La presión en la fractura mayor que la presión de cierre de fractura, corresponde a la presión de fractura neta, la cual hace que la fractura se abra y aumente de espesor. Durante el trabajo de fractura, esta presión se usa como indicador de la extensión de la fractura.

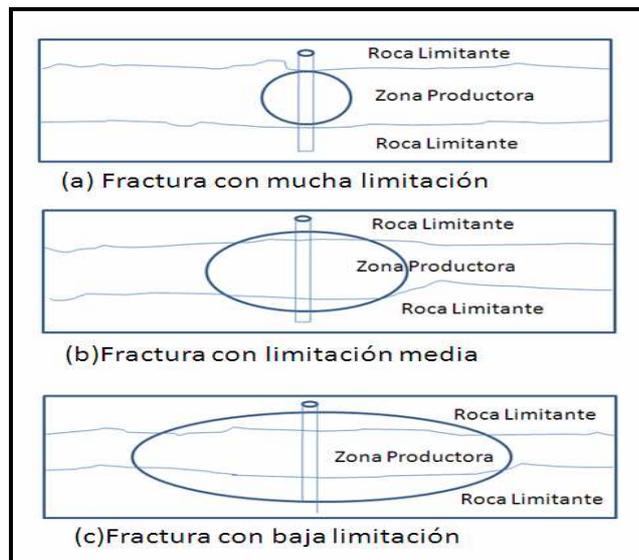


Figura 1.21. Los incisos (a, b y c) representan el crecimiento vertical de la fractura limitada en la parte superior e inferior por estratos de mayores esfuerzos²⁹.

En el caso de pozos con tubería de revestimiento, la localización de las perforaciones puede afectar la dirección de crecimiento de la fractura en la cercanía de la cara del pozo, aunque probablemente sólo por pocos pies. De acuerdo a investigaciones de laboratorio y de campo, la presencia de pequeña fracturas naturales no alterará la dirección general de crecimiento de la fractura.

También se ha reportado la aparición de múltiples pequeñas fracturas, en la cercanía de la cara del pozo, en conjunto con la fractura primaria³⁰; luego estas pequeñas fracturas desaparecen y una única fractura se extiende con un crecimiento radial. Si la fractura crece verticalmente y alcanza estratos con esfuerzos mayores, esto limitará tal crecimiento vertical, haciendo que el crecimiento de la fractura sea en longitud y/o espesor, ver Figura 1.21.

Desafortunadamente se presentan algunos casos en que, ya sea en el estrato superior o en el inferior al estrato objetivo, el esfuerzo es menor, lo que traerá como consecuencia una extensión de la fractura fuera del estrato de interés. En estos casos

será difícil realizar trabajos de fracturamiento, para estimulación, de gran éxito comercial a no ser que pequeñas fracturas con apuntalante sean suficientes.

Recientemente, se ha demostrado que el esfuerzo mínimo horizontal in situ (en caso de falla normal) es el factor dominante en la extensión de la fractura³¹.

I.8.6.3. Apuntalante (Agente sostén).

El objetivo de la colocación del apuntalante, en el interior de la fractura, es mantener la conductividad deseada de la misma, dentro de los límites económicos pertinentes refiriéndonos a que se recupere el costo de la inversión en el pozo que necesite la estimulación.

En el caso de pozos horizontales el uso de apuntalante para la creación de fracturas es importante debido a que evita la pérdida de conductividad debido a la condición de la formación, así como evita la posible migración de finos y causar daño dentro de la formación. Aunque esto implica una mayor inversión en el costo total del pozo bajo estas condiciones.

La conductividad de la fractura depende de una serie de factores, como son: tipo, tamaño y uniformidad del apuntalante, grado de empaque del mismo, grado de trituración y/o deformación, cantidad y manera de colocación.

Debido a la interdependencia existente entre todos los elementos que gobiernan el diseño de fracturas, debe tenerse cuidado especial con cada uno de ellos, puesto que son responsables de lograr la conductividad final de la fractura. La correcta selección y colocación del apuntalante gobernará el incremento de la productividad del pozo, después del trabajo de fracturamiento.

Para predecir el comportamiento del apuntalante, bajo condiciones específicas del pozo en cuestión, se deben medir y comparar las propiedades físicas de varios tipos del mismo antes de tomar la decisión.

Las propiedades a considerar son las siguientes:

- Redondez y esfericidad.

- Tamaño y uniformidad de tamaño.
- Permeabilidad.
- Densidad relativa.
- Densidad total.
- Solubilidad en ácido.
- Partículas finas.
- Resistencia a la trituración.

Lo que generalmente se supone es que toda la altura de la fractura está abierta a la entrada de fluido y que el apuntalante entra uniformemente a través de su ancho, a nivel de la cara del pozo. Para fluidos de baja viscosidad, esta primera porción de apuntalante cae al fondo de la fractura y, en la medida en que más partículas entran en la fractura, la altura de empaque logrado se va incrementando hasta alcanzar cierto punto de equilibrio. La arena adicional es luego transportada por encima de la zona empacada y depositada más lejos³².

Esto es aún más importante cuando la fractura no se cierra rápidamente, después de que las bombas dejan de operar, por lo tanto el apuntalante tiene más oportunidad de asentamiento mientras la fractura se cierra.

El área de fractura más próxima al pozo es la de mayor importancia en lo que respecta a la colocación del apuntalante. Esto es debido a que la eliminación del efecto del daño de formación es la principal razón para la estimulación. Usualmente, el incrementar la concentración de partículas de apuntalante en esta zona es la mejor solución.

El movimiento de las partículas del apuntalante es afectado por la velocidad, viscosidad, densidad e infiltración del fluido; y por el tamaño, densidad, forma y concentración.

La programación de la colocación del apuntalante requiere de conocimiento de la dinámica del ancho de fractura y de la pérdida de fluido hacia la formación en varios intervalos a lo largo de la fractura. Es entonces cuando se puede seleccionar el tamaño y concentración del apuntalante necesario para mantener, lo más posible, el ancho y alto de la fractura después de que las bombas se detienen.

I.8.6.3.1. Transporte del apuntalante.

La conductividad de una fractura rellena con apuntalante influye en la efectividad del trabajo de fracturamiento realizado. La conductividad va a depender del tamaño y resistencia del apuntalante y de la distribución del mismo en la fractura, ver Figura 1.22.

Es usual suponer que cualquier parte de la superficie de la fractura que no quede separada por partículas de apuntalante, se cerrará tratando de volver a su posición original, bajo la influencia del esfuerzo en sitio. Por ello, sólo las partes de la fractura rellenas con apuntalante, estarán disponibles para el flujo de fluido y contribuirán al incremento de la producción esperada después de todo tratamiento de fracturamiento.

Es lógico esperar que el fracturamiento en una formación productora resultará en un gasto de producción mayor si una gran parte de la fractura está expuesta, a que si sólo una pequeña parte de ella permaneciera abierta. Por lo anterior se puede afirmar que la predicción de la distribución final del apuntalante es una parte importante del diseño de un trabajo de ese tipo.

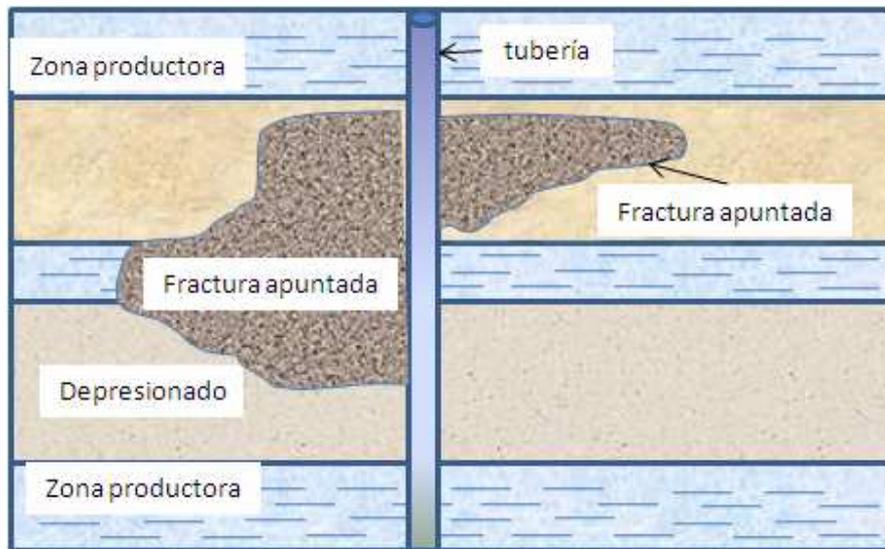


Figura 1.22. Tratamiento de fracturamiento convencional en un pozo³³.

En un principio (1949) se suponía que el apuntalante viajaba junto con el fluido, constituyéndose una mezcla entre ambos, de forma que la distribución del apuntalante

era siempre la misma que la del fluido, quedando la fractura llena en un 100%. Esta suposición no estaba fuera de la realidad para el caso de trabajos pequeños y el fluido era de alta viscosidad, ya que este fluido podía suspender las partículas durante todo el tratamiento.

A medida que el tamaño de los trabajos de fracturamiento se incrementó en Estados Unidos, se fueron mejorando las características, tanto de los fluidos de fractura hidráulicamente inducidos, como de los agentes químicos del apuntalante, presentando una amplia variación; en tamaño, forma y reacción química, lo que afectó las propiedades de la suspensión del apuntalante mejorando así la conductividad en la fractura. Recientemente, las compañías que realizan las fracturas han incluso utilizado gas nitrógeno comprimido con concentraciones muy bajas de apuntalante, sin fase líquida, obteniendo mejores resultados en la producción de yacimientos.

I.8.6.3.2. Transporte de partículas.

En el transporte del apuntalante están involucrados varios pasos. Primero, las partículas deben pasar por los equipos de superficie y luego por las tuberías del pozo. Adicionalmente, las partículas se mueven y cambian de dirección a través de la fractura misma. Puede ocurrir el asentamiento de las mismas mientras la fractura se está cerrando. El mecanismo de este proceso se presenta en la siguiente Figura 1.23.

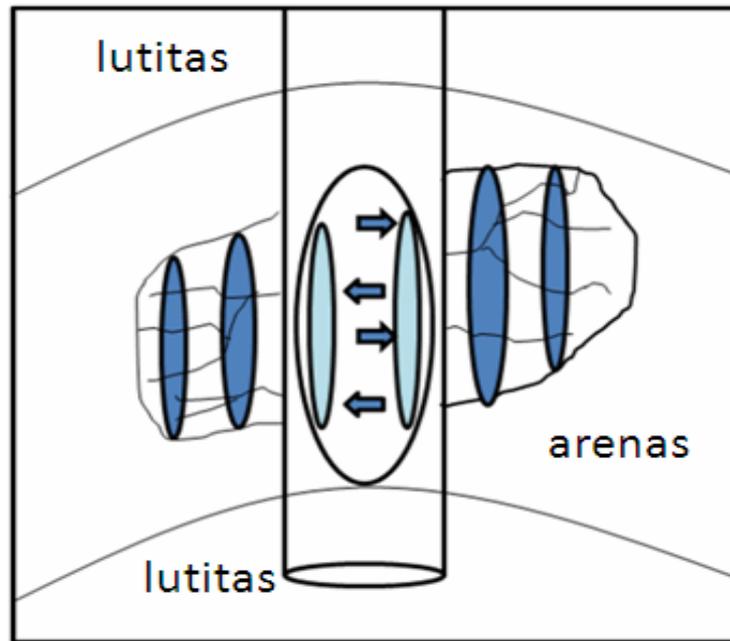


Figura 1.23. Presión de fracturamiento de la roca en la formación productora³⁴.

Después de la fractura de la formación, el ritmo de propagación de la fractura y el gasto de flujo de fluido dentro de la fractura es importante, y ellos son fundamentales para entender el comportamiento de pérdida de fluido. La pérdida de fluido es el resultado de un balance volumétrico que se realiza en la fractura, i.e., una parte del volumen del fluido abre la fractura y otra invade las vecindades de la fractura, debido al gradiente de presión de inyección y la permeabilidad de la formación.

Inicialmente se inyecta fluido fracturante porque la mayor pérdida de él está en las vecindades del pozo. Posteriormente comienza a abrirse la fractura y es necesario que el material sustentante comience a ingresar a ella, como se indica en la Figura 1.24.

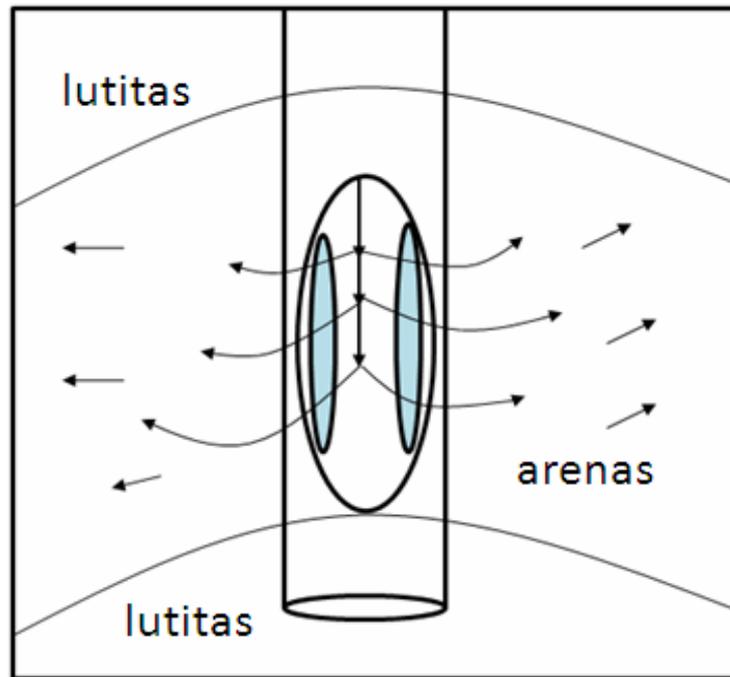


Figura 1.24. Introducción de material sustentante en la fractura³⁵.

Como ya se ha planteado con anterioridad, la fractura puede ser horizontal o vertical, dependiendo del estado de esfuerzos del área estudiada. Una fractura horizontal es una abertura radial, alrededor del pozo en todas las direcciones, contenida en el plano perpendicular al eje del pozo. Una fractura vertical es una abertura que se extiende en dos direcciones a partir del pozo; ésta puede ser radial o de forma cercana a la rectangular, Figura 1.25. La fractura vertical de forma rectangular es la más comúnmente esperada en la mayoría de los trabajos de fracturamiento. Las fracturas radiales, ya sean horizontales o verticales, ocurren sólo bajo condiciones de estado de esfuerzos, distribución de presión y propiedades mecánicas de la roca, apropiadas que ocurren en muy pocas áreas en el caso de México; Veracruz y Reynosa tienen áreas donde la roca en su mayoría son areniscas lo cual favorece la creación de fracturas.

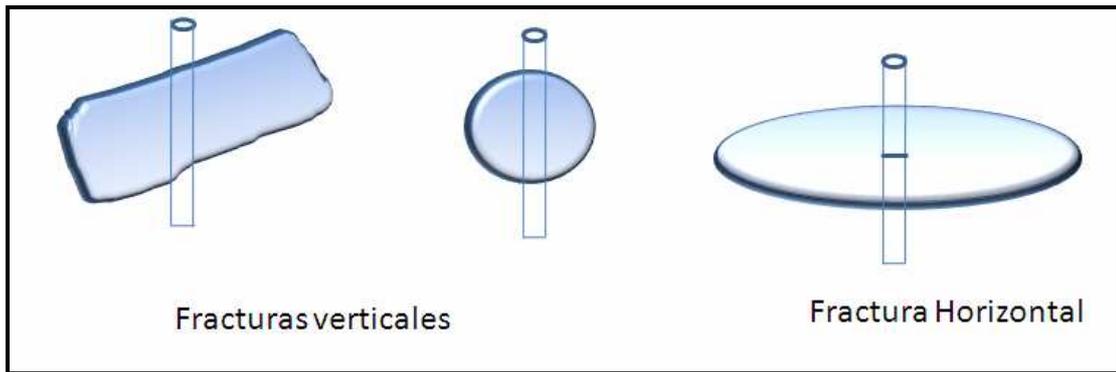


Figura 1.25. Formas de fracturas dependiendo de las direcciones de los esfuerzos principales³⁶.

La forma de la fractura vertical podría ser vista como elíptica, tanto en un corte longitudinal como transversal. Por tanto, cada una de las dos alas de la fractura puede ser esquematizada como se muestra en la Figura 1.26 la cual muestra solo el ala derecha de la misma.

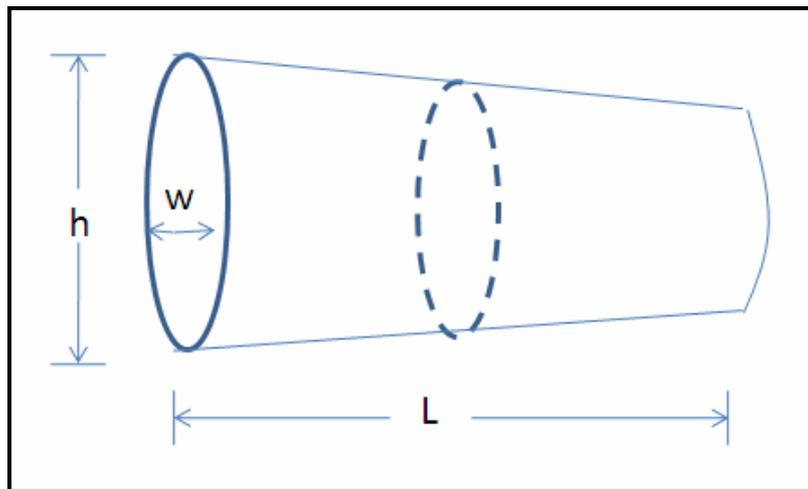


Figura 1.26. Representación esquemática de una de las alas de una fractura hidráulica vertical³⁷.

Para predecir el movimiento de las partículas en la fractura, se deben determinar las viscosidades y velocidades del fluido a través del sistema de fractura³⁸. Según se observa en la Figura 1.27, la sección transversal varía a lo largo de la longitud de la

fractura; como resultado de ello, generalmente se puede suponer que la forma rectangular, tal como se muestra en los tres casos.

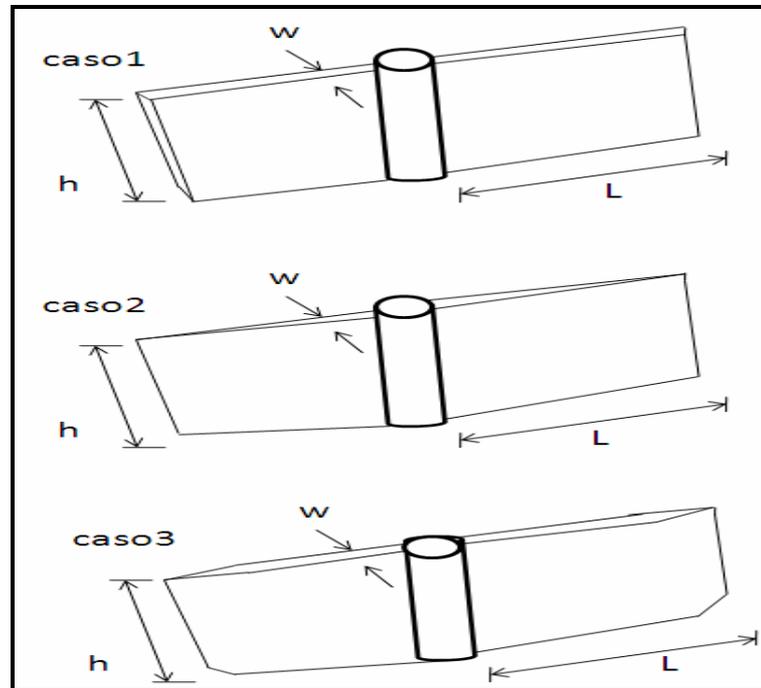


Figura 1.27. Modelos de fracturas hidráulicas rectangulares a) caso, b) caso2, c) caso 3³⁹.

Tales representaciones esquemáticas se utilizan para modelaje; la forma seleccionada dependerá del grado de precisión y sofisticación del modelo a utilizar. La fractura hidráulica modelada se considera de altura constante con un ancho que varía a lo largo de la longitud, excepto para el modelo más sencillo, donde el ancho se considera constante (Caso 1).

En el (Caso 2) se presenta el modelo de estimulación de yacimiento con fracturas ácidas; ese método se aplica generalmente en calizas por la presencia de carbonato de calcio en su medio poroso.

Finalmente el (Caso 3) representa un modelo más complejo en donde la sección longitudinal se considera elíptica, con la mayor variación del ancho de fractura hacia las puntas.

I.8.7. Fracturamiento Ácido.

El objetivo de fracturamiento ácido, es inyectar ácido dentro de la formación a una presión lo suficientemente alta para abrir fracturas naturales o para fracturar-romper-la formación.

El método es ampliamente utilizado tanto en calizas como en dolomitas. Inicialmente, un colchón de fluido es inyectado a un caudal superior al que la matriz puede aceptar de manera que se causa un incremento en la presión lo suficientemente alta para sobrepasar los esfuerzos compresivos de la tierra y los esfuerzos ténsales de la roca.

En este punto, la formación falla por presión y se forma una fractura. El primer factor de éxito para obtener una fractura ácida es conseguir una longitud apropiada; sin embargo, el ácido posee características propias que hacen que no sea tan fácil alcanzar este objetivo.

La primera de ellas es su viscosidad, lo cual ocasiona que el ácido se filtre muy rápidamente a través de las paredes de la formación o peor aún, a través de las fracturas naturales propias de un carbonato; de esta manera es imposible generar geometría de fractura y menos aún poder extender la misma.

La segunda característica del ácido que trabaja en contra de conseguir una longitud de fractura apropiada es la velocidad de reacción del mismo con las formaciones carbonáticas. Esta característica hace que el ácido se consuma rápidamente en las cercanías del pozo, perdiendo su capacidad de seguir reaccionando con las paredes a distancias mayores del pozo.

Molon y Fox reportaron en 1983 el uso de goma xántica como agente de retardo de la velocidad de reacción del ácido. Incrementando la viscosidad del ácido se consigue mejorar la eficiencia del fluido y reducir la velocidad de reacción.

La solución encontrada en la industria y optimizada con un nuevo sistema desarrollado recientemente es el reticulado del ácido.

Anteriormente muchas compañías pudieron gelificar el ácido, pero se comprobó que los valores de viscosidad no eran lo suficiente mente altos para obtener longitudes de fractura: algunas consiguieron reticularlo, pero fracasaron en el paso siguiente, que consiste en “romper ó cizallar” el fluido, esto es, que retorne a su viscosidad original, la del agua, para una efectiva recuperación del mismo y limpieza del pozo, evitando de esta manera taponar la formación con ácido.

Mediante este nuevo sistema, se consigue un fluido de viscosidades elevadas que restringe la pérdida de fluido hacia la formación, permitiendo la generación y extensión de una fractura. Adicionalmente, se consigue retardar la acción corrosiva del ácido, controlando la velocidad de reacción del mismo con la formación, y permitiendo el bombeo a distancias mayores a partir de las cercanías del pozo. De esta manera, se consiguen mayores longitudes de fractura que conllevan a la obtención de fracturas efectivas.

Algunos de los fracasos de fracturamiento ácido observados en la industria se relacionaron con la homogeneidad de la formación y con el grabado uniforme de la formación al paso del ácido, quedando caras uniformes que no tienen conductividad una vez que se libera la presión hidráulica.

Una forma de generar el grabado con la técnica denominada “visco fingering”, consiste en el bombeo de ácidos de diferentes viscosidades, yendo el más viscoso por delante; de manera que el menos viscoso “ingresa o mezcla” dentro del más viscoso a modo de “dedos”. Como la viscosidad confiere al ácido propiedades de retardo en su reacción los dos ácidos mencionados tienen velocidades de reacción diferentes; de este modo se consigue la reacción diferenciada del ácido sobre la formación, ver Figura 1.28.

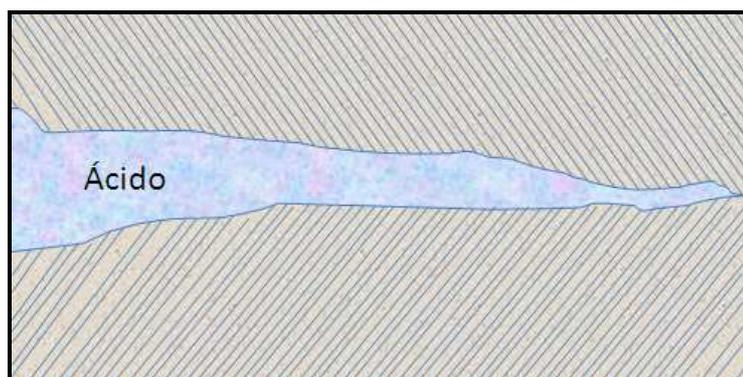


Figura 1. 28. La fractura ácida involucra la inyección de ácido a la formación a un gasto superior al que la formación puede aceptar a través de sus canales de flujo⁴⁰.

I.8.8. Formaciones para fracturas ácidas.

La gran mayoría de las fracturas se realizan en areniscas, donde los materiales tradicionales de apuntalamiento, mejor conocidos como apuntalante, son las arenas naturales, arenas sintéticas, partículas de cerámicas y partículas de bauxita, las cuales se bombean junto con el fluido de fracturamiento. Sin embargo, en formaciones calizas no es necesario utilizar apuntalante ya que es posible inyectar ácido dentro de la fractura inducida y dejar que éste reaccione químicamente con la formación y cree zonas de desgaste.

Las fracturas tienen forma de gusaneras, ya que el ácido se concentra en áreas específicas. Las fracturas hidráulicas en arenas no son hechas con ácido debido a que la mayoría de las arenas están compuestas de cuarzo y éste tiene poca reactividad al ácido. Lo mismo puede ser dicho de fracturamiento en dolomitas ya que tampoco son muy reactivas con ácido.

Las formaciones de calizas son fracturadas con ácidos de una manera menos económica que una fractura con apuntalante ya que los materiales y el costo de bombear el ácido es mayor que los materiales y el costo de bombear el fluido viscoso con apuntalante. Sin embargo, la eficiencia de la fractura depende de la reacción química entre el ácido y la formación. Esto resulta un problema en litologías complejas

como en Chicontepec donde hay presencia de esmetitas e ilitas. Si la formación no reacciona con el ácido inyectado, la fractura crecerá y luego se cerrará sin crear espacio libre entre las caras de la fractura y por lo tanto el beneficio en producción será muy poco.

Esto constituye un grave problema para fracturar la formación con rocas del tipo areniscas ya que la distribución no es uniforme sino heterogénea, como el caso del Paleocanal de Chicontepec, y utilizar el ácido no sería rentable hablando de pozos no convencionales.

I.8.9. Control de arena.

El problema de arenamiento de pozos, desde el punto de vista geomecánico ocurre cuando los esfuerzos desestabilizadores creados por un pozo productor son mayores que la resistencia mecánica de la formación. Los esfuerzos desestabilizadores están compuestos principalmente por las fuerzas de flujo alrededor del pozo.

La resistencia mecánica de la formación es de carácter fraccional (mayor resistencia con mayor esfuerzo efectivo normal) y por lo tanto viene dada por parámetros intrínsecos de resistencia al corte (como lo son el ángulo de fricción interna y la cohesión) y el estado de esfuerzos de la formación. Debido a que no es posible cambiar la distribución de presiones y tasas de flujo alrededor del pozo. Esto puede lograrse con la inserción de una vía de alta permeabilidad como es una fractura hidráulica y por lo tanto las mismas funcionan como un método de control de arenas.

Hasta más o menos el año de 1993, la técnica de fracturamiento hidráulico era percibida como método de mejora de producción y era utilizada casi exclusivamente en yacimientos de baja permeabilidad. Sin embargo, para 1996 se comienzan a reportar unos 300 trabajos anuales en los Estados Unidos. Hoy en Estados Unidos el fracturamiento hidráulico se aplica en lutitas para la extracción de gas⁴¹.

Los altos valores de pérdida de filtrado y las arenas no consolidadas asociados a yacimientos de alta permeabilidad impiden la iniciación y extensión de una fractura individual con suficiente espesor para aceptar una cantidad considerable de apuntalante y poder así obtener altas conductividades de fracturas. Sin embargo existe una metodología de bombeo de apuntalante conocida como “arenamiento controlado en la punta” (**TSO- Tip Screen Out**) que impide el crecimiento longitudinal de la fracturas cortas pero de mucho espesor.

Generalmente se pueden crear fracturas con espesores de 0.25 pulgadas con las fracturas hidráulicas tradicionales en materiales de baja permeabilidad, pero es posible obtener fracturas con espesores mayores a 1.0 pulgada con fracturamiento tipo TSO en formaciones no consolidadas.

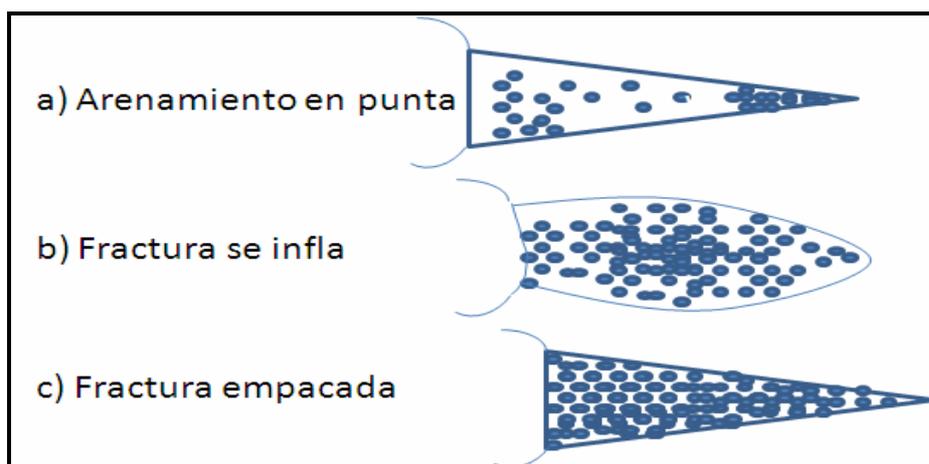


Figura 1.29. Crecimiento del espesor de la fractura mediante el arenamiento controlado en la punta de la fractura.

Como se muestra en la Figura 1.29, el TSO o arenamiento controlado en punta ocurre cuando el apuntalante se acumula en el borde de la fractura impidiendo que esta continúe propagándose. Una vez que la fractura ya no puede crecer, y asumiendo que la tasa de inyección es mayor que la tasa de pérdida por filtrado, la fractura solo puede aumentar en espesor y se habla que la fractura se infla en analogía como un globo.

El aumento en espesor por el efecto globo es directamente proporcional al parámetro conocido como presión neta de fracturamiento, P_{net} . Si se aumenta la presión neta de fracturamiento una vez que ocurre el TSO se hará que la fractura se infle más. El tratamiento de fractura hidráulica como método de control de arena entonces involucra dos etapas: la primera etapa de creación de fractura la cual es idéntica a tratamientos de fracturas hidráulicas convencionales seguidas por una segunda etapa de empaque luego ocurre un TSO.

Para hacer un empaque de alta conductividad no solo se requiere que ocurra un TSO; también se requiere colocar la mayor cantidad de apuntalante dentro de la fractura para conseguir un empacamiento de alta densidad.

La densidad de empaque del apuntalante en fracturamiento hidráulico se cuantifica en libras por pie cuadrado de fractura empacada. Una vez que ocurre el TSO no es aconsejable que se aumente demasiado la presión neta de fracturamiento ya que puede ocurrir que la fractura se infle demasiado y luego se obtenga una densidad de empaque de fractura menor.

En tratamientos convencionales con TSO se continúa bombeando a la misma tasa para aumentar el espesor de la fractura. En tratamientos para el control de arena que requieren altas densidades de fracturas empacadas, se disminuye la tasa de inyección después de ocurrido el TSO para mantener un valor constante de presión neta de fracturamiento hasta alcanzar la máxima densidad de empaque posible.

La palabra ***Frac-Pack*** (fractura con empacamiento) ha sido utilizada por diferentes personas en la industria petrolera, pero básicamente involucra una fractura hidráulica con TSO y se bombea el fluido a través de una herramienta “crossover” y se coloca una rejilla para impedir que la grava se produzca. Sin embargo, para este documento la palabra Frac-Pack va incluir lo anterior pero añadiéndose la condición que la tasa de bombeo después del TSO es modificada para que la fractura quede empaquetada con la mayor densidad posible.

I.8.10. Producción de pozos fracturados.

El objetivo de una estimulación de pozos es incrementar la productividad del pozo removiendo el daño en las inmediaciones del pozo o por la superposición de una estructura de muy alta conductividad en la formación.

Entre las técnicas de estimulación más conocidas están las acidificaciones matriciales en arenas y calizas, las fracturas hidráulicas con ácido en las calizas y los fracturamiento en arenas de alta permeabilidad. Cada una de estas técnicas de estimulación tiene como objetivo proveer un aumento neto en el índice de productividad, el cual puede ser usado para aumentar la tasa de producción o para disminuir el diferencial de presión de producción. Una disminución de la presión Δp puede aliviar o eliminar los problemas de producción de arenas (arenamiento) y /o producción de agua.

Para hablar de productividad definimos el parámetro J conocido como índice de productividad que relaciona la tasa de producción q y el diferencial de presión de la siguiente manera ecuación (1.1):

$$q = J\Delta p \quad (1.1)$$

Durante la vida de un pozo, el mismo está sujeto a una variación de condiciones, donde destaca bajo condiciones de estado constante la tasa de producción del pozo para un valor fijo del diferencial de presión, de la siguiente manera, ecuación (1.2).

$$q = \frac{2\pi k h \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{B\mu} \Delta p \quad (1.2)$$

Donde:

k = permeabilidad de la formación productora.

h = altura de la formación productora.

r_e = radio efectivo de drenaje del pozo.

r_w = radio del pozo.

B = factor volumétrico del crudo.

μ = viscosidad del crudo.

Debido a la naturaleza radial del flujo en un pozo productor, la mayoría de la caída de presión ocurre cercana al agujero y cualquier zona de daño en esta región causa un aumento significativo en la caída de presión. El impacto de la zona de daño alrededor del pozo puede ser representado por el parámetro S conocido como “daño ó skin” que se relaciona con el índice de productividad de la siguiente manera, ecuación (1.3):

$$q = \frac{2\pi khln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{B\mu\left(\ln\frac{r_e}{r_w} + s\right)} \quad (1.3)$$

El “skin” es una idealización que captura todos los aspectos importantes del daño e implica que la caída de presión adicional producto del daño es proporcional a la tasa de producción. Muchos investigadores prefieren hablar de pseudo daño en algunas ocasiones para poder incluir otros efectos, que aunque físicamente no son daño al pozo, representan una restricción del flujo hacia el pozo y puede ser modelado matemáticamente con el parámetro s.

En pozos con fracturas hidráulicas la productividad debe incluir no solo la caracterización de la roca de formación, sino también las características de la fractura y por lo tanto se introdujo (Prats, 1961) el parámetro de conductividad de fractura adimensional definido como, ecuación (1.4):

$$Cfd = \frac{KfW}{Kxf} \quad (1.4)$$

Donde:

k = permeabilidad del yacimiento.

Xf = longitud de una de las alas de la fractura.

Kf = permeabilidad de la fractura.

w = espesor promedio de la fractura.

La conductividad de fractura adimensional conjuntamente con la longitud de fractura, controla el comportamiento de producción de los pozos fracturados. El producto $k_f \times w$ es conocido en la literatura como la conductividad de fractura la cual es dimensional.

Para caracterizar el impacto de una fractura vertical de conductividad finita en el comportamiento de producción de un pozo vertical se presenta el valor de skin como función de la conductividad de fractura adimensional⁴² de la siguiente forma ecuación (1.5):

$$J = \frac{2\pi kh}{B\mu(\ln \frac{r_e}{r_w} + s_f)} \quad (1.5)$$

Donde el valor de pseudo daño para fracturas hidráulicas s_f puede ser leído de la Figura 1.30. Uno de los ejes del gráfico incluye el término $\ln(r_w/x_f)$ porque el daño es definido con respecto al flujo radial y donde la frontera interna es el radio del pozo, mientras que el comportamiento de un pozo fracturado es independiente del radio del pozo. Se puede observar que el daño disminuye a medida que aumenta la conductividad de la fractura adimensional y tiende al $\ln 2$ a valores altos C_{fD} . También se puede utilizar la expresión explícita siguiente ecuación (1.6) para el pseudo daño de fracturas hidráulicas:

$$S_f = \ln \frac{r_w}{x_f} + \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.06u^2 + 0.005u^3} \quad (1.6)$$

Donde se define $u = \ln C_{fD}$, la cual es una aproximación aceptable de la curva de Cinco-Ley y Samaniego (1981).

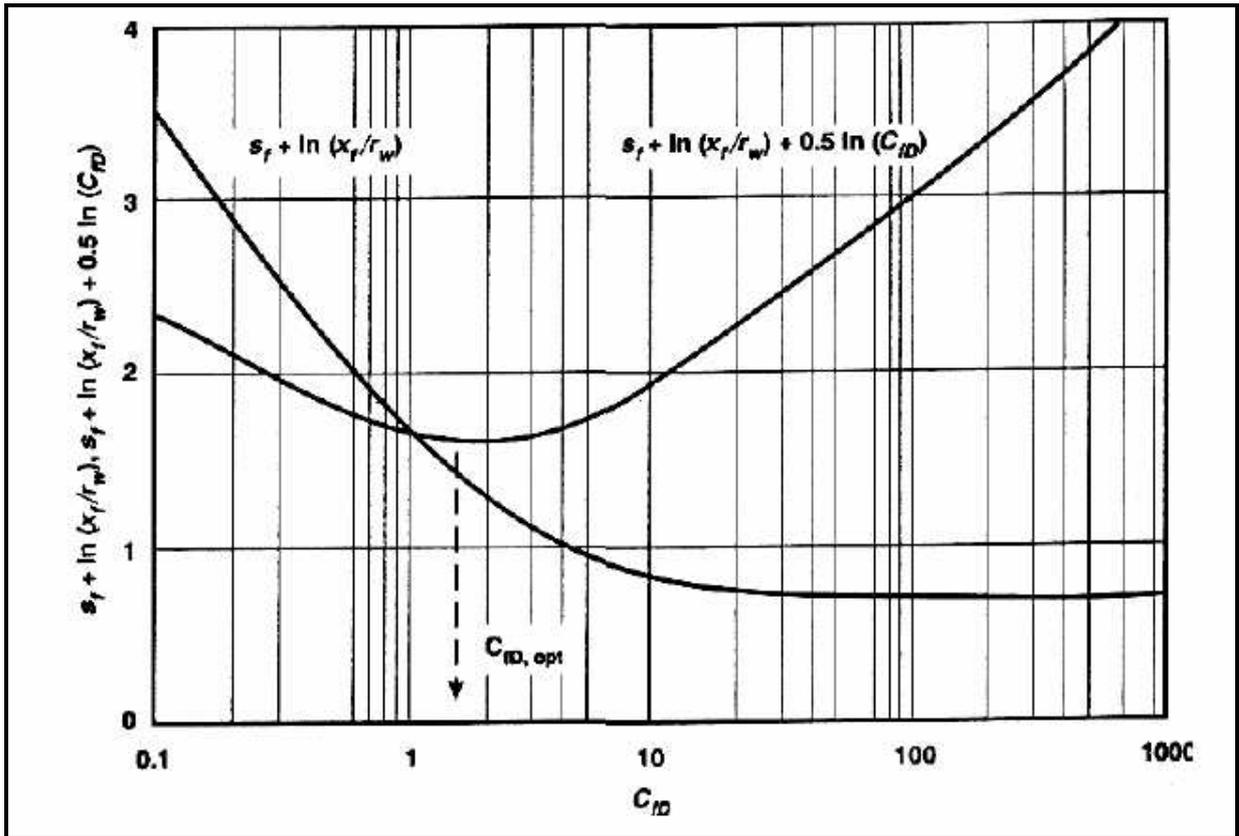


Figura 1.30. Factor de pseudoskin para una fractura vertical de conductividad finita⁴³.

Para poder maximizar el índice de productividad en el régimen de flujo de estado constante. Asumiendo que el espesor de la formación, el radio de drene, la permeabilidad de la fractura y la permeabilidad de la formación son constantes dadas para un pozo y que la fractura tiene la altura del intervalo productor, podemos expresar la longitud de fractura de la siguiente forma ecuación (1.7):

$$x_f = \sqrt{\frac{v_f k_f}{C_{ID} h k}} \quad (1.7)$$

y entonces podemos expresar el índice de productividad de un pozo con fractura hidráulica de la siguiente forma ecuación (1.8).

$$J = \frac{2\pi kh}{B\mu} \times \frac{1}{\ln 0.472r_e + 0.5 \ln \frac{hk}{v_f k_f} + (0.5 \ln C_{fD} + S_f + \ln \frac{X_f}{r_w})} \quad (1.8)$$

Donde la única incógnita es C_{fD} . Como los otros parámetros son constantes entonces sabemos que el índice de productividad máximo ocurre cuando el valor del siguiente término se vuelve mínimo como se observa en la ecuación (1.9).

$$(0.5 \ln C_{fD} + S_f + \ln \frac{X_f}{r_w}) \quad (1.9)$$

Esta cantidad también se gráfica en la Figura 1.30, ya que solo depende de C_{fD} . Aquí se puede apreciar que el valor óptimo de C_{fD} es una constante igual a 1.6 y esto aplica para cualquier yacimiento, pozo y apuntalante.

Lo anterior explica matemáticamente el hecho que el yacimiento y la fractura son subsistemas parte de un sistema trabajando en serie. El yacimiento puede aportar mayor cantidad de petróleo, si la fractura es larga pero debido a que el volumen de la fractura es fijo, esto implica una fractura de poco espesor. Obviamente existe un valor mínimo de espesor de fractura donde la resistencia al flujo puede ser significativa. El valor óptimo de conductividad de fractura adimensional representa el balance entre dos sub-sistemas. Podemos entonces decir que la longitud óptima de fractura viene dada por la ecuación (1.10):

$$x_f = \sqrt{\frac{v_f k_f}{1.6hk}} \quad (1.10)$$

Y el espesor óptimo de fractura viene dado por la ecuación (1.11):

$$x_f = \sqrt{\frac{1.6v_f k_f}{hk_f}} \quad (1.11)$$

Esto nos demuestra que no hay diferencias teóricas entre los fracturamientos en formaciones de alta permeabilidad y los fracturamientos en formaciones de baja permeabilidad.

En ambos casos existe una fractura óptima desde el punto de vista matemático con un valor de C_{fD} cercano a 1.6. Para formaciones de baja permeabilidad es requerimiento de C_{fD} implica fracturas largas y de bajo espesor y para formaciones de alta permeabilidad este requerimiento C_{fD} implica fracturas cortas de gran espesor.

Finalmente, además de todo este tratamiento teórico hay que añadirle las limitantes operacionales. Una fractura con dimensiones óptimas desde el punto de vista técnico quizás no pueda ser bombeada con la tecnología actual o quizás no sea económico.



CAPITULO II.

ANTECEDENTES DE LOS POZOS NO CONVENCIONALES EN EL PALEOCANAL CHICONTEPEC.



CAPÍTULO II. ANTECEDENTES DE LOS POZOS NO CONVENCIONALES EN EL PALEOCANAL CHICONTEPEC.

II.1. Consideraciones generales de los primeros pozos no convencionales.

La tecnología de perforación de pozos no convencionales tuvo su inicio con los pozos direccionales en la década de los veinte. En 1930 se perforó el primer pozo direccional controlado en Hungtingon Beach, California. En nuestro país el primer pozo direccional registrado fue perforado en las Choapas, Veracruz, 1930⁴⁴.

En ese mismo año, se comenzó con la perforación de pozos horizontales alrededor del mundo⁴⁵. Dentro de las consideraciones para el desarrollo de un pozo horizontal es importante el tipo de terminación del pozo, como ya se mencionó, el cual puede ser diseñado de acuerdo a tipo de yacimiento: en agujero descubierto, (con tubería ranurada, con tubería con empacadores externos), con tubería de revestimiento cementada y esto dependerá de las propiedades petrofísicas y de los fluidos del yacimiento, las necesidades de terminación, la longitud horizontal, localización del pozo en el yacimiento y la terminación se determina de acuerdo a los resultados de la planificación y el diseño del pozo. En este proceso los ingenieros de yacimientos, geólogos y petrofísicos trabajan en conjunto para entender las diferentes técnicas de perforación sus ventajas y desventajas. Similarmente los ingenieros de perforación y producción deben entender los diferentes factores que intervienen en el funcionamiento de los pozos horizontales. Por lo tanto la cooperación y el trabajo en equipo de diferentes disciplinas es esencial para garantizar el éxito del proyecto de un pozo horizontal⁴⁶.

II.2. Perforación no convencional a nivel mundial.

Los primeros trabajos importantes sobre perforación horizontal fueron realizados por Eastman, Rany y Sublin entre la década de los treinta y cincuenta, periodo en el que fueron perforados alrededor de 3000 pozos horizontales en Rusia en promedio 300 por

año principalmente en cuatro regiones Volga-Urals, Timan- Pechora, al este de Siberia y cercano al oriente de Siberia en el caso de ellos aumento su producción de gas de 10 a 20 veces más que la producción con pozos verticales⁴⁷.

La perforación horizontal empezó como una solución a problemas específicos en el desarrollo de la recuperación mejorada por inyección de vapor, aplicada a yacimientos someros de aceite pesado, sin embargo su uso desde los años treinta, fue hasta la década de los ochenta, cuando los significativos avances en la tecnología de perforación direccional, hicieron posible la aplicación de la tecnología de pozos horizontales⁴⁸.

El antecedente más antiguo que se tiene registrado sobre la perforación horizontal fue en la Unión Soviética 1930, en donde se perforaron 43 pozos horizontales cuyo objetivo era el dominio de esta tecnología. Por los resultados obtenidos, se llegó a la conclusión de que la perforación horizontal era técnicamente factible, más no económicamente rentable, por lo que el uso de esta técnica fue abandonada por muchos años⁴⁹.

La perforación horizontal empezó como una solución a problemas específicos en el desarrollo de la recuperación mejorada por inyección de vapor, aplicada a yacimientos someros de aceite pesado, desde los años treinta; sin embargo, fue hasta la década de los ochenta, cuando los significativos avances en la tecnología de perforación direccional hicieron posible la aplicación de la tecnología de pozos horizontales⁵⁰.

En la década de los sesenta, en China se perforaron dos pozos horizontales; el primero de ellos penetró la formación productora con una longitud de 500 m de sección horizontal. Desafortunadamente se colapsó después de una semana de estar produciendo.

A mediados de la década de los ochenta, la sociedad Holandesa Unocal Netherlands, planeó la perforación de varios pozos horizontales de radio medio a partir de pozos verticales ya existentes e invadidos de agua, localizados en yacimientos de arenas

frágiles. En este caso, la aplicación de la técnica de perforación horizontal fue exitosa. En 1985 la compañía de gas y aceite ARCO perforó aproximadamente 20 pozos en Indonesia con el fin de resolver los problemas de conificación en un yacimiento calcáreo lo cuales resultaron exitosos. En 1986 el Departamento de Energía de los Estados Unidos perforó un pozo horizontal usando aire como fluido de perforación; dicho pozo penetró un yacimiento de gas⁵¹.

En 1986 solamente se perforaron del orden de 50 pozos horizontales en el mundo. Ya para 1989 se perforaron 300 pozos, y finalmente más de 1200 pozos fueron perforados para 1990. Estas cifras muestra el dramático desarrollo que ha tenido la perforación horizontal en los últimos años, continuando su actividad a razón de un 20% anual hasta 1995. La explotación de la formación productora "Austin Chalk" en el sur de Texas, representó en 1990 el 60% de la actividad mundial y el 75% de la actividad en los Estados Unidos⁵². En la Tabla 2.1 se muestra los pozos horizontales en forma cronológica y que fueron registrados como exitosos.

Año	Compañía	Campo	Número de Pozos	Profundidad (ft)	Longitud de contacto con el yacimiento (ft)	Costo del (horizontal/vertical)	Comentarios
1937		Yarega,USSR.	sin registro		1000		Producción alrededor de 1000 BOPD.
					1000		Perforación a través de una sección horizontal.
1939-1941	Leo Ranney,et al.	McConnesville, Ohio.	6	388	1000	Muy costoso	Perforación a través de una sección horizontal.
1942		Franklin Henry.	4	388	600		
1942		Venago County, Pennsylvania.	4	1100	70		Perforado a partir de la construcción de un pozo vertical utilizando motor de fondo y tubería flexible.
1942		Midway Sunset, San Joaquin, California.	2	1650	56		Perforado a partir de la construcción de un pozo vertical utilizando motor de fondo y tubería flexible.
1946		Round Mountain, Kern County, California.	9		200		Perforación a través de una sección horizontal.
1946	New Tech Oil, Malta, Ohio.		117	1200	50		Seis drenes del pozo.
1952		San Joaquin Valley, California (Midway)	1	3700	50		Seis drenes del pozo.
1952	Venezuela Oil, Concessions,Ltd.	La Pas, Western Venezuela	-	10000	10, 50		La perforación reduce la conificación del gas.
1952	Long Beach Oil	Los Angeles Basin Area	8	3500 a 4800	50		fueron perforados alcanzando la profundidad deseada en su mayoría.
1957		USSR	1	1000	300		Buena Producción.
1967		China	1	3600	1600		Profujo 5 a 10 veces mas aceite que un pozo vertical, pero se colapso despues de 7 días.
1968		Marcovo, East Siberia, USSR	1	7200	1800		
1978	Esso, Canada.	Cold Lake, Alberta	-	1558	1000	8 a 12	Perforado desde la superficie entrando en una arena no consolidada, presentando pérdidas a la estimulación.
1979	Conoco	Tisdale, Wyoming	6		1700		Perforación a través de una sección horizontal.
1979	Texaco	Fort McMurry, Alberta	3	415	1000	5 a 6	Estimulación de vapor. Presentando un cierre temprano.
1979	Esso, Canada.	Nomal Wells under Mckenzie River	2	1603	1860		
		Alberta, Canada	1		4013		
1980 - 1981	Elf-Aquitaine	Lacq Field	1	2195	330	4.3	Perforando desde la superficie.
		Southwest France		4100	1214	3.5	Perforando desde la superficie.
1981 -1983	Elf-Aquitaine	Rospo Mare	1	4500	1988	2.1	Perforando en zona fracturada, lo cual produjo 15 veces mas que un pozo vertical.
		Offshore Italy		9500	1300	2.1	no solamente incremento la producción, si no redujo en enconamiento de agua dentro de la formación.
	Elf-Aquitaine	Casterla Lou, south France.	1	6200	300-400	2	Perforando nuevos pozos desde superficie.
1980-1984	Arco	Empire Abao Unit, Nuevo México.	2	6200	300-400	\$250,000	Perforados a través de pozos verticales
1981-1984	Arco	Empire Abao Unit, Nuevo México.	8	6300	1200		Perforados en domos salinos.
1984-1984	Preussag	Campo Lehrte, W Alemania.	1	1558	3330		Utilizando estimulación de espumas ciclicas.
1985	Esso, Canada.	Lago Frío, Alberta, Canadá.	1	1000	554		Producción 5 veces mas que un pozo vertical
1985	Petrobras	Campo Fazenda Belam.	1	10-300	1908		Área de drene mas extensa.
1985	Sohio	McMullen Co. , Texas.	1		295		Área de drene corta.
1985-1987	Sohio	Prudhoe Bay, Alaska	4	8989	1400	2-1.4	Producción 3 veces sobre la producción de pozos convencionales.
1985-1986	Trendwell Oil	yacimiento Niagaran reef trend	1	3550	263		Pozo radio corto costo \$350,000
		Muskegan County, Michigan					
1985-1986	Texas Easten Skyline	Grassy Trail, Utah	2	3900	250		Pozos radio corto producción 3 veces mas que un pozo vertical.

Tabla 2.1. Pozos horizontales registrados históricamente⁵³.

Aunque el concepto de perforación horizontal emergió en 1920, no fue económicamente viable si no hasta 1980, con el proyecto piloto del campo Mar de Ropso en Italia (1982), y en la Bahía Prudhoe (1984), y en Austin, Texas (1985-1987), los cuales lograron incrementar de tres a cuatro veces la productividad con tan sólo el doble del costo de incremento del pozo. Con una base de 51 pozos en 1987, la perforación horizontal incremento rápidamente, y se expandió de forma activa a provincias de todo el mundo, alcanzando en 1997 alrededor de 4990 pozos.

En el 2001, una base de datos comercial mostró un record de 34,777 pozos horizontales en 72 países. Canadá perforo 18,005 pozos, y los Estados Unidos 11,344 pozos, siendo los dos países en destacar con estas cifras. Más de 5400 pozos horizontales fueron realizados en otros países. Rusia, Venezuela, Omán, Emiratos Árabes, Nigeria, Arabia Saudita e Indonesia fueron de los países que más destacaron en términos de número de pozos realizados⁵⁴, ver Tabla 2.2.

País	Pozos	Campos	Campos > 10 pozos	Operadoras
Canadá	18,005	1235	94	994
Estados Unidos	11,344	294	69	300
El resto del mundo	5428	693	64	306
Total = 72 países	34,777	2222	227	

Tabla 2.2. Conteo global de pozos horizontales. Esta tabla es referida a Diciembre del 2001⁵⁵.

La perforación horizontal, con la sección horizontal expuesta al área de drene en el yacimiento, permite obtener múltiples beneficios. Las operadoras petroleras que mejor utilicen dicha tecnología podrán revivir la vida económica y productiva del pozo, para incrementar y recuperar de manera veloz la recuperación de petróleo, reduciendo costos e incrementado la tasa de retorno. Estos beneficios son criticados por compañías petroleras que determinan cual es la inversión conveniente en los tipos de terminación y el incremento imprevisible de los costos del aceite⁵⁶.

El desarrollo de la perforación horizontal es una realidad en la actualidad, como se puede observar en la Figura 2.1. En esta se observa una distribución global de las zonas donde se encuentra activa la perforación horizontal a nivel mundial. Destacan Texas y Luisiana en Estados Unidos, ya que han aumentado considerablemente la actividad de perforación con geometría horizontal; Se tienen registrados 24, 230 pozos hasta el mes de mayo de 1999. Colectivamente, estos pozos generaron 6,887 terminaciones⁵⁷.

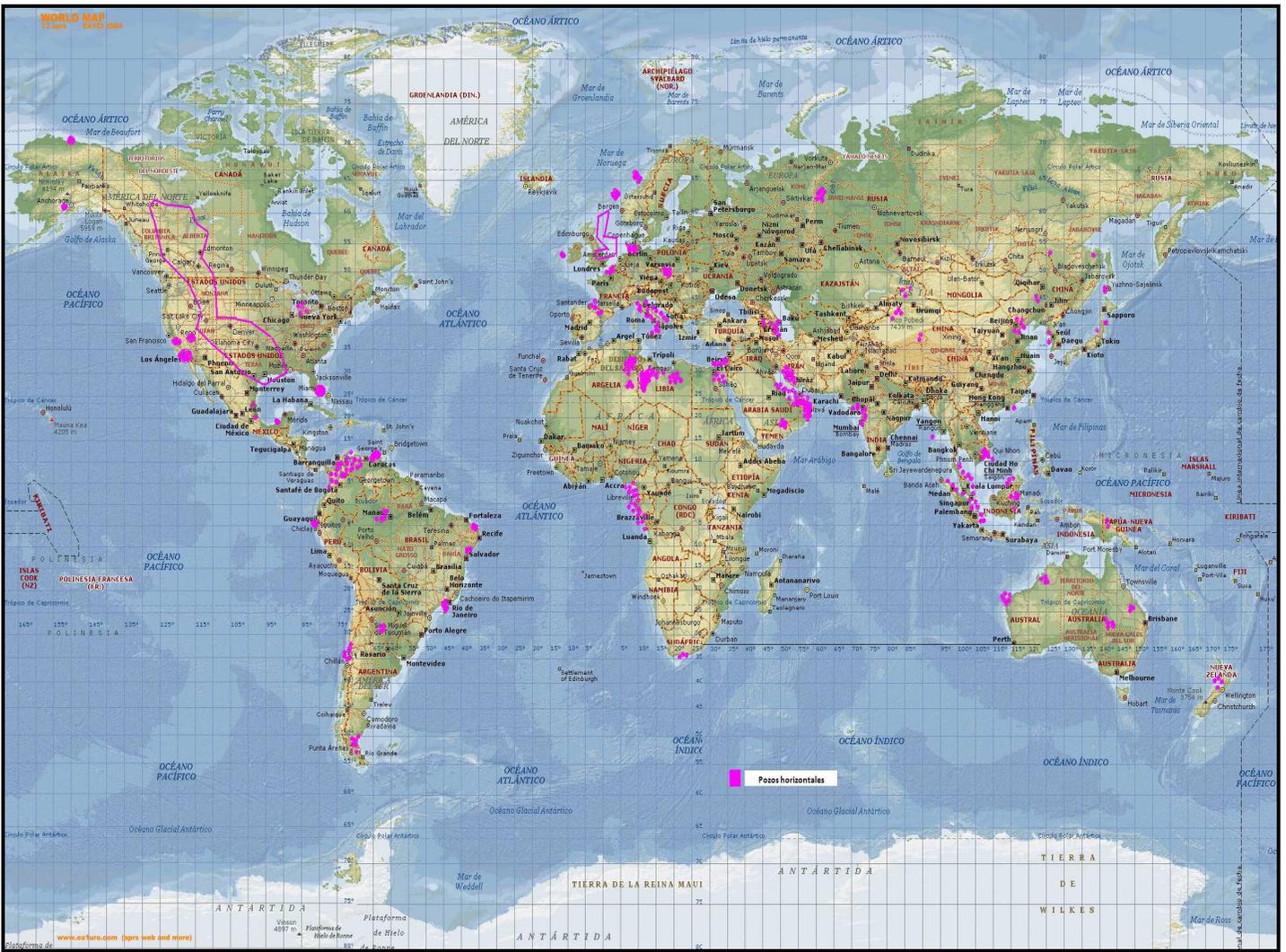


Figura 2.1. Distribución global de los pozos horizontales durante, Mayo del 1999⁵⁸.

Este mapa solo muestra las áreas con pozos horizontales la longitud y latitud no son fáciles de conseguir por lo tanto son aproximadas a la reales. Agregue las zonas que competen a México, hasta Abril de 2010.

II.3. Perforación no convencional en México.

Los yacimientos naturalmente fracturados representan excelentes objetivos para los pozos horizontales. Lo cual en la industria petrolera es conocido ya que a la fecha más del 70% de los pozos horizontales en el mundo se han hecho en este tipo de yacimientos.

La perforación horizontal en México es considerada como no convencional, además de ser aplicable a yacimientos naturalmente fracturados. También se le emplea para controlar la conificación de agua y de gas⁵⁹.

Los yacimientos petroleros más importantes de México se encuentran en el sureste del país donde predominan las formaciones naturalmente fracturadas. La producción en muchos de estos campos está relacionada con porosidad secundaria por cavernas de disolución y por fracturas, de tal forma que es necesario determinar la orientación del sistema de fracturas para una correcta explotación del yacimiento.

La perforación horizontal ha incrementado notablemente debido a la búsqueda de nuevas formas de extraer el aceite. México se encuentra evaluando esta tecnología como método alternativo de producción de los campos, por lo que se han perforado algunos pozos horizontales en los campos Agua Fría, Cuitlahuac, Franco Española, Poza Rica, Cerro Azul, Akal, Abkatún, Zapp, Catedral y Cerro Nanchital, logrando con ello mejor conocimiento tanto de los posibles problemas que se puedan presentar durante la perforación, así como el diseño de terminación más conveniente para los pozos perforados en dichas áreas.

Los costos de extracción del petróleo son cada día más altos y el riesgo durante la perforación de pozos profundos es grande, por lo que los pozos horizontales son una fuerte opción a futuro para obtener más petróleo⁶⁰.

El costo de un pozo horizontal es aproximadamente de 2 a 4 veces mayor que un pozo vertical. La producción de un pozo horizontal debe ser de 2 a 4 veces mayor que un pozo vertical para que sea rentable. Este efecto se acentúa en yacimientos naturalmente fracturados, donde la perforación horizontal mejora la producción de cinco hasta veinte veces. En esto radica la importancia de la selección de una “mejor” trayectoria para arribar al objetivo, ya que de lo contrario su ganancia será menor y en muchos casos se pueden incluso tener pérdidas económicas severas⁶¹.

Actualmente se busca un pozo con geometría adecuada acorde al tipo de yacimiento y que considere una menor inversión y mejore la eficiencia económica del proyecto. En seguida se mencionan los proyectos que se han realizado en México hasta el 2009.

II.3.1 Proyecto Agua Fría.

En 1991 se perforó el primer pozo horizontal en México, en el campo Agua Fría, del distrito Poza Rica en la Región Norte, Figura 2.2. Se tenía el objetivo de probar esta tecnología a fin de reducir los costos de producción y mejorar la recuperación final de petróleo durante mayor tiempo, además de hacer extensiva su aplicación en otros campos del Paleocanal de Chicontepec. Se perforó una longitud horizontal de alrededor de 1000m para tratar de incrementar la productividad y reducir los costos. También se debió a que la formación de Chicontepec tiene diferentes cuerpos productores aislados entre sí, los cuales serían más fácilmente atravesados en su trayectoria si fuese en forma horizontal, abarcando así más de un cuerpo que contuviera aceite.

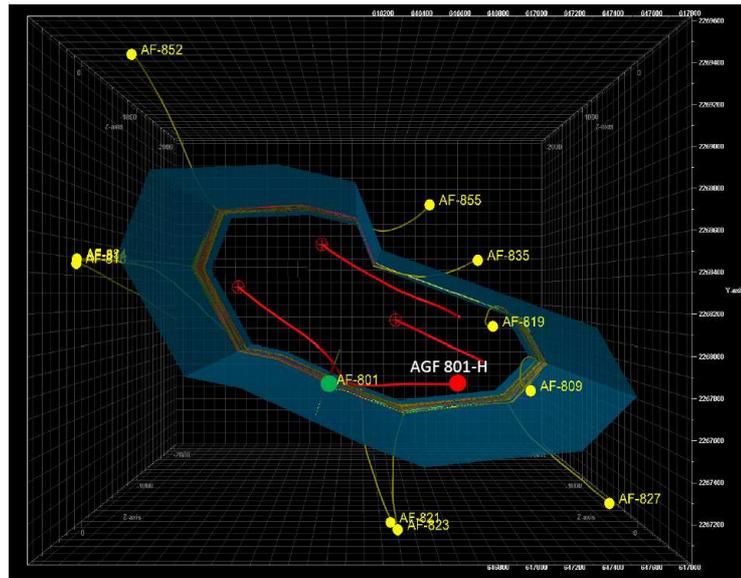


Figura 2.2. Pozo horizontal 801-H ubicado en el campo Agua Fría⁶².

II.3.2. Proyecto Cantarell.

En 1995 se perforó el primer pozo horizontal en la Región Marina. El objetivo principal fue explotar rocas carbonatadas de la formación Brecha del Paleoceno, Figura 2.3. La perforación del pozo se inició el 9 de mayo de 1995 desde la plataforma Akal-R. La compañía perforadora fue Pemex Perforación y Mantenimiento de Pozos (P.P.M.P) y la estructura recuperadora fue el octapodo Akal-R⁶³.

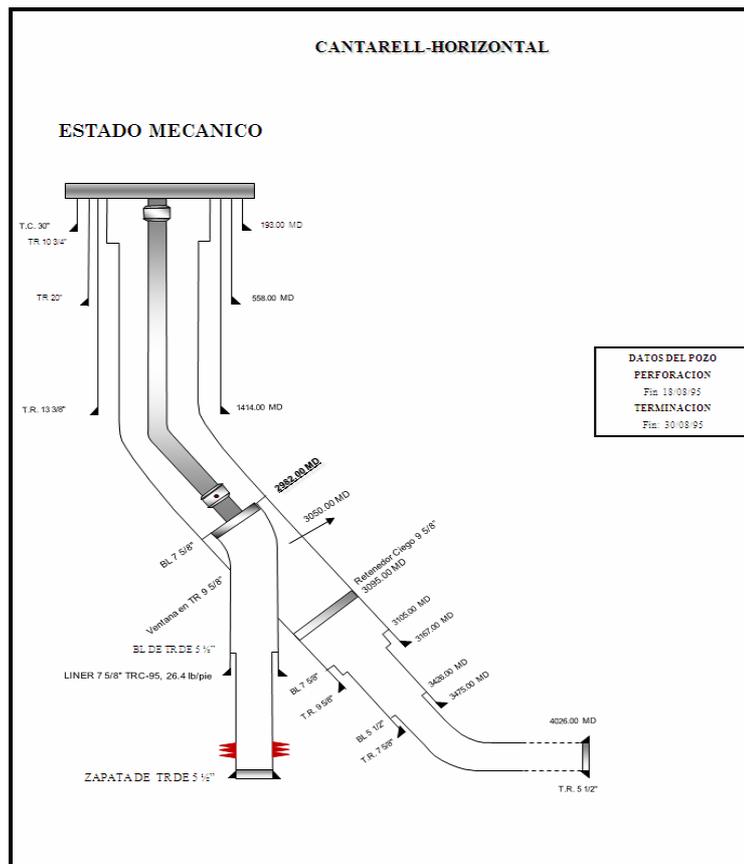


Figura 2.3. Diagrama de terminación del primer pozo horizontal en el campo Cantarell.

Hasta el 2005, a nivel mundial, se habían perforado alrededor de 20,000 pozos horizontales, de los cuales 22 pozos apenas se habían perforado en México en los campos de Cuitlahuac, Agua Fría, Franco Española, Poza Rica, Cerro Azul, Akal, Abkatún, Zapp, Catedral y Cerro Nanchital⁶⁴.

A 2009 se tienen registrados alrededor de 127 pozos horizontales en México.

II.3.3. Pozos No Convencionales Paleocanal Chicontepec.

En México se están evaluando los resultados de la producción, la reducción de costos y el potencial de los pozos en yacimientos heterogéneos.

En el Paleocanal Chicontepec se ha desarrollado la perforación horizontal, Tabla 2.3, donde se llevan perforados once pozos hasta el mes de agosto del 2009.

Pozo	Inicio Perforación	Fecha Terminación	Profundidad media Arena (m)	Sección Horizontal (m)	No. de fracturas	Producción Inicial (bpd)	Producción Acumulada (bbl)	Estado Actual
POZO 1	28-ene-1991	16-ago-1991	1,750	748	0	450	213,000	Inyector
POZO 2	28-jun-1991	16-ago-1991	1,750	778	0	500	250,697	Cerrado
POZO 3	25-abr-1991	20-jun-1991	1,350	709	0	270	213,028	Cerrado
POZO 4	05-may-1991	14-jul-1991	1,110	692	0	270	132,000	Cerrado
POZO 5	20-ene-2007	01-nov-08	1,385	550	0	-	-	Sin reportar producción
			1,598	824	4	239	-	
			1,720	841	3	223	-	
POZO 6	15-oct-2008	-	2551	183	-	-	-	Accidente mecánico
POZO 7	5-feb-2009	25-jun-2009	-	253	1	-	-	Accidente mecánico
POZO 8	09-mar-2009	10-ago-2009	-	232	1	-	-	Accidente mecánico
POZO 9	28-nov-2008	30-abr-2009	1,220	522	1	-	-	Sin producción
POZO 10	9-abr-2009	01-jul-2009	2,200	575	3	480	63000	Productor 130 (bdp)
POZO 11	07-may-2009	11-abr-2010	1,211	880	3	96	1,612	Producción intermitente 22(bpd)

Tabla 2.3. Lista de los pozos no convencionales realizados en el Paleocanal Chicontepec actualizada a septiembre del 2010.

II.3.3.1. Pozo Horizontal 1.

En 1991 comenzó la perforación horizontal en Chicontepec, con el pozo horizontal 1, el cual tuvo una longitud horizontal de 748m. Se terminó con agujero descubierto, con tubería ranurada de 5", con una profundidad desarrollada de 2379m. El espesor neto de la arena es de 18m, con una permeabilidad (K) estimada de 1-10 md.

La producción inicial estimada q_{oi} , del pozo horizontal 1 fue de 450 bpd, con una producción acumulada de aceite de 212 MBls en un periodo de 10 años; en la Figura 2.4 se presenta.

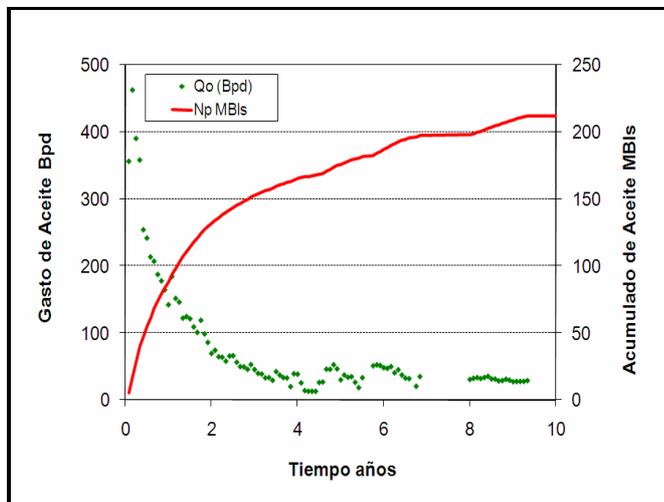


Figura 2.4. Producción acumulada en 10 años pozo horizontal 1⁶⁵.

II.3.3.2 Pozo Horizontal 2.

Este pozo fue perforado en 1991 con una longitud horizontal L , de 778m y terminado en agujero descubierto, con tubería ranurada de 5" y una profundidad total desarrollada de 2,307m. La presión del yacimiento registrada fue de 180 Kg/cm², y una presión de saturación de 150 Kg/cm². Su trayectoria atravesó la arena Pozo-10 (sección estratigráfica AF -10). En la Figura 2.6 se muestra la trayectoria del pozo horizontal 2, navegando en la arena (Pozo-10).

La producción inicial estimada q_{oi} , fue de 500 bpd, con una producción acumulada de aceite de 250MBls en un periodo de 15 años, Figura 2.5.

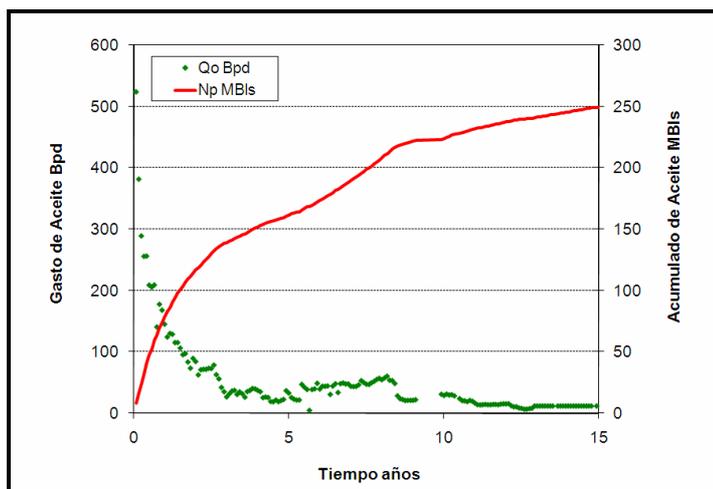


Figura 2.5. Producción acumulada en 15 años pozo horizontal 2⁶⁶.

II.3.3.3. Pozo Horizontal 3.

Este pozo fue perforado en 1991, con una logitud horizontal L, de 709m y terminado en agujero descubierto, con tubería ranurada de 5", a una profundidad total desarrollada de 2235m. La presión del yacimiento registrada fue de 180 Kg/cm², con una presión de saturación de 150 Kg/cm². Atravesó en su trayectoria la arena 10.

La producción inicial estimada qoi, se registró 270 bpd con una producción acumulada de aceite de 210 MBIs, en un periodo de 10 años, la cual se muestra en la Figura 2.6.

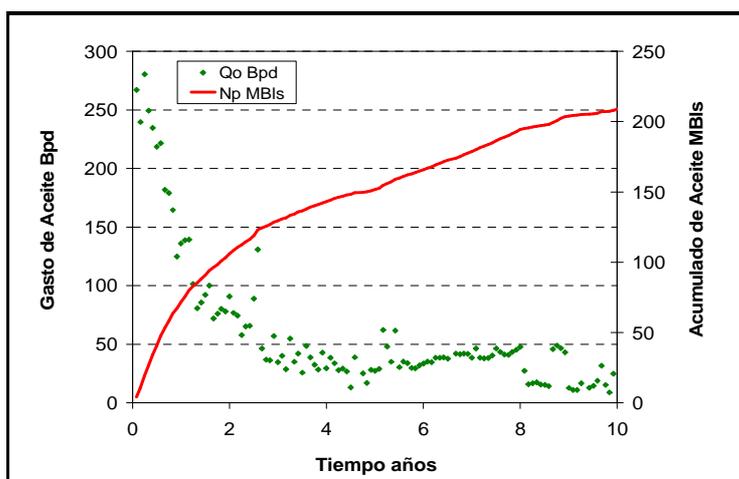


Figura 2.6. Producción acumulada en 10 años, Pozo Horizontal 3⁶⁷.

II.3.3.4. Pozo Horizontal 4.

Este pozo fue perforado en 1991 con una logitud horizontal L, de 692m y fue terminado en agujero descubierto con tubería ranurada de 5", tiene una profundidad total desarrollada de 2537m. La presión del yacimiento registrada fue de 180 Kg/cm² en la arena 10, y una presión de saturación de 150 Kg/cm².

La producción inicial estimada qoi, del pozo horizontal 4 fue de 353 bpd; tiene una producción acumulada de aceite de 150 Mbbls, en un periodo de 10 años, mostrado en la Figura 2.7.

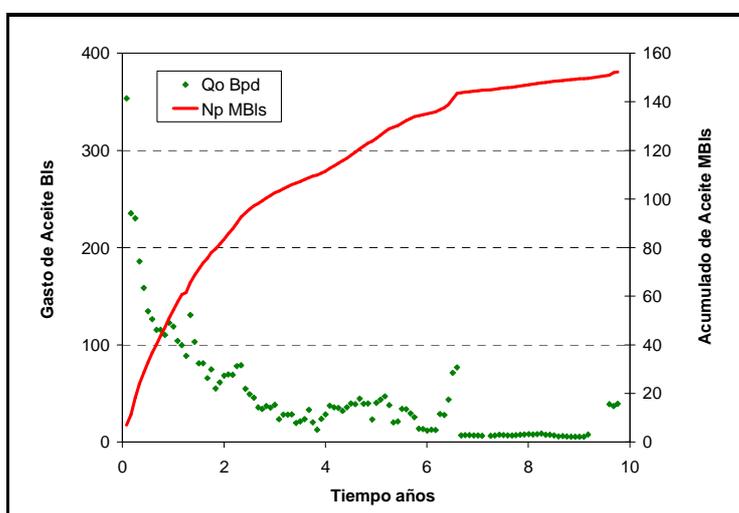


Figura 2.7. Producción acumulada en 10 años, Pozo Horizontal 4⁶⁸.

II.3.3.5. Pozo Multilateral 5.

Este pozo fue perforado en 2007, teniendo una construcción de tres agujeros laterales; sus longitudes horizontales fueron primer lateral L1, fue de 550m. El segundo lateral L2, tuvo una longitud de 824m y el tercer lateral L3, tuvo una longitud de 841m. Los tres laterales se terminaron en agujero descubierto. La presión del yacimiento registrada en la segunda rama fue de 162.43 Kg/cm² a una profundidad de 1550m, con una presión

de burbuja de 169.51 Kg/cm². Los otros dos primeros laterales se terminaron en aparejo tipo Stage Frac.

Los diferentes brazos atravesaron las arenas 10-60, 70-80 y 95-100. Este pozo registró una producción inicial de 223 bl/día, fluyendo únicamente el primer brazo, por el segundo fluyó a 233bpd. El último brazo se areno y no fluyó. El aceite tiene una densidad de 27.4 ° API.

A continuación se muestra el estado mecánico actual del pozo multilateral 5 Figura 2.8.

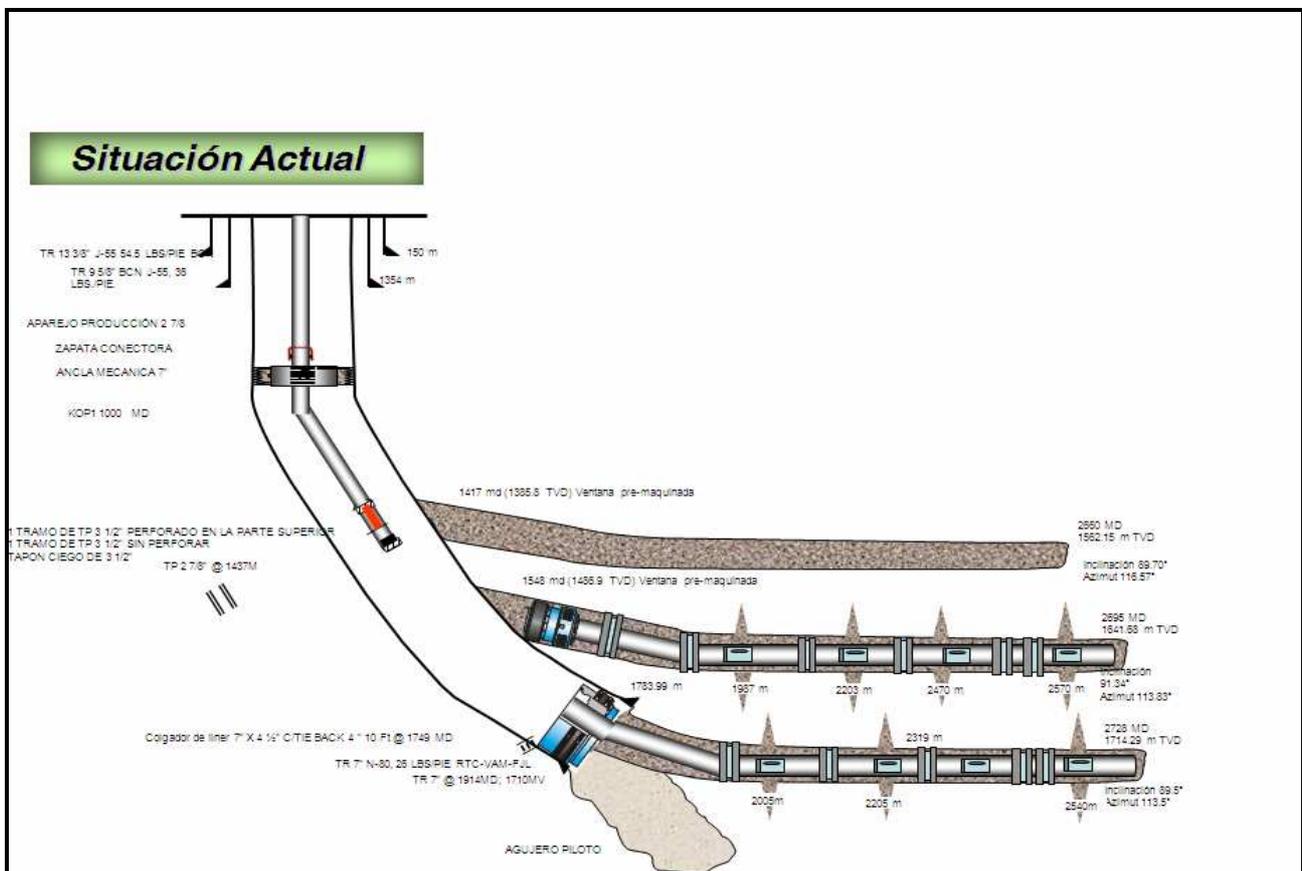


Figura 2.8. Estado mecánico del Pozo Multilateral 5⁶⁹.

II.3.3.6. Pozo Horizontal 6.

Este pozo fue perforado en 2008 y tuvo una longitud horizontal L, de 183m. Se terminó en agujero descubierto, con tubería revestimiento de 6 1/8" , con sistema multi fracturas y su longitud final es de 2449m. La presión del yacimiento registrada fue de 190Kg/cm², con una presión de burbuja de 301 Kg/cm² . Atravesó la arena 20.

Este pozo no concluyó su perforación, debido a que presentó un accidente mecánico.

II.3.3.7. Pozo Horizontal 7.

Este pozo fue perforado en 2009, con una longitud horizontal L, de 522 m. Se terminó en agujero descubierto de 6", multi fracturas. Tiene una profundidad desarrollada de 1717m. La presión del yacimiento registrada fue de 126.6 Kg/cm², y con una presión de saturación de 84.4 Kg/cm². Navegando en la arena 50.

La planificación del modelo estático del yacimiento, permitió determinar que la perforación programada de esta localización representaba un riesgo bajo para el proyecto, debido a la cantidad de información existente en el área de navegación.

A pesar de tenerse baja permeabilidad, los valores de porosidad efectiva del área varían entre 6 y 8%. La trayectoria direccional alcanzó un ángulo de 70 grados. Se puede notar el incremento de facies limpias en la dirección de navegación, en el cuerpo objetivo (50).

Es importante resaltar que este pozo cambió drásticamente su objetivo, de pozo horizontal a pozo altamente inclinado, para drenar reservas de los cuerpos 50 y 70 y abarcar más área de drenaje. Alcanzó una longitud de 800m, cuando se había programado 500m.

No existió un análisis previo para esto, poniendo en riesgo la inversión realizada al no contar sustento técnico. De los análisis realizados durante la planeación, el cuerpo 70 no presentaba características petrofísicas ni de continuidad lateral favorables para su

explotación de manera horizontal y no se tenía planificado un pozo de este tipo en la arena 70.

Sin producción inicial estimada q_{oi} , se logro una fractura sin éxito. Previo a la terminación Se realizó un modelo de eficiencia de la producción, y se estima un gasto inicial q_{oi} , de 130 bpd. De acuerdo a su modelo de simulación, para un período de 10 años, se espera una producción acumulada de aceite de 111 Mbbls, como se muestra en la Figura 2.9.

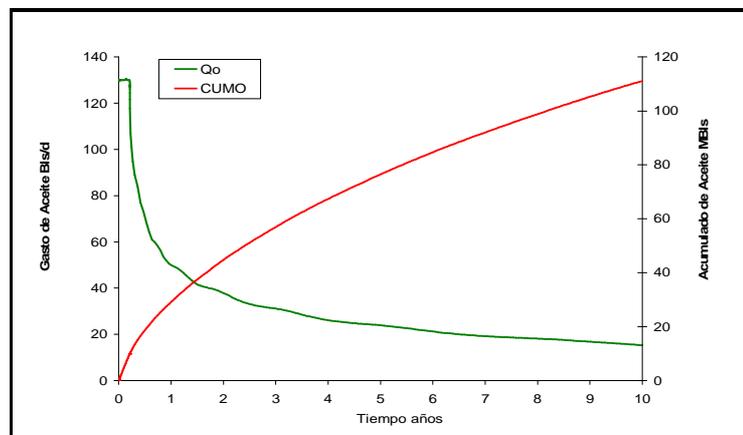


Figura 2.9. Producción acumulada esperada a 10 años, Pozo Horizontal 7⁷⁰.

II.3.3.8. Pozo Horizontal 8.

Este pozo fue perforado en 2009 alcanzando una logitud horizontal L, de 253m se terminó en agujero descubierto con tubería de revestimiento de 7" y sistema de multi fracturas. Tuvo una profundidad total desarrollada de 1650m. Registró una presión de yacimiento de 84.4 Kg/cm², y una presión de saturación de 98 Kg/cm². En su trayectoria atravesó la arena 10.

El proyecto de perforación no convencional en el área NE del campo, específicamente para esta localización carece de información sísmica 2D y 3D. Aunado a esto, existe escasa información de pozos vecinos en la dirección de navegación lo que convirtió a la

localización en un pozo de investigación, lo que dejó fuera de contexto la aplicación de la técnica de perforación horizontal.

El análisis realizado en la planeación de la localización horizontal 8, desde el punto de vista del modelo estático del área, no presentó condiciones favorables para su perforación en términos de: continuidad lateral del estrato objetivo y pérdida de calidad de roca en dirección de la sección horizontal planificada.

Para la planificación de esta localización fue fundamental el análisis de los pozos direccionales 529 y 428, los cuales facilitaron la definición de un límite de yacimiento hacia el flanco este del área visualizada. Esto permitió determinar que la perforación de dicha localización representaba un factor de riesgo para el proyecto de perforación no convencional.

La producción inicial estimada q_{oi} , del pozo horizontal 8 fue de 60 bpd se espera una producción acumulada de aceite de 55.4 MBIs, en un período de 10 años como se muestra en la Figura 2.10.

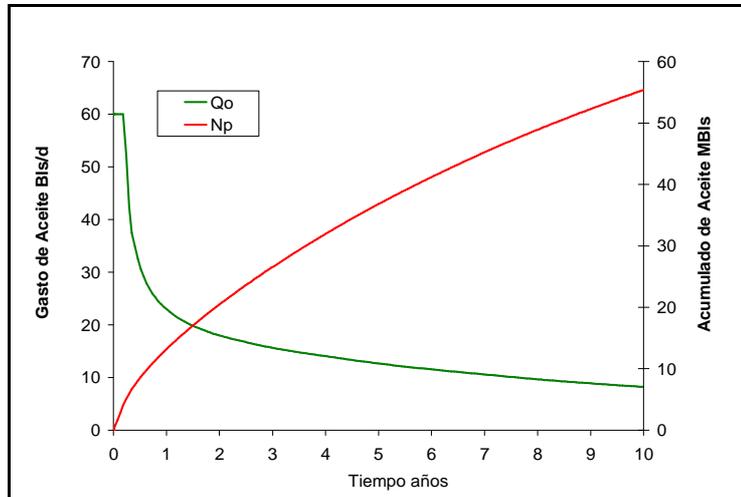


Figura 2.10. Producción acumulada esperada a 10 años Pozo Horizontal 8⁷¹.

II.3.3.9. Pozo Horizontal 9.

Este pozo fue perforado en 2009 con una logitud horizontal L, de 232m y una terminación en agujero descubierto de 6 1/8" con sistema de multi fracturas, Su profundidad total desarrollada fue de 1579.70. La presión del yacimiento registrada fue de 84.4 Kg/cm² y con una presión de saturación de 98 Kg/cm². Navegando en la arena 50.

El proyecto de perforación no convencional en el área NE del campo I y específicamente en el caso de esta localización, carece de información sísmica 2D y 3D que dé soporte a la perforación, aún cuando se tenía información de pozos vecinos en la dirección de navegación. El análisis de ésta información presentó como resultado la perdida de sedimentación en el yacimiento, en la dirección de navegación, específicamente en dirección del pozo 406, el cual fue disparado en el estrato objetivo (50), sin flujo.

La planificación del modelo estático del yacimiento, aporto que la perforación de esta localización representaba un riesgo considerable para el proyecto, debido a la escasa información del área.

Donde al igual que en el caso de la localización horizontal 7, la escasa presencia de sedimentos limpios trae como consecuencia la baja permeabilidad que impide la capacidad de flujo del cuerpo objetivo (50).

Solo se efectuó 1 de 3 fracturas estimadas. La producción inicial estimada qoi, fue de 70 bpd, de acuerdo a simulación numérica en un período de 10 años se estima una producción acumulada de aceite de 69.1 Mbbls, como se muestra en la Figura 2.11.

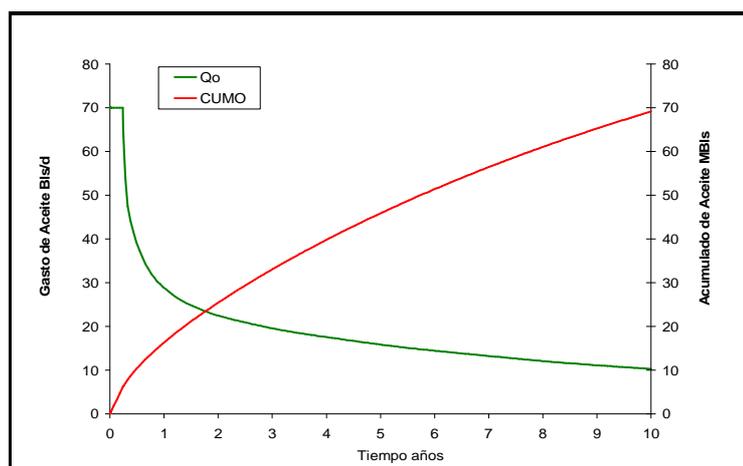


Figura 2.11. Producción acumulada esperada a 10 años Pozo Horizontal 9⁷².

II.3.3.10. Pozo Horizontal 10.

Este pozo fue perforado en 2009, y tuvo una longitud L, de 575m se terminó en agujero descubierto, con tubería revestimiento de 6 1/8" , utilizando un sistema multi fracturas. La presión del yacimiento registrada fue de 190 Kg/cm² , y una presión de burbuja de 301 Kg/cm² . Atravesó la arena 20. Este pozo se describira con mas detalle en el capitulo cuatro.

II.3.3.11. Pozo Horizontal 11.

Este pozo fue perforado en 2009 con una longitud horizontal final de 880m con terminación en agujero descubierto y se programo bajar un sistema multi fracturas a 1548m, 1704m y 1833m, su longitud desarrollada fue de 1911.75m, la presión de yacimiento registrada fue de 126.6 kg/cm², con una presión de saturación de 84.4 kg/cm², navegando la arena 50

La producción inicial estimada qoi, fue de 604.8 bpd estabilizándose en 96 bpd. De acuerdo al modelo de eficiencia de la producción realizado y considerando un gasto inicial qoi, de 200 bpd. En un período de 10 años, se esperaría una producción acumulada de aceite de 205 Mbbls, como se muestra en la Figura 2.12.

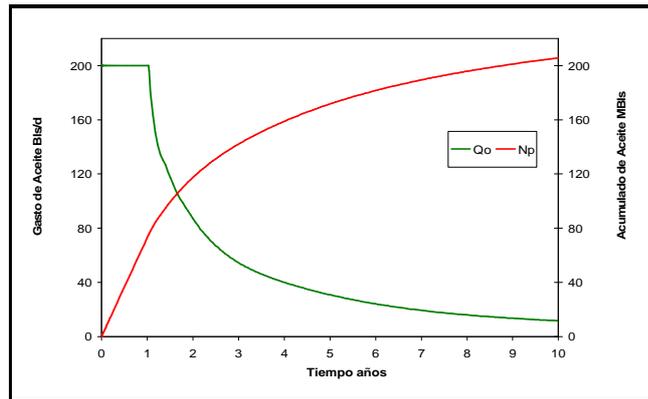
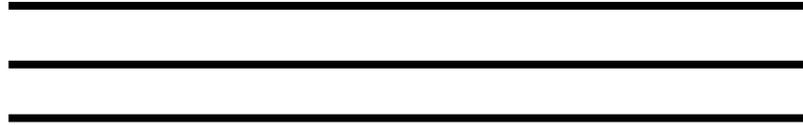
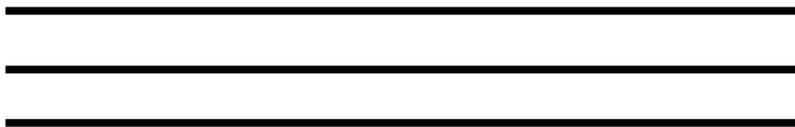


Figura 2.12. Producción acumulada esperada a 10 años, Pozo Horizontal 11⁷³.



CAPITULO III.

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PARA POZOS NO CONVENCIONALES.



CAPITULO III. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PARA POZOS NO CONVENCIONALES.

III.1. Objetivo.

Selección de técnicas concretas para desarrollar de manera eficiente la explotación de yacimientos en Chicontepec, mediante la aplicación de una metodología que permita el desarrollo de la tecnología pozos no convencionales considerando las siguientes fases
Figura 3.1:

- Fase Uno (Planeación).
- Fase Dos (Factibilidad técnica).
- Fase Tres (Programa de perforación y terminación).
- Fase Cuatro (Evaluación y lecciones aprendidas).



Figura 3.1. Diagrama de fases de la metodología propuesta.

Actualmente se aplica la metodología la cual sirvió como referencia para la descripción de las fases que enunciare continuación⁷⁴.

III.1.1. Descripción, aplicación de las fases.

Esta metodología establece de forma ordenada y secuencial los lineamientos a seguir para ejecutar en tiempo y forma cada una de las etapas anteriormente mencionadas, considerando la eficiencia de la inversión como elemento primordial, así como las lecciones aprendidas generadas con la ejecución del proyecto.

El desarrollo de pozos no convencionales es apoyado con el programa de perforación como documento final para la ejecución del pozo el cual es propuesto por un equipo multidisciplinario a través de la aplicación de cada fase Figura 3.2, el cual se encarga de integrar la viabilidad técnica y/o económica así como el análisis de riesgo, que darán origen a la selección del mejor escenario.

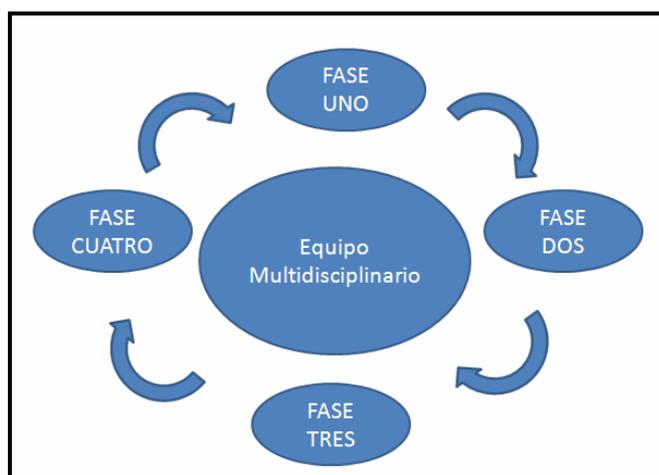


Figura 3.2. Diagrama de fase y su secuencia.

El equipo multidisciplinario debe estar compuesto principalmente por las siguientes áreas: planeación, diseño, yacimientos, geociencias (geología, geofísica, geomecánica, petrofísica), perforación, terminación y producción de pozos petroleros (Tabla A1 del Anexo 1).

Lo insumos para desarrollar el proyecto pozo no convencional por el equipo multidisciplinario está descrito en las siguientes fases.

III.2. Fase Uno (Planeación).

Fase uno, indica la planificación del proyecto generando un documento donde se determinan y analizan las oportunidades del proyecto pozo propuesto, desde el punto de vista técnico, evaluación económica preliminar de todas las opciones posibles para su ejecución, así como identificar los posibles riesgos. En esta fase, se debe presentar las opciones factibles y finalmente se integran las opciones sustentables, el cual sirve como respaldo de la evaluación desde el punto de vista técnico en el área de interés y a su vez el equipo multidisciplinario propone las posibles geometrías para drenar de forma eficiente y económicamente viable el objetivo de interés con la tecnología de pozos no convencionales.

La planeación consiste en fijar el curso concreto de acción que ha de seguirse. Se establece en los principios que habrán de orientar la secuencia de procedimientos técnicos para realizar, y se proponen los escenarios probables y posibles del diseño y construcción de pozos no convencionales. Estos principios se establecen como propuesta de explotación.

En seguida se lista la información que debe considerarse como base:

- Coordenadas de ubicación superficial
- Ubicación de la arena objetivo,
- Aspectos geológicos,
- Aspectos sísmicos,
- Evaluación petrofísica,
- Datos históricos de producción,
- Geomecánica en los pozos,
- Aspectos de perforación y terminación del pozo,
- Pronóstico de Producción,
- Análisis de rentabilidad,

- Escenarios de pozos propuestos.

Cada uno de estos aspectos tiene características particulares que se definirán de la siguiente forma:

III.2.1. Coordenadas de ubicación superficial.

El sistema de coordenadas de ubicación superficial es un sistema de referencia que utiliza las dos coordenadas angulares (latitud (norte o sur) y longitud) (este u oeste) para determinar las posiciones del pozo conductor en la superficie terrestre y a la salida del pozo no convencional.

III.2.2. Ubicación de la Arena objetivo.

La ubicación de la arena objetivo consiste en determinar la profundidad en el cual se tenga el contacto y sus coordenadas de ubicación, así como características de la roca (permeabilidad, porosidad, espesor neto, tipo de aceite entrampado, entre otras), para ser drenada.

Desde el punto de vista estructural la ubicación consiste en determinar la cima de la arena y determinar la profundidad de +/- mv (metros verticales) para programar la navegación que debe seguirse al construir el pozo; también se determina la base de la arena, para tener como referencia la profundidad total a construir del pozo en diseño.

Basados en estudios del yacimiento que se tiene hasta el momento, donde se identificaron objetivos de producción, el área de interés es un punto de partida con información muy valiosa para estudiar las posibles aplicaciones de la tecnología de perforación como método de desarrollo de campos con propiedades heterogéneas y permeabilidades bajas.

Se selecciona la localización del pozo, en el área para ser evaluada a detalle, de ser elegida se deben considerar las opciones factibles, este caso, es del tipo pozo

horizontal, para la aplicación de una nueva tecnología (pozo no convencional) tratando de mejorar la producción inicial, considerando su terminación como fase medular para evitar la declinación de la producción en la arena objetivo.

La arena debe tener un objetivo comercial el cual permita mediante la perforación incrementar la producción acumulada de dicha arena.

III.2.3. Aspectos geológicos.

Los aspectos geológicos se refieren al área donde se propuso la localización del pozo en estudio para su desarrollo.

La ubicación de pozos no convencionales debe considerar los posteriores elementos:

- Volumen de reservas recuperables,
- Áreas poco drenadas,
- Formación y descripción geológica del objetivo,
- Límites y secciones estratigráficas (Discordancia de Eoceno),
- Conductores disponibles,
- Petrofísica local.

Las edades geológicas de las formaciones en los pozos perforados en el Paleocanal de Chicontepec van desde el Reciente (Cuaternario) hasta el Jurásico pasando por el Terciario y Cretácico.

De acuerdo con lo anterior, para diseñar un programa de perforación; es necesario conocer la columna geológica probable, esto es; edades, contactos y descripción litológica. Esta información es básica para decidir sobre los tipos de barrenas que se utilizarán, el tipo y características del fluido de control, así como hacer correlaciones con pozos vecinos para identificar y prevenir problemas operativos.

En forma general, la perforación se realiza muy frecuentemente en rocas de origen sedimentario, que son aquellas que se formaron en medios acuosos, por la depositación de fragmentos de otras rocas erosionadas y arrastradas por agua, aire, procesos de disolución o reacciones químicas. Independientemente de su origen, las litologías más frecuentes en rocas sedimentarias, son lutitas cuya dureza varía desde muy blanda a medianamente dura y en ocasiones abrasiva cuando contiene arena.

Para el caso de Chicontepec son sedimentarias formadas por granos de cuarzo y sílice, su dureza varía de muy blanda a dura y su abrasividad se agudiza cuando está bien cementada. Otras rocas sedimentarias son las calizas y dolomias cuyos componentes predominantes son los carbonatos de calcio y magnesio. Se caracterizan por ser duras y abrasivas, en ocasiones con nódulos de pedernal. Aunque también no es raro encontrar calizas blandas y poco abrasivas. Por su parte las margas generalmente son lutitas que están en transición hacia calizas, su dureza oscila de media a dura.

Es una práctica común que también se perforan rocas llamadas evaporitas, (yeso, sal y anhidrita) que son producto de la precipitación de sólidos en disolución durante la evaporación de cuencas, lagos o mares. Normalmente no presentan dureza más bien son blandas pero generan muchas dificultades al ser perforadas debido a su naturaleza frágil.

III.2.4. Aspectos sísmicos.

El método sísmico ha permitido identificar posibles entrapamientos de yacimientos petroleros y por su resolución horizontal es fácil determinar su extensión lateral.

La sísmica aplicada en Chicontepec es un método indirecto de prospección del subsuelo que permite identificar, mediante la velocidad de transmisión de las ondas sonoras (vibración), los cambios en la densidad de los materiales y la posición de las capas.

Existen tres tipos de métodos sísmicos: los de reflexión, los de refracción y los de sísmica de pozo. Se utiliza como fuente de vibración la dinamita, pistolas de aire y como detector el geófono. En Chicontepec se ha aplicado el método de reflexión 3D y VSP sísmica a pozo.

El método aplicado consistió en colocar la fuente a determinada distancia del detector y este registró la vibración correspondiente a la fuente en una cantidad de tiempo.

La señal es procesada, ampliada, filtrada y migrada para ser presentada en una sección. Esta sección representa el perfil del subsuelo mostrando las variaciones de las capas del subsuelo que son asociadas al cambio en la densidad de los materiales. La sección generada entonces, muestra la posición del buzamiento de las capas y sus características estructurales en los campos de Chicontepec.

Actualmente se está aplicando sísmica VSP a los pozos y se tiene un cubo sísmico 3D con el método de reflexión. La secuencia exploratoria y la sísmica juegan un papel importante para la identificación de áreas con mayores posibilidades de prospección y sirve como soporte para la ubicación de pozos exploratorios y para el desarrollo de los campos en Chicontepec.

III.2.5. Evaluación petrofísica.

En este caso se genera de un modelo petrofísico de yacimientos, el cual se puede definir como las propiedades petrofísicas del yacimiento, realizado mediante la interpretación y evaluación de registros de pozos, registros de presión y geofísicos (gamma ray, resistividad, porosidad, entre otros) de pozos vecinos, análisis de núcleo y datos de producción, para caracterizar la calidad de la roca yacimiento. Esto permite conocer las propiedades físicas de las formaciones geológicas que se van a perforar y la presencia de fluidos en ellas.

Finalmente los resultados obtenidos con la evaluación petrofísica de los pozos y su respectiva calibración, se genera un sumario petrofísico utilizando los parámetros corte (cut_off) definidos para el área y se obtienen los valores de espesor neto impregnado (Net Pay), espesor bruto, relación neto-bruto, volumen poroso de la roca almacén, K^*h , porosidad efectiva (PHIE), permeabilidad (K), volumen de arcilla (VSH) y saturación de agua (SW) asociados al espesor neto impregnado.

Con estos valores por pozo se realizan los mapas de isopropiedades petrofísicos y se generan los modelos 3D de propiedades mediante cálculos o programas geoestadísticos para la población real y vertical de datos. Esto permite realizar los cálculos de volumen de reservas y delimitar los yacimientos.

III.2.6. Datos históricos de producción.

Los datos históricos de producción son vital importancia para la perforación de pozos no convencionales, ya que las características del yacimiento que se obtienen son mediante la correlación de datos y registros de pozos vecinos que son; permeabilidad, porosidad, el tipo de formación y la presencia de fracturas naturales entre otras propiedades. Lo cual sirve para la definición concreta de la trayectoria final.

A partir de los datos obtenidos, se generan varios escenarios. En dichos escenarios se contempla la trayectoria, compuesta de ángulo y azimut acorde a las propiedades del yacimiento a drenar; la longitud total del pozo y su sección horizontal; análisis de incertidumbres y riesgos, entre otros.

La integración de esta información con la producción, y la experiencia en la terminación de pozos (agujero descubierto/liner ranurado, entre otros), son tomadas en cuenta para el momento de la elaboración del plan de perforación y terminación del pozo así como el costo respectivo.

Para optimizar la información del yacimiento y la arena de interés, lo cual permite conocer el comportamiento del yacimiento, basado en la experiencia de los pozos que se han perforado en dicha área.

Considerando la declinación y el comportamiento de producción inicial e historia de producción del campo y en particularmente la arena objetivo como se modelan para algunos casos.

III.2.7. Consideraciones de perforación y terminación del pozo.

Para realizar el análisis de la perforación de pozos en el campo, se revisan los reportes de perforación y se analizan todos los eventos durante las etapas de perforación de los pozos cercanos al pozo horizontal en estudio.

También las necesidades y requerimientos técnicos para la etapa productiva del pozo específicamente asociadas a los posibles métodos de levantamiento artificial, trabajos de reparación e intervención que tradicionalmente se hacen en campo (bombeo neumático, bombeo mecánico y cavidades progresivas).

La integración de esta información, junto con la de producción, y la experiencia de terminación de pozos de la arena (agujero descubierto y/o liner ranurado), deben ser tomadas en cuenta para el momento de la elaboración del plan de perforación y terminación del pozo no convencional (horizontal) así como los costos operativos respectivos.

Se debe considerar información suficiente de los pozos a pesar de la heterogeneidad del yacimiento. Otras características son; permeabilidad, porosidad, el tipo de formación y la presencia de fracturas naturales entre otras propiedades. Lo cual hace posible predicción de la tendencia de las arenas.

Los criterios de perforación y terminación que se deben considerar para la evaluación de la localización del pozo son los siguientes:

- Riesgos de perforación; derrumbes, entrapamiento de sartas, densidad del lodo, gasificaciones posibles, entre otras (curva de aprendizaje en la perforación de pozos horizontales).
- Diseño de trayectorias- capacidad de construcción del ángulo en las diferentes formaciones a atravesar.
- Diseño de tuberías de revestimiento y puntos de asentamiento.
- Estimados de producción.
- Definición de los diámetros del agujero y terminación requeridos para la perforación del pozo.
- Evaluación del campo de esfuerzos en el agujero descubierto donde se colocó herramienta multi fracturas.
- Compatibilidad (Diámetros de tubería) con los sistemas de levantamiento artificial (bombeo neumático) etc.
- Evaluación de causas de intervención (Trabajos de reparación y sistema de bombas).
- Reparaciones futuras (Diseño del sistema artificial).
- Experiencia en la perforación de pozos con este tipo de configuración (en campos cercanos).
- Optimización de costos.

III.2.8. Geomecánica del la localización.

La Geomecánica, nos permite analizar la orientación de los esfuerzos antes y durante la perforación del pozo, así como analizar el comportamiento de los esfuerzos en pozos vecinos, para optimizar la construcción de la trayectoria del agujero así como la orientación de las fracturas en las áreas de interés determinadas por el campo de esfuerzos de la columna geológica.

III.2.9. Pronóstico de la producción.

En esta etapa se evalúan los aspectos de producción a nivel pozo, basados en la geometría del pozo, longitud de exposición en el yacimiento (sección horizontal), área de flujo, posición de los puntos de fracturas, número de fracturas del pozo horizontal.

Adicionalmente se debe cuantificar las reservas recuperables en función del tiempo, costos y evaluación de la producción. Se compara con las opciones del pozo convencional haciendo un modelo de simulación que permita al equipo multidisciplinario visualizar la producción esperada, para un pozo horizontal en un campo con diversidad en la permeabilidad y presiones originales del yacimiento.

III.2.10. Análisis de Rentabilidad.

La evaluación económica del proyecto se refiere al tiempo que tardara en recuperarse la inversión (VPN vs Tiempo), lo cual indica, en cuanto tiempo se paga el proyecto y si es rentable, para seguir desarrollándose en más campos como tecnología no convencional.

III.2.11. Escenarios de Pozos Propuestos.

El proceso de selección del tipo de pozo está basado en la ubicación de la arena y la profundidad a la que se encuentra, entonces se proponen varias opciones delimitadas por:

- Su Geometría,
- La exposición al yacimiento de interés,
- La rentabilidad económica y
- La arquitectura de perforación.

Cuando se tienen los tres ó cinco escenarios posibles y/o probables, podemos comenzar con la segunda fase la cual se describirá en seguida.

III.3. Fase Dos (Factibilidad Técnica).

Se plantean los escenarios técnicamente factibles, los cuales contribuyen a detallar la información referente; a simulaciones, datos reales del campo, análisis e incertidumbres del área donde se realizara el proyecto pozo, estimados de costos clase V y a su vez se genera una presentación la cual se somete a una evaluación técnica, para seleccionar la opción óptima y con mayor factibilidad para su ejecución.

En la Fase Dos, se evalúan los aspectos de producción basados en la geometría del pozo, longitud de exposición en el yacimiento, áreas de flujo, posición de los puntos de fracturas, número de fracturas etc. a detalle. Adicionalmente se cuantifican las reservas recuperables en función del tiempo, costos y evaluación de la producción. Se compara con las opciones del pozo convencional.

III.3.1. Definición de trayectoria.

La definición de la trayectoria horizontal, en la arena objetivo es de vital importancia en el desarrollo del diseño del pozo tipo no convencional (horizontal), ya que influye directamente en la validación de la posición y dirección del pozo, en la estructura, los aspectos de simulación de la producción y recuperación de reservas, la optimización del equipo de fracturas y número de fracturas posibles y óptimas, así como el análisis de geopresiones y geomecánica y su influencia (esfuerzo máximo y mínimo, azimut y severidad entre otros) en el diseño de la arquitectura del pozo.

Las principales características que afectan la selección de la trayectoria de perforación de un pozo (horizontal) ubicado en el campo a desarrollar son las características de los pozos correlación como ya se describió en la fase uno. Ya que los pozos cercanos al pozo propuesto influyen directamente en la ubicación de cimas y bases de las arenas de interés área donde se ubicará la trayectoria final.

Las necesidades y requerimientos técnicos para la etapa productiva del pozo específicamente asociadas a los posibles métodos de levantamiento artificial, trabajos de reparación e intervención que tradicionalmente se hacen en campo (bombeo neumático, bombeo mecánico y cavidades progresivas) lo cual debe servir como histórico previendo la posibilidad de implementación de un equipo con las características adecuadas y específicas, al pozo y tipo de yacimiento.

Para finalizar esta fase el equipo multidisciplinario selecciona de los escenarios posibles, un solo escenario, y se entrega un diseño preliminar del pozo, al cual se le hace las modificaciones necesarias asegurar la efectividad de la aplicación de nuevas tecnologías.

Considerando con esta elección el comienzo de la Fase Tres la cual se describirá de la siguiente forma.

III.4. Fase Tres (Programa de Perforación y Terminación).

Una vez seleccionada el escenario factible, la Fase Tres consiste en realizar la ingeniería a detalle de la cual se respalda con el programa de perforación y terminación como documentos de soporte de técnico para la ejecución del proyecto pozo, el cual debe contener con los siguientes datos:

- Nombre del pozo,
- Ubicación,
- Objetivo,
- Profundidad programada,
- Situación estructural,
- Columna geológica probable,
- Información estimada del yacimiento,
- Programa de registros continuos,
- Programa de muestreo,

- Programa de pruebas en la formación,
- Estudio de geopresiones y asentamiento de tuberías de revestimiento,
- Estado mecánico programado,
- Proyecto direccional, si existe,
- Trayectoria preliminar del pozo,
- Programa preliminar de terminación,
- Programa de fluidos de perforación,
- Programa de barrenas- hidráulica,
- Aparejo de fondo y diseño de sartas,
- Programa de registro por etapa,
- Programa de tuberías de revestimiento,
- Programa de cementaciones,
- Control de conexiones superficiales,
- Identificación de riesgos potenciales,
- Tecnología de perforación no convencional,
- Programa de taponamiento temporal o definitivo del pozo,
- Tiempos de perforación programados,
- Tipo de terminación propuesta,
- Tiempos de terminación.
- Programa calendarizado de materiales y servicios,
- Costos estimados de perforación,
- Información de pozos correlación,
- Características del equipo de perforación,
- Características del equipo de terminación,
- Instalación de baterías de producción,
- Seguridad y ecología,
- Firmas de autorización.

Finalmente el equipo multidisciplinario entrega un diseño final del pozo con el cual se ejecutarán las operaciones, a la unidad Operativa de Perforación y Mantenimiento a Pozos.

III.4.1. Diseño Final.

Se genera el programa final de perforación y se concluye la fase tres. La cual cumple con soportar a través de una validación técnica y aprobación definitiva, pasando a la fase de ejecución y perforación del pozo.

Esta tarea debe ser apoyada con el programa preliminar del pozo y mediante el equipo multidisciplinario, seleccionando el mejor escenario.

El equipo multidisciplinario entrega un diseño final del pozo, a la unidad operativa, con el cual se ejecutaran las operaciones marcadas por el diseño con mayor posibilidad de efectividad.

III.4.2. Perforación.

Durante la perforación del pozo se debe considerar, el seguimiento puntual durante y c/u de las etapas, **monitoreo en tiempo real**, asentamiento de las tuberías de revestimiento, al atravesar eventos geológicos previstos y llegar al objetivo geológico.

En caso de que se presenten manifestaciones de gas, debe ajustarse del tipo de lodo de perforación, así como posible entrapamiento de herramientas, tiempos de ejecución programados y reales etc. que realiza el equipo de perforación durante la perforación del pozo y la unidad operativa correspondiente para cada área, seguridad e higiene y medio ambiente entre otras disciplinas.

En cuanto al seguimiento en tiempo real servirá para detectar o anticipar los posibles problemas, que se pudieran presentar durante las ejecuciones operativas del pozo; para evitar cualquier contingencia en tiempo real, un ejemplo sería, si se presenta el cambio de azimut y su solución es poder direccionar nuevamente la trayectoria original.

Para iniciar la fase cuatro debe comenzarse con la perforación del pozo y darle seguimiento en tiempo real al programa de perforación y de terminación aprobados en la Fase Tres.

III.5. Fase Cuatro (Evaluación y Lecciones Aprendidas).

La Fase Cuatro consiste en documentar, evaluar y determinar las lecciones aprendidas y los resultados de la perforación y su terminación del escenario elegido. También documentar las desviaciones o cambios si ocurrieron del programa original, así como los cambios si existieron, durante la ejecución, y acuerdos de las reuniones efectuadas. Lo cual sirve para generar un programa de planeación y desarrollo de campos posterior.

La Fase Cuatro, corresponde al monitoreo en tiempo real, perforación, terminación y la producción del pozo, en caso de detectar cambios focalizar y puntualizar causa-efecto de los cambios realizados a lo planeado.

El equipo multidisciplinario de diseño de pozos no convencionales apoya y se apoya directamente a la Unidad Operativa de Perforación y Mantenimiento de Pozos. Se realizan reuniones posteriores a la perforación y terminación del pozo, para prevenir cualquier posible contingencia posterior en pozos que sean programados bajo semejantes condiciones, si esta se llegará a presentar, con la revisión y toma de decisiones, lo cual permitirá que se respeten u ajusten los tiempos de perforación y terminación de un pozo no convencional futuro.

III.5.1. Evaluación del pozo.

La evaluación consiste con el monitoreo durante un año el cual consiste en darle seguimiento al pozo no convencional, una vez que inicia su producción, la cual permitirá definir si es factible la aplicación de la tecnología de pozos no convencionales en esa área, considerando el factor de recuperación la declinación de la producción a un mes ó un año.

Se requiere el monitoreo de gastos de producción y presiones del pozo, cada dato permitirá conocer el comportamiento de declinación del pozo y así determinar si el costo del pozo se pagará acorde a los resultados del pronóstico de producción esperado.

Para este fin, se ha generado un programa que permite visualizar de forma rápida la declinación esperada con la perforación de este pozo y determinar si al primer mes se comporta con una declinación del 70% como lo manifiestan la mayoría de los pozos verticales en el Paleocanal de Chicontepec.

III.5.2. Lecciones Aprendidas.

Es documentar, a través de un informe (programado vs real), los resultados obtenidos de la evaluación y seguimiento al diseño y perforación del pozo no convencional, así como las mejores prácticas y a su vez las no tan efectivas para evitar en futuras acciones equivocadas tanto en lo operativo, como en diseño de pozos posterior.

En seguida se presentan las consideraciones básicas:

- Evaluar el diseño original.
- Análisis de los resultados entregados por área.
- Seguimiento al flujo de información.
- Documentar para anticipar posibles riesgos, en futuros diseños, basado en el seguimiento en tiempo real.

- Enunciar las resistencias a cambios, en pro del proyecto.
- Generar un informe general de la experiencia adquirida que contengan un análisis breve del proceso que se llevo a cabo para cada pozo no convencional.
- Justificar aplicación de viejos y nuevos procesos, en proyectos posteriores con una base de datos que sean de acceso común.

Es necesario reconocer la participación y esfuerzo de los integrantes del equipo multidisciplinario, los cuales hicieron posible el análisis, diseño y perforación del proyecto pozo no convencional, lo cual a su vez sirve como histórico de desarrollo del campo, para permitir a futuras generaciones mejorar la gestión de proyectos.

El análisis de las lecciones aprendidas es una guía, y permite la depuración de las etapas y los procesos ejecutados en forma inadecuada.



CAPITULO IV.

CASO PRÁCTICO DE UN POZO NO CONVENCIONAL.



CAPITULO IV. CASO PRÁCTICO DE UN POZO NO CONVENCIONAL.

A continuación, se presenta el caso práctico del pozo horizontal en el cual se aplicó la metodología propuesta y documentada en este trabajo.

IV.1. Fase Uno (Planeación).

El Paleocanal Chicontepec actualmente requiere de nuevas tecnologías que le permitan ser un proyecto sustentable. La aplicación de la tecnología de pozos horizontales o altamente inclinados con multifracturas, pretende evaluar el resultado en la producción.

La fase uno permite definir las ventajas de este tipo de tecnología e implementarla en el desarrollo y explotación en la Formación Chicontepec Medio, comenzando la evaluación del potencial productor de los campos Soledad, Presidente Alemán y Furbero al sur del Paleocanal Chicontepec.

Los pozos horizontales o altamente inclinados, así como el multifracturamiento hidráulico han sido propuestos para mitigar la declinación de la producción de crudo.

Esta solución combinada, de pozos horizontales con multifracturas, ha sido probada con resultados positivos en un pozo, logrando una estabilización en la producción de petróleo en un valor 3 veces mayor que los pozos que lo circundan.

IV.1.1. Área de aplicación.

En el campo Presidente Alemán el área seleccionada para el caso práctico, actualmente está en pleno desarrollo. El proyecto para este campo tiene como objetivo optimizar la explotación de los yacimientos, maximizando su producción y mejorando el factor de recuperación, con la aplicación de nuevas tecnologías; pozos horizontales con multi fracturas es una posibilidad.

En la fase de planeación se realizó la propuesta del diseño del pozo 11, así como su revisión, comenzando con la selección del área donde se perforaría el pozo. Se

consideró la geografía del campo, ubicación del contrapozo y se realizó una descripción general del campo, así como una revisión del histórico de producción.

Una vez seleccionada el área donde se propondría la trayectoria del pozo 11, se realizó una revisión de geología local considerando las trampas geológicas y mapas estructurales de las arenas a drenar. Así mismo, se analizó la petrofísica local, el riesgo cualitativo del yacimiento, y posibles problemas durante la perforación. Se propusieron varias trayectorias del pozo; de estas, se seleccionó la opción más favorable para drenar.

En las siguientes secciones se desarrolla la metodología aplicada al caso pozo 11, partiendo de la descripción general del campo, y su planeación.

IV.1.1.1. Geografía del campo.

Inicialmente se elaboró un diseño tipo para la perforación y terminación de cuatro pozos horizontales en la plataforma del pozo 11, las cuales pertenecen al área del Paleocanal Chicontepec de la cuenca Tampico Mizantla.

IV.1.1.2. Ubicación geográfica del campo.

El campo Presidente Alemán se encuentra ubicado geográficamente al sur del municipio de Papantla Veracruz como se observa en la Figura 4.1. Este campo pertenece al sector 8 del Paleocanal de Chicontepec.

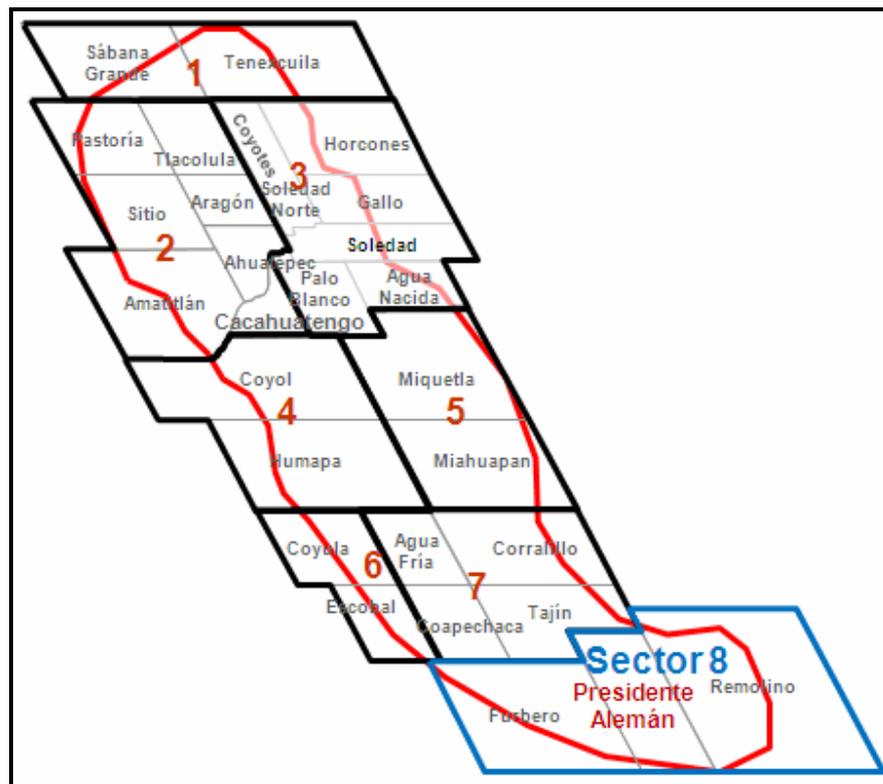


Figura 4.1. Localización del campo Presidente Alemán⁷⁵.

IV.1.2. Aspectos geológicos.

El campo está constituido por una secuencia estratigráfica de arenas calcáreas y lutitas en la formación Chicontepec del Eoceno Inferior –Paleoceno Medio-Superior.

Las principales características de la formación productora son:

- Profundidad: 300-3400 m.v.b.n.m
- Profundidad promedio: 1,150 m
- Espesor bruto: 920 m
- Espesor neto: 180 m
- Densidad del aceite: 18 °API
- Viscosidad: 2.14 Cp @c.y
- Tipo de empuje: Expansión del gas en solución

- Tipo de roca: Arenas
- Porosidad: 5-15%
- Permeabilidad: 0.1- 0.56 md
- Presión inicial: 100 Kg/cm²
- Presión de burbujeo: 97 Kg/cm²
- RGA: 400 ft³/bl
- Temperatura de yacimiento 94 °C
- Diagénesis
- Alto grado de heterogeneidad
- Mineralogía compleja

El campo Presidente Alemán produce aceite negro de 18° API y el tipo de empuje es gas en solución. Inicio su explotación en febrero de 1952 con el pozo descubridor 8, con un gasto inicial de 157 bpd y una Relación de Gas y Aceite (RGA) de 400 ft³/bl.

Alcanzó su máxima producción en 1977 con 5,315.35 bpd; para julio del 2009 producía 280 bpd de aceite y 2.6 mmpcd de gas. Durante su vida productiva ha acumulado 19.2 mmb de aceite y 49.5 mmpc de gas, con una reserva remanente 3P de 412.3 mmbpce. A continuación se muestra la curva de producción del campo Figura 4.2.

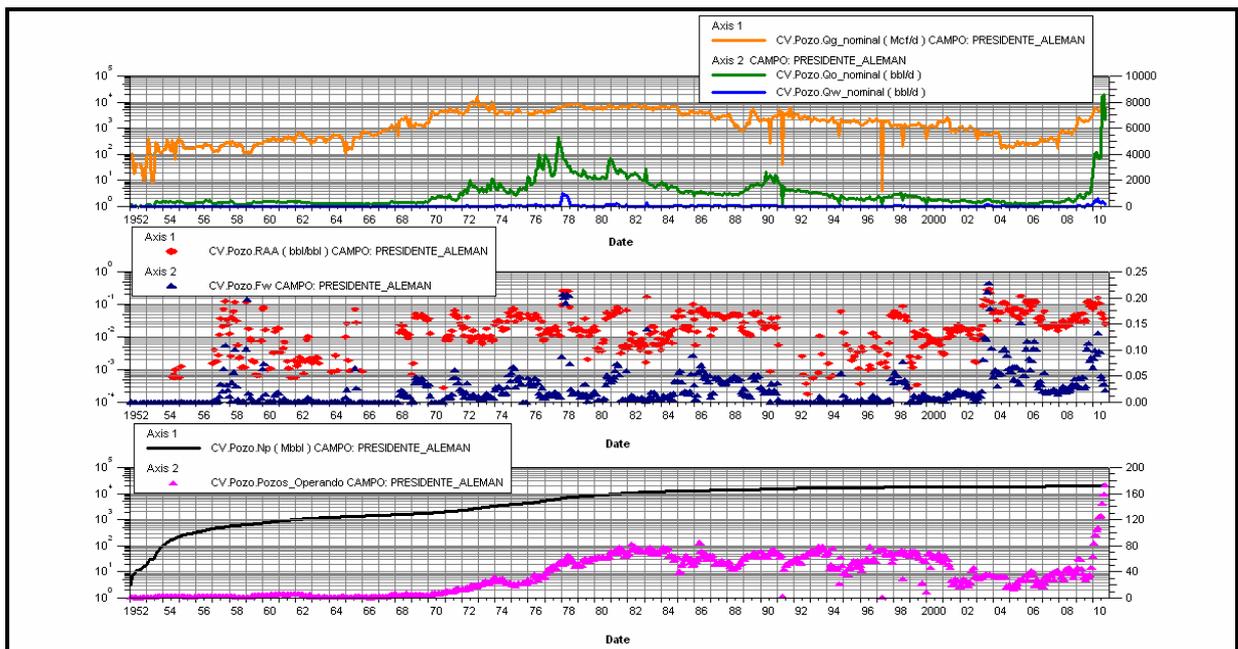


Figura 4.2. Historia de producción del campo al mes de noviembre del 2010⁷⁶.

En el campo se han perforado 173 pozos convencionales, de los cuales 103 estaban en producción, 26 en fase de terminación, 44 estaban cerrados por causas diversas hasta julio del 2009. En la Tabla A2 del Anexo 2 se muestran los pozos perforados y su producción al mes de noviembre del 2010.

La tecnología pozo horizontal en la arena FPR-20 (Secuencia Furbero Presidente Remolino) (Figura A-4.2 del Anexo 4), que tenía una producción acumulada de 8.6 MMB hasta 2009.

IV.1.2.1. Riesgo Geológico.

Es importante mencionar que el principal riesgo geológico que se observó fue la heterogeneidad y poca continuidad lateral de la formación. También fue un factor de riesgo la calidad de la *roca yacimiento*, debido a que en las areniscas se presentó precipitación de calcita, generada durante los procesos diagenéticos que actúan como material cementante. Esto tiene como consecuencia la disminución en la porosidad y permeabilidad del yacimiento.

Existen 3 líneas sísmicas 2D en el campo, pero ninguna en la trayectoria de los pozos horizontales propuestos, lo cual generó una mayor incertidumbre durante la geonavegación debido a la poca continuidad lateral y espesor de los cuerpos arenosos.

La información de registros geofísicos y núcleos de los pozos de correlación fue suficiente para la evaluación petrofísica convencional, pero a sugerencia de los especialistas del área, se tomaron registros especiales tales como:

Registros:

- Resonancia magnética,
- Imágenes, MDT (Prueba modular dinámica),
- Sónico, Rt (Resistividad Verdadera) scanner,

Análisis especiales de núcleo:

- Análisis sedimentológicos.
- Análisis de diagénesis.
- XRD(Rayos x de difracción),
- PC presión capilar,
- k_r permeabilidad relativa,
- Análisis triaxiales de esfuerzos,
- Análisis de las propiedades para un modelado petrofísico, acorde al tipo de heterogeneidad e isotropía de la unidad estratigráfica FPR-20 en el área.

IV.1.2.2. Riesgo en el Yacimiento.

De acuerdo al comportamiento de la presión en el campo, se esperaba que la presión del yacimiento en la FPR-20 en algunas áreas no fuera la original ya que se encontraba depresionada: Lo cual hacía suponer que la presión, no fuera lo suficiente para llevar

los fluidos a la superficie, ya que la arena FPR-20 tiene una producción acumulada del 46% en el campo. Era necesario implementar un programa de toma de información y actualizar la historia de presión con la finalidad de conocer las presiones actualizadas.

IV.1.2.3. Riesgo en la Perforación.

A febrero del 2009, en el campo en estudio, se encontraban perforados 190 pozos de los cuales uno es horizontal. El riesgo desde el punto de vista de perforación era que, al perforar en la etapa horizontal no se mantuviera la estabilidad del agujero impidiendo la perforación, aunado que algunos de los pozos están orientados hacia el esfuerzo máximo.

La densidad de el fluido de control que se utilizó en la perforación de los pozos fue muy alta (2.01 gr/cm^3 en algunos casos) y de acuerdo a la explotación del campo, era probable que se encontrara depresionado, por consiguiente se propuso una densidad menor para perforar y mantener la estabilidad del pozo. Lo cual se detallará en la fase dos.

IV.1.3. Aspectos sísmicos.

En el 2009 no se contaba con el cubo sísmico y por lo tanto se omitió este análisis mediante el uso de información sísmica para el desarrollo del pozo en estudio.

El cual en su caso de haber existido hubiera confirmado la dirección de las arenas donde se proponía navegar la sección horizontal.

IV.1.4. Evaluación petrofísica.

Para la evaluación petrofísica de la secuencia estratigráfica FPR-20 del campo Presidente Alemán, donde se ubicaron las trayectorias de los pozos horizontales propuestos, se dispuso de la evaluación petrofísica de 42 pozos, misma que se muestran en la Tabla A3 del Anexo 3.

Para validar el modelo petrofísico de porosidad y permeabilidad, se dispuso de la información de núcleos convencionales y núcleos de pared de los pozos 202 y 405, respectivamente.

Para este caso dos núcleos fueron analizados, los cuales arrojaron valores de permeabilidad (k) y porosidad (Φ). Se observó que ambos tienen la misma tendencia en la relación *permeabilidad vs porosidad*. Los rangos de la porosidad varían entre 2% y 11% y los de permeabilidad entre 0.1 y 10 mD.

Dentro de las características petrofísicas de la arena FPR-20, se observaron valores de porosidad y permeabilidad de 8 a 12% y de 5 a 10 mD respectivamente, la saturación de agua con valores de 20 a 35 % en la parte superior de la arena.

El yacimiento se encontró en condiciones de agua irreducible según los análisis de presión capilar realizados un núcleo del área.

Para realizar los mapas de propiedades petrofísicas se usaron los cortes (cut-off) propuestos: porosidad 5%, arcillosidad 50% y saturación de agua 65%. Con estos cortes se realizaron los mapas de espesor bruto, espesor neto, porosidad, permeabilidad, índice de petróleo y volumen de arcilla, en los cuales se proyectaron las trayectorias de los pozos propuestos quedando como se indica en la Figuras 4.3.

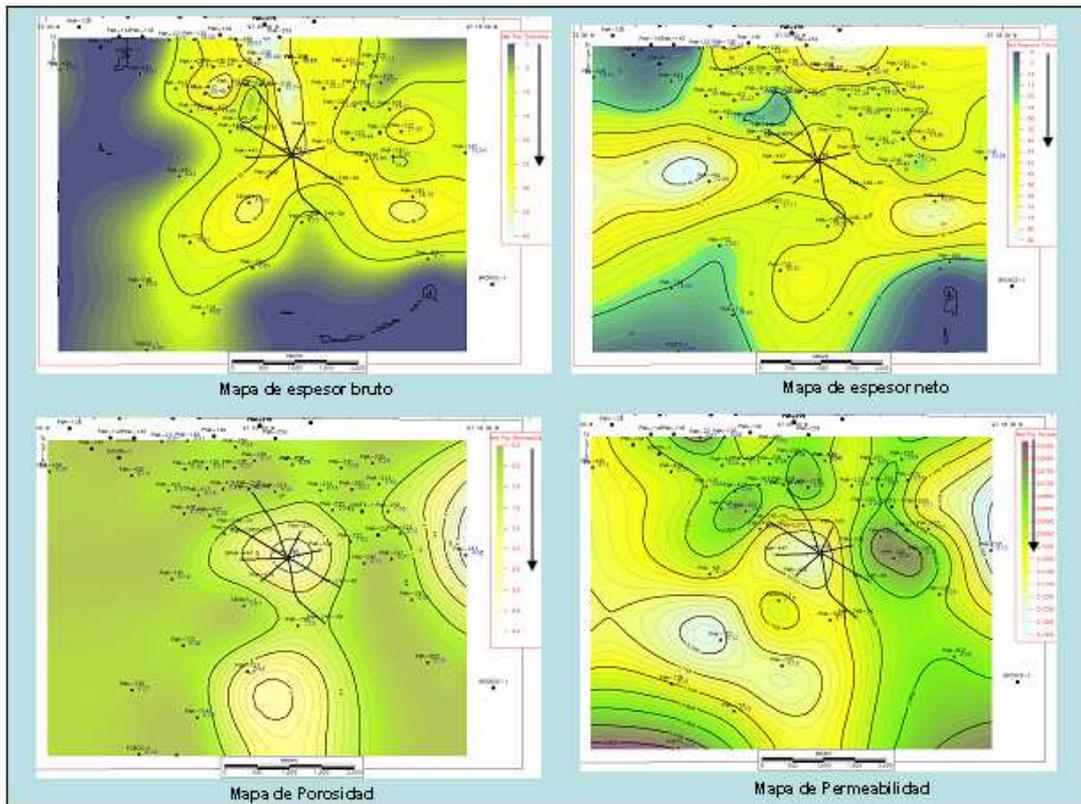


Figura 4.3. Mapas de propiedades petrofísicas; porosidad, espesor neto, espesor bruto y permeabilidad⁷⁷.

IV.1.4.1. Modelado de Propiedades petrofísicas.

El análisis petrofísico que se realizó, se tomó como base los registros geofísicos de los pozos tipo (LAS, resistividad, porosidad, densidad, sónico dipolar, entre otros) los cuales fueron corregidos por condiciones ambientales, es decir, diámetro del agujero, derrumbes de las paredes del pozo, parámetros del fluido de perforación, velocidad de perfil, temperatura y presión del fondo del pozo.

Ya corregidas las curvas de los registros de pozos se editaron, esto permitió ajustar escalas, unidades de medición, profundidad, anomalías de las curvas debido a ruidos o cualquier otro elemento que las pudiera ocasionar y por último se normalizan las curvas si se observó mucha dispersión en las escalas y los rangos de valores, para esto se

utiliza como herramienta principal los gráficos XY (crossplot) y los histogramas de frecuencia.

Después de preparar los datos según lo descrito anteriormente, se procedió a realizar la evaluación petrofísica de los pozos, tomando en cuenta los parámetros petrofísicos de los yacimientos a evaluar, tipos de litología, matriz de la roca y tipos de fluidos presentes en el yacimiento.

La construcción del marco geológico para el campo Presidente Alemán se realizó a partir de superficies geológicas generadas de la correlación de 60 pozos existentes en el área. Como producto de dicha correlación se obtuvieron 7 cimas que permitieron generar igual número de superficies. Se identificaron superficies claves como la cima de Chicontepec (Discordancia C) y la Kti (entrada al Cretácico).

En el caso de la localización pozo 11, se le dio un grado medio de incertidumbre dado que la información de pozos en la dirección de perforación era completamente escasa, apoyándose en este caso en el modelado básico de facies, realizado para predecir el comportamiento del cuerpo objetivo.

Se realizó la distribución de propiedades petrofísicas; volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, usando el método de simulación secuencial de Gauss.

Haciendo uso de los datos de volumen de arcilla, se realizó un cálculo de espesor bruto de la arena de 80 metros. Como lo muestra la Figura 4.4.

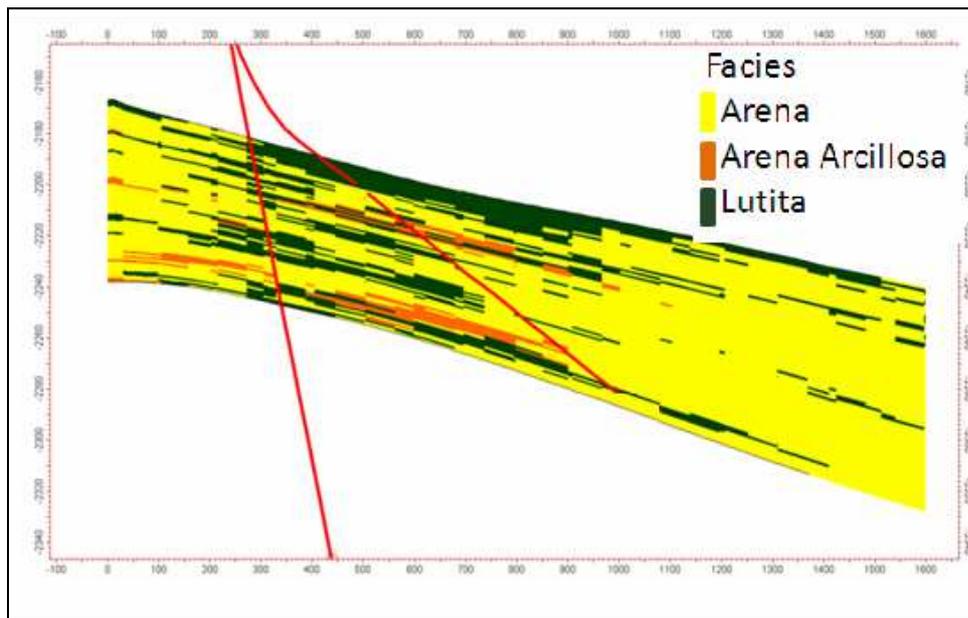


Figura 4.4. Trayectoria real pozo horizontal atravesando el espesor neto acorde al modelo generado⁷⁸.

IV.2. Fase Dos (Factibilidad Técnica).

Los principales factores que afectaron la selección de la trayectoria de perforación del pozo no convencional, ubicado en Chicontepec, fueron las características de los pozos de correlación; ya que los pozos cercanos al pozo propuesto contaron con la información mínima para direccionar la trayectoria así como la cima y base de la arena a atravesar. Con los resultados mejor ajustados en la FPR-20 se decidió diseñar los pozos en esa arena véase tabla 4.1.

Formación	Profundidad	Profundidad	Profundidad	Litología.
	(m.v.b.m.r.)	(m.d.b.m.r) Piloto	(m.d.b.m.r) Horizontal	
O. Palma Real Inferior	427.8	427.8	427.8	Lutita/Arenisca
E.S. Chapopote	566.8	566.8	566.8	Lutita/Arenisca
E. M. Guayabal	988.8	988.8	988.8	Lutita
E. I. Discordancia "C" Cima de Chicontepec Canal	2073.8	2096.85	2096.86	Lutita/Arenisca
FPR- 5	2124.8	2167.11	2167.11	Lutita/Arenisca
FPR- 10	2185.8	2253.34	2259.17	Lutita/Arenisca
FPR- 20 (objetivo)	2234.8	2322.61	2381.45	Arenisca
FPR- 30	2311.8	2431.46		Arenisca
FPR- 40	2348.8	2483.79		Arenisca
FPR- 50	2372.8	2517.70		Arenisca
FPR- 60	2431.8	2601.13		Arenisca
FPR- 70	2488.8	2681.71		Arenisca
Discordancia "A" Base de Chicontepec Canal	2611.8			Caliza
Profundidad Total	2661.8	2710.00	3102.60	Caliza

Tabla 4.1. Ubicación de la arena objetivo secuencia Furbero-Presidente Alemán-Remolino 20.

En la segunda fase se seleccionó la opción factible, basada en el área de estudio, la cual se ha desarrollado más hacia el flanco NE donde se encontraba el pozo con mayor producción acumulada.

También se observó que hacia la zona SE, se localizan los pozos con baja producción acumulada ó con nula producción acumulada.

IV.2.1. Selección de localizaciones.

El área escogida para la perforación horizontal presentó escasa información sísmica (3 líneas) y sólo una de buena calidad, ninguna en la trayectoria de los pozos horizontal propuesto, lo cual generó mayor incertidumbre para el proceso de navegación. La información de registros geofísicos y núcleos de los pozos de correlación permitió la generación de un modelado de facies básico para soportar la perforación de dicha localización, esta información se combinó con la perforación de pozos pilotos y tomas de información sísmica tipo VSP (Perfil Sísmico Vertical) para minimizar el riesgo en la zona de navegación.

Para perforar un pozo horizontal en la arena de la formación Chicontepec en el campo Presidente Alemán, se consideró primero la perforación de pozo piloto que sirvió de correlación para la arena objetivo del pozo horizontal. Teniendo la finalidad de incrementar la producción acumulada, así como abarcar la mayor parte del área de drenaje posible, para asegurar el factor de recuperación. Así el propósito fue evaluar si es conveniente aplicar la tecnología de pozo tipo horizontal, en campos como el anteriormente descrito.

Se contó con información suficiente de los pozos a pesar de la heterogeneidad del yacimiento lo cual hizo posible la predicción de la tendencia en las arenas así como su ubicación.

Así como la combinación de las propiedades petrofísicas modeladas y el análisis de tendencia de sedimentos, permitió definir de manera clara la trayectoria propuesta para la perforación del pozo piloto y el pozo horizontal.

IV.2.2. Pronóstico de la producción.

Se realizó una revisión de la historia de producción cargada en la base de datos desde el inicio de producción del campo hasta Febrero-2008. En la Figura 4.2 se mostró un gráfico con el objetivo de entender cómo se ha desarrollado históricamente la producción del campo. El campo inicio su producción en 1952, y el área en estudio en 1972.

En seguida se listan las etapas de producción del campo hasta el año 2010:

1. **1972-1988:** En los dos primeros años se incrementó notablemente la perforación (12 pozos), alcanzando una producción promedio de 2,100 bpd. En los años restantes cesa la perforación de pozos; la producción baja y se estabiliza en 350 bpd, observándose un alto incremento en la relación gas aceite de 177 a 488 m³/m³, cortes de agua del 1%, registrando una presión de yacimiento cercana a la presión de burbuja.
2. **1988-2000:** En este periodo cesa la perforación; la producción se estabiliza en 250 bpd y el corte de agua de 1%.
3. **2000-2008:** El número de pozos en producción se reduce a 11; la producción baja a 200 bpd y el corte de agua sube a 4%, con picos de 20%.
4. **2008-2010:** El incremento de la producción del campo fue debido a la perforación de pozos; Los cuales presentaron una baja producción causada por la baja permeabilidad y las propiedades del yacimiento.

Una vez seleccionada la localización en la arena, se simuló la producción y las reservas recuperables, identificando la junta, seleccionado el número de fracturas; y revisados los aspectos de perforación y terminación se procede a hacer la evaluación económica al proyecto para definir su factibilidad técnica y financiera.

Se realizó una visualización de factibilidad de un pozo horizontal en la arena FPR-20, obteniéndose los siguientes resultados en términos de productividad, definiendo los puertos en el siguiente punto.

IV.2.3. Definición de puertos de fractura.

Con la finalidad de apoyar el diseño de las fracturas se utilizó el perfil de esfuerzos estimado para un pozo cercano al área del pozo 11 el cual se muestra a continuación Figura 4.5:

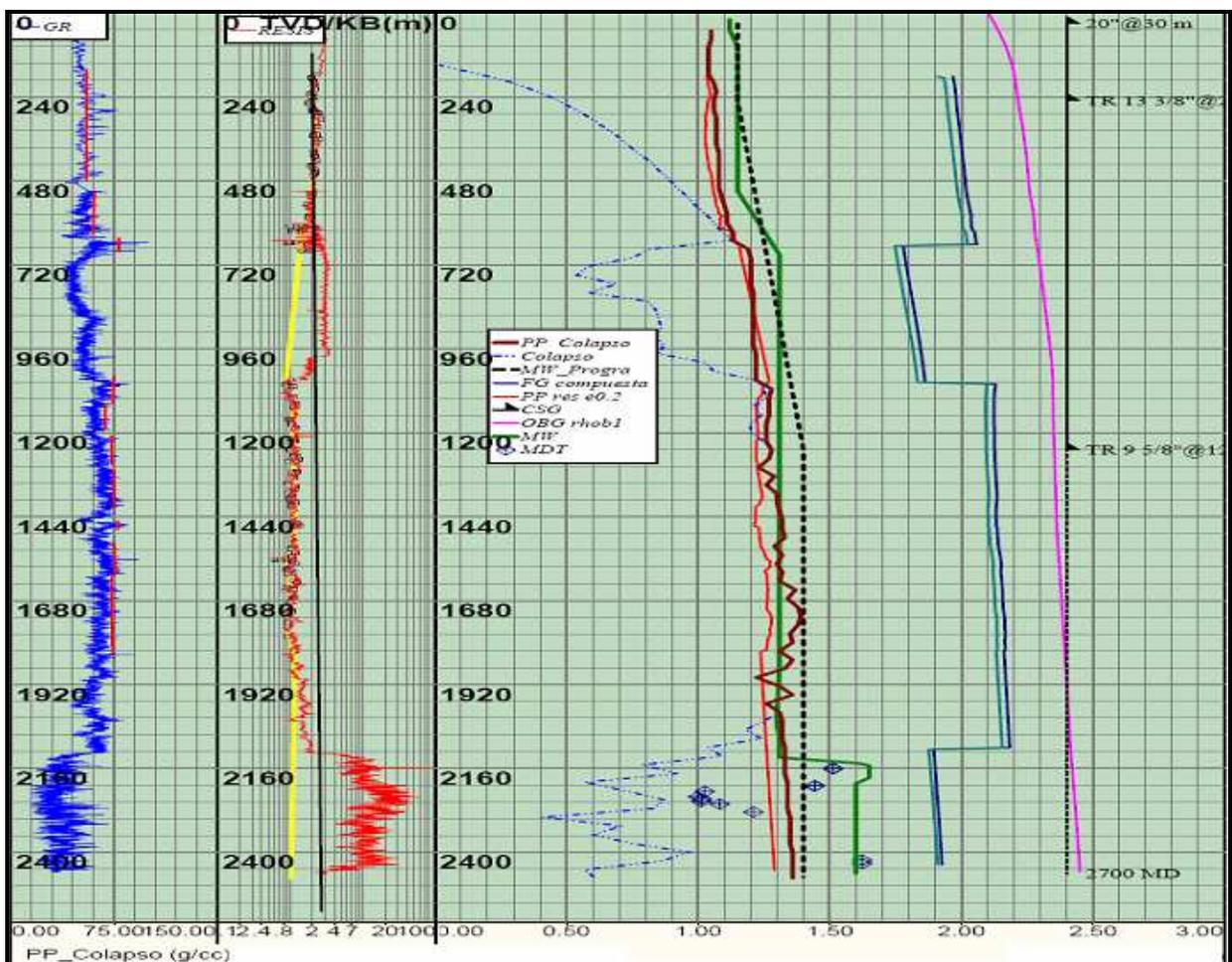


Figura 4.5. Perfil de esfuerzos y presiones un pozo correlación de la misma macropera al pozo 11⁷⁹.

Dimensiones Estimadas de la Fractura:

En base a las fracturas realizadas en un pozo cercano al área, se tomo como correlación y los especialistas hicieron las siguientes recomendaciones:

- En etapas donde haya restricciones utilizar menor gasto y menor volumen de arena para reducir fricciones y por lo tanto presión en superficie, evitando un arenamiento prematuro por degradación de fluido.
- Utilizar alto gasto para reducir pérdida de fluido y minimizar el tiempo de bombeo en los puertos donde sea permisible.
- Empleo de un bache viscoso al comienzo del colchón para generar una sola fractura y minimizar la formación de microfracturas.
- Mantener el volumen de arena entre 1000 y 1600 sacos.
- Gasto de inyección de la canica igual o mayor al 50 % del gasto total de bombeo en cada etapa y verificar la completa apertura de los puertos.
- Asegurar con la empresa de la herramienta que se verifiquen las presiones de apertura de los puertos previo a la operación.
- Realizar minifracturas mínimo en el primer puerto con el fin de calibrar el fluido y los esfuerzos en la formación y de ser necesario rediseñar la operación en tiempo real.

En seguida se coloca la Tabla 4.2 donde se muestra las dimensiones estimadas de las cuatro fracturas propuestas a lo largo de la sección horizontal del pozo 11.

Profundidad de puertos Frac Point (md)	BPM	Sacos	Longitud Apuntalada	Altura Apuntalada	Conductividad (md-ft)	Ancho de fractura	Presión en superficie (psi)
2893	24	1150	85,4	80	2196	0,132	6665
2808	26	1350	90	73	2482	0,152	5633
2730	26	1400	93	77	2554	0,154	6000
2607	26	1600	94	75	2976	0,184	5067

Tabla 4.2. Datos de las fracturas propuestas para el pozo 11.

Considerando el modelo geológico de la formación FPR-20 y la trayectoria direccional real se procedió a definir la configuración geométrica del modelo de productividad para predecir el potencial del pozo. A continuación se muestra en la Figura.4.6 la localización y dimensionamiento relativo del modelo de pozo en función de la geometría del yacimiento.

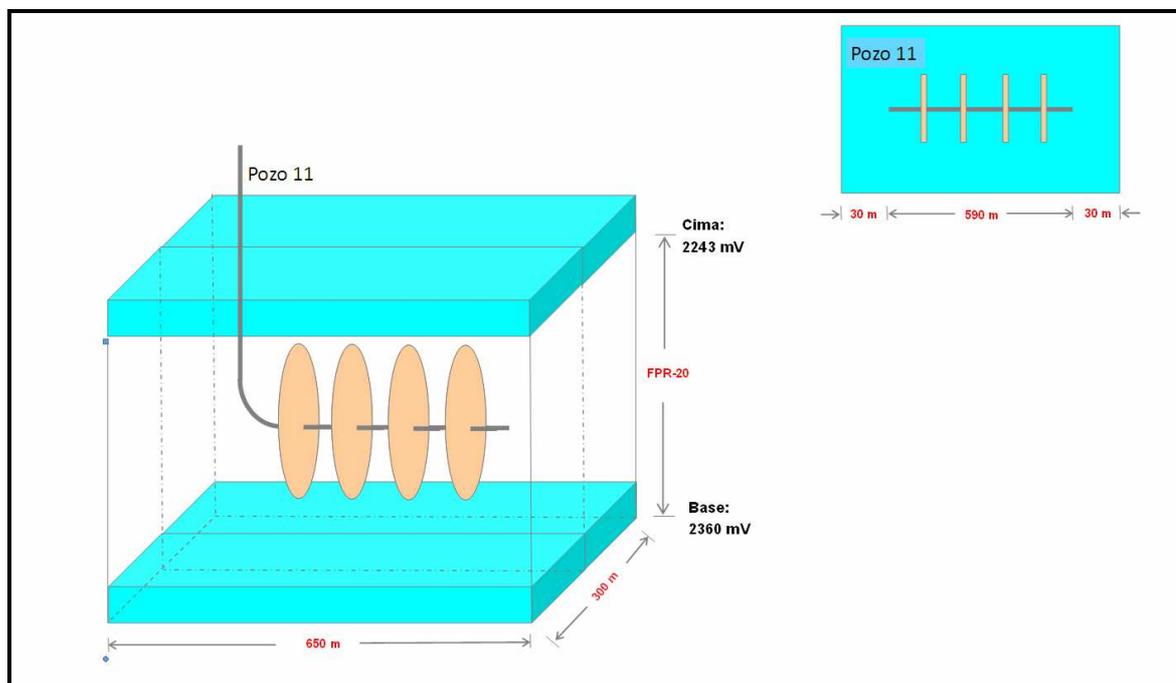


Figura 4.6. Delimitación del área de drenaje en el modelo de pozo⁸⁰.

Para el diseño del pozo 11, aplicando el modelo de productividad (IPR), se consideró el efecto de los siguientes aspectos:

1. Interferencia asociada a los pozos existentes/propuestos.
2. Buzamientos de las formaciones productoras.
3. Presencia de fallas geológicas en la trayectoria.
4. Calidad petrofísica en la dirección de la trayectoria.
5. El análisis PVT utilizado del Pozo 364.

Considerando los aspectos anteriormente mencionados se conceptualizó y construyó el modelo de pozo Figura 4.7.

- Tipo de Pozo: Horizontal.
- Terminación: Multifracturas.
- Formación: FPR-20.
- Presión de Yacimiento: 190 Kg/cm²
- Presión de Burbuja: 301 Kg/cm².
- Rs: 103.8 m³/m³
- API: 19.4
- H = 30 m (Obteniendo a partir de la Evaluación Petrofísica)
- No Frac = 4.
- Longitud Media de fractura X_f = 90 m.

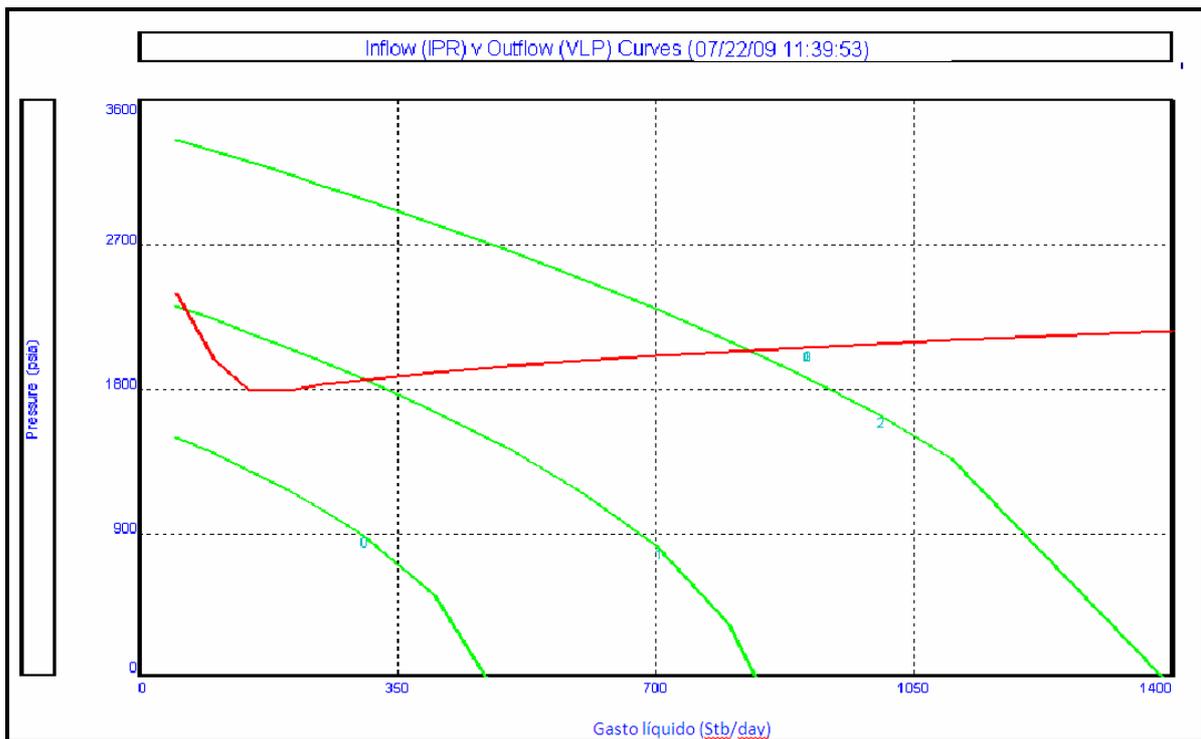


Figura 4.7. Simulación de la presión y gasto esperado⁸¹.

En la tabla 4.3 se muestran los resultados de las presiones estimadas basadas en datos de correlación del área cercana al cual se pretendía perforar el pozo 11.

Presión del Yacimiento (kgf/cm ²)	Presión del Yacimiento (Psi)	Fuente	Gasto Inicial (bpd)
112	1600	Medida en el pozo vertical 248	Requiere sistema Artificial
190	2700	Estimada	305
240	3400	registro perfil de presiones pozo piloto 11	826

Tabla 4.3. Se muestran los resultados de presión estimada para el pozo 11.

Se elaboró un modelo considerando 28 capas de intercalaciones que conformaban la arena a drenar y de acuerdo a los resultados de la evaluación petrofísica del pozo horizontal, tal y como se muestra a continuación en la Figura 4.8:

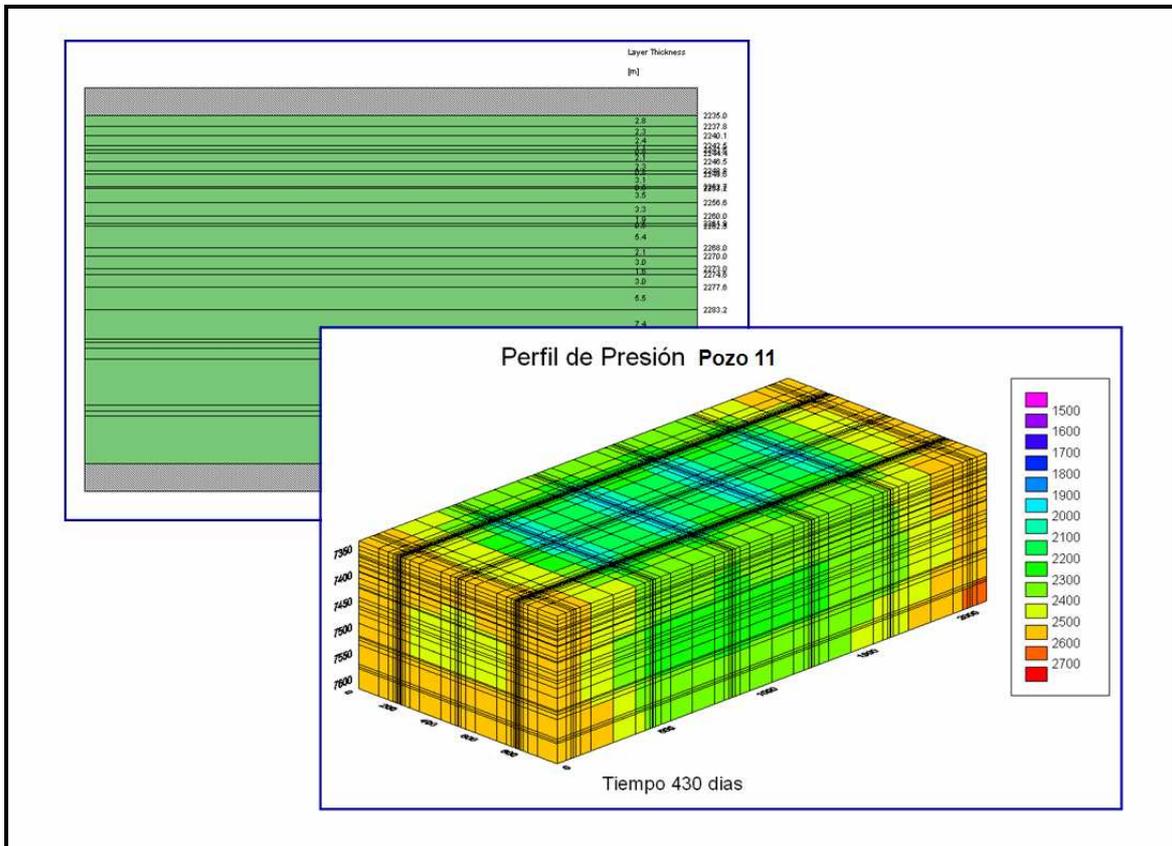


Figura 4.8. Simulación de la presión esperada en el pozo 11⁸².

En la siguiente grafica se muestra resultados con una presión de 190 kgf/cm² considerando un gasto alrededor de 300 bpd como se observa en la Figura 4.9.

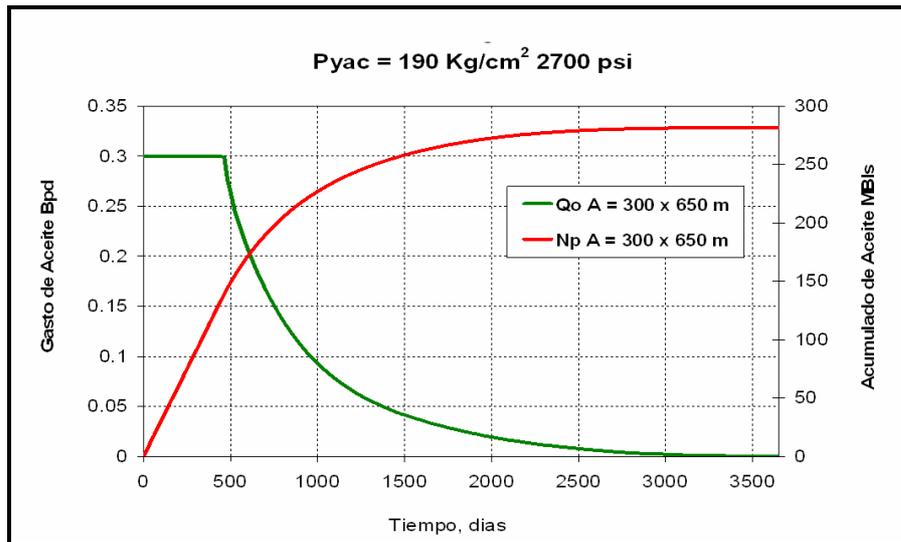


Figura 4.9. Gasto esperado a una presión de de 190 kgf/cm² para el pozo 11⁸³.

En la siguiente Figura 4.10 se muestra resultados que indican una buena rentabilidad del pozo, sin embargo la propuesta de perforación de un pozo horizontal en esa arena (FPR-20) se sometió a revisión más detallada su continuidad lateral considerando los resultados de pozos en perforación en el área.

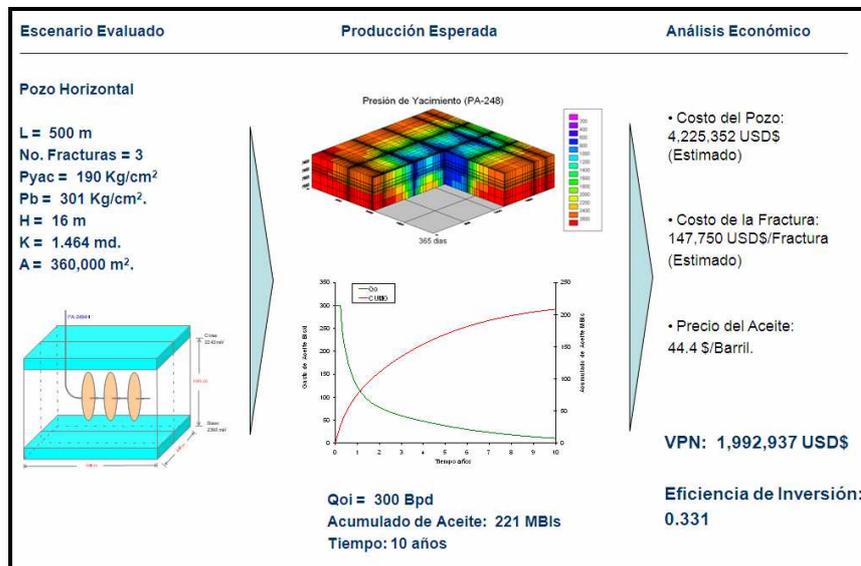


Figura 4.10. Producción acumulada en 10 años pozo 11⁸⁴.

La producción inicial estimada qoi, del pozo horizontal cuatro fue de 300 bpd, con una producción acumulada de aceite de 221 MBIs en un periodo de 10 años.

IV.3. Fase Tres (Programa de Perforación y Terminación).

Se realizó la documentación correspondiente la cual se conforma de:

- El programa de perforación.
- Toma de decisiones técnicas en tiempo real así cómo la documentación de las desviaciones al programa original ocurridas durante la ejecución.

Minutas de reuniones previas a la ejecución del programa de perforación y terminación.

IV.3.1. Fase Tres Diseño Final.

Se realizó un seguimiento en tiempo real por parte del área de diseño de pozos no convencionales y personal de la coordinación de diseño durante la construcción y perforación del pozo hasta la entrega a producción, apoyado en el programa final de perforación y el estado mecánico, tanto del pozo piloto como del pozo horizontal, Figura 4.11.

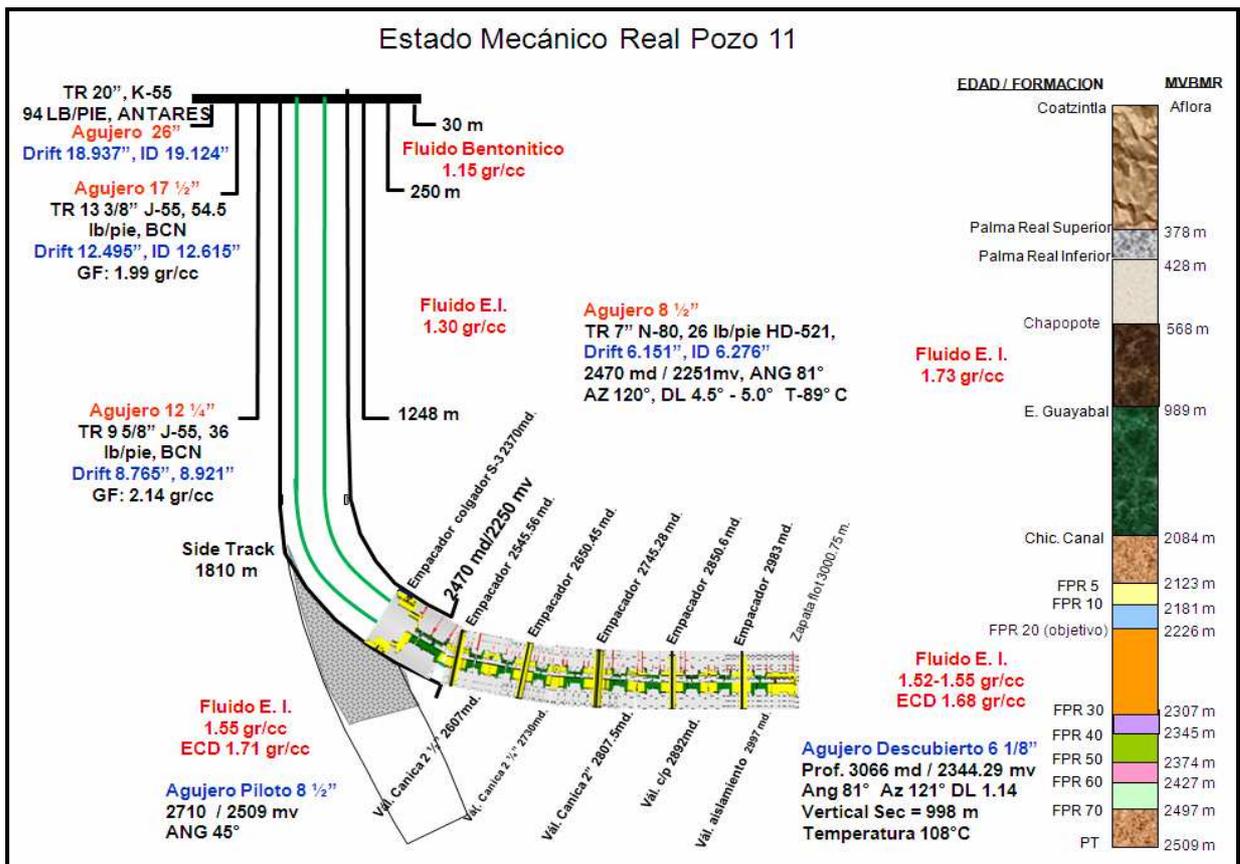


Figura 4.11. Estado mecánico programado, tomado del programa de perforación del pozo 11⁸⁵.

IV.3.2. Perforación.

La comunicación entre el equipo multidisciplinario de pozos y el área operativa se intensificó en la Fase Tres, con el objetivo de prevenir desviaciones o problemas durante la perforación.

En la Figura 4.12 se muestran las etapas del pozo piloto y el pozo horizontal del campo Presidente Alemán.

PLAN DE PERFORACIÓN DEL POZO 11																										
		BARRENAS										B.H.A.								FLUJO CONTROLADO		FLUIDO PERFORACIÓN				
Tipo de pozo	Etapa	Intervalo (m)	Diámetro Barrena (pg)	Objetivo	Sección (m)	Formación Geológica	Tipo	IADC	No. De aletas	Tamaño corte (mm)	USC (psi)	Motor Fondo (pg)	B.H (Gdo)	Tipo	Rel	Camisa Estabilizadora (pg)	Inc. Max (Gdo)	Max. Severidad (Gdo)	MWD	LWD (Resist- RG)	APWD	Cabeza Rotatoria	Tipo	Deasidad (gr/cc)		
PILOTO	1	6.4-30	26	Perforar a 30 m + TR 20" + colocar "Diverter"	30	Coatzacoatlán	Tri	115	Dientes acero		771													Beat	1.15	
	2	30-250	17 1/2	Perforar a 250 m + TR 13 3/8"	220	Coatzacoatlán	PDC	S123	5	19	771-1345													Beat	1.15	
	3	250-1250	12 1/4"	Perforar a 1250 m + TR 9 5/8"	1000	E. Geysabal	PDC	M123	5	19	1345-3560	8	1.5	Alto Rev, Bajo Torque	04:05	12 1/8	0	0	MWD						Emulsión Inversa	1.3
	4	1250-1800	8 1/2"	Perforar a 1800 m manteniendo vertical	550	E. Geysabal	PDC	M222	6	16	1500-2453	6 3/4	1.5	Bajo Rev, Alto Torque	07:08	8 1/4	0	0	MWD						Emulsión Inversa	1.3
	4.5	1800-2137	8 1/2"	Perforar a 2137 m + construyedo curva + Incl max 45°	337	E. Geysabal + Chicocotespec Canal	PDC, Tri, Canal	M222	6	16	2453-3201	6 3/4	1.83	Bajo Rev, Alto Torque	07:08	S/camisa	45	4	MWD		PwD		Cabeza Rotatoria	Emulsión Inversa	1.30-140	
	5	2137-2710	8 1/2"	Perforar a 2710 m + manteniendo tangente	573	+FPR20+FP R30+FPR40 +FPR50+FP R60+FPR10	PDC, Tri, Tri	M333	8	13	3201-13636	6 3/4	1.5	Bajo Rev, Alto Torque	07:08	Desgastado	45	0	MWD		PwD		Cabeza Rotatoria	Emulsión Inversa	1.4	
HORIZONTAL	7	2200-2378	8 1/2"	2200 m Punto de inicio de Sid. Track + Construcción de curva Incl de 45° a 73° + TR 7"	178	FPR5	PDC	M333	8	13	4060-14000	6 3/4	1.83	Bajo Rev, Alto Torque	07:08	S/camisa	73	5.4	MWD	LwD	PwD		Cabeza Rotatoria	Emulsión Inversa	1.4	
	8	2378-2455	6 1/8"	Perforar a 2455 m + construcción de curva de 73° a 85°	77	FPR10+FPR 20 (Cima)	PDC	M123	6	16	3211-11525	4 3/4	1.83			Desgastado	85	5.6	MWD	LWD TRIPLE COMBO	PwD		Cabeza Rotatoria	Emulsión Inversa	1.4	
	8.5	2455-3102		Perforar a 3102 m horizontalmente, manteniendo un ángulo de 85° [paralelo a buzamiento de la arena FPR-20]	647	FPR20	PDC	M123	6	16	3211-11525	POWER DRIVE 4 3/4"						85	0	MWD	LWD TRIPLE COMBO	PwD	Cabeza Rotatoria	Emulsión Inversa	1.4	

Figura 4.12. Plan de perforación del pozo 11⁸⁶.

Como este pozo fue planeado con pozo piloto se describirá a continuación la problemática y contingencias previsible posibles por etapas comenzando por el pozo piloto continuando con el pozo horizontal.

En la tabla 4.4 se describe por etapa el objetivo del pozo piloto el cual fue perforado y el modelo fue actualizado para la adecuada toma de decisiones y así reducir la incertidumbre durante la siguiente etapa horizontal, determinando el ángulo de ataque adecuado para dicha etapa. Durante la perforación del pozo horizontal, el modelo se fue actualizando en tiempo real definiendo el espesor y ángulos de echado del yacimiento.

Con el flujo de trabajo implementado se logró la reducción de riesgos durante la perforación y la optimización de tiempos para la toma de decisiones.

Etapa	Diámetro Barrena (pg)	Profundidad (mv)	Profundidad (md)	Diámetro TR (in)	Objetivo
1	17 ½	250	250	13 3/8	Establecer retorno de lodo a la superficie con derivador de flujo.
2	12 ¼	1250	1250	9 5/8	Cubrir arenas de la formación Chapopote e instalar conexiones superficiales de control.
3	8 ½	2509	2710	Ag. Desc.	Perforar agujero piloto para verificar cimas de formación objetivo.

Tabla. 4.4. Objetivo pozo piloto por etapa.

Sobre la trayectoria planeada del pozo piloto, se obtuvieron registros sintéticos provenientes de las propiedades modeladas para realizar la evaluación de las propiedades geomecánicas, las cuales fueron posteriormente probadas y utilizadas como datos de entrada para la herramienta de análisis y administración de riesgos de perforación, la cual muestra un escenario de riesgos potenciales por etapa, que sirvieron como referencia para mitigar riesgos y controlar eventos que se presentaron durante el trabajo de perforación.

Problemática que esperaba durante la perforación.

Etapa 2:

La TR de 13 3/8" estaba programada a 250 m con la finalidad de tener mayor gradiente de fractura ya que existía la posibilidad de gasificación de 250-1100 m, ya que en un pozo cercano a había manifestado una gasificación controlando la misma con una densidad de 1.58 gr/cc a la profundidad de 589 m.

Etapa 3:

La TR de 9 5/8" estaba programada a 1250 m con la finalidad de aislar la zona de arenas contenidas en la formación Chapopote y ganar gradiente para llegar a la profundidad total de 2710 m (en esta etapa se atravesaría el paquete de arenas FPR) y en caso de tener condiciones optimas para esta etapa se debía perforar 100 m adicionales.

Para anticipar la problemática posible durante la perforación del pozo piloto se listó en la Figura 1.13 y Tabla 4.5 de forma esquemática el análisis de riesgo durante las primeras tres etapas, considerando una profundidad vertical para cada una y enunciando la problemática y las alternativas de solución.

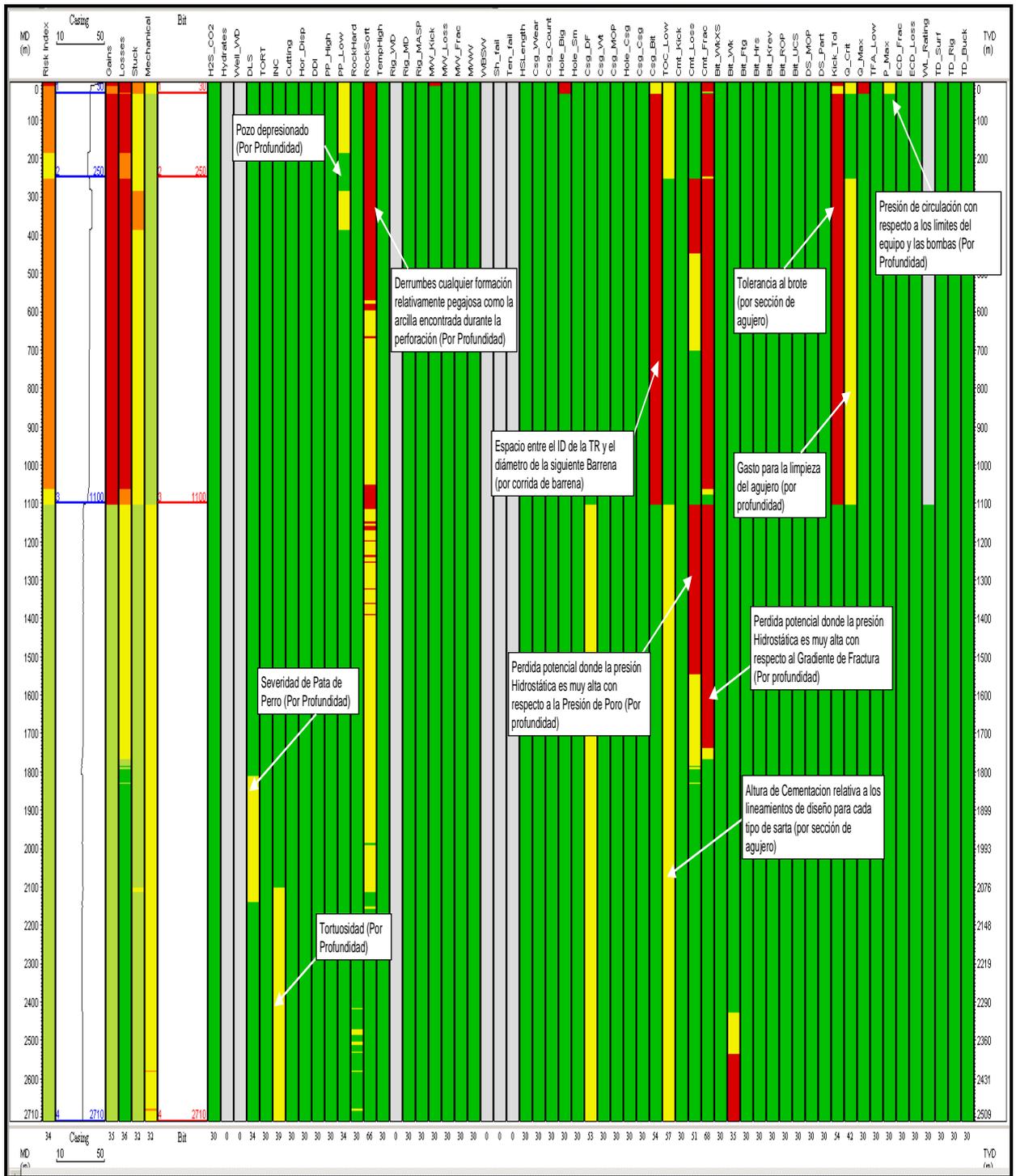


Figura 4.13. Muestra la problemática de manera esquemática a la profundidad de acuerdo a la experiencia del área⁸⁷.

Etapa	Diámetro Barrena (pg)	Profundidad (mv)	Profundidad (md)	Problemática	Alternativas de Solución
1	17 ½	250	250	Problemas de limpieza por tamaño de agujero. y/o hinchamiento de la formación.	Verificar propiedades y dar tratamiento al fluido de perforación, bombear baches de limpieza.
2	12 ¼	1250	1250	Arrastres generados por problemas de limpieza, inestabilidad de agujero por inhibición química.	Verificar propiedades y dar tratamiento al fluido de perforación, Bombear baches de limpieza, mantener la concentración de inhibidores de tal forma de minimizar la hidratación de las lutitas.
3	8 ½	2509	2710	Arrastre y alto torque, generados por problemas de limpieza en espacio anular. Bajos ritmos de penetración por dureza de la formación. Gasificaciones al entrar a la formación Chicontepec.	Verificar propiedades y dar tratamiento al fluido de perforación. Se programaron barrenas PDC 8 aletas y cortadores 13 mm además de contar con barrenas Tricónicas de contingencia. Se contará con cabeza rotatoria. Perforar con flujo controlado para penetrar la formación Chicontepec, se contará con cabeza rotatoria a partir de 1250 m y PWD.

Tabla 4.5. Análisis de riesgo durante la perforación del pozo piloto.

Otro factor a considerar es la ventana operacional para determinar la densidad del lodo durante la perforación la cual en base a experiencias adquiridas en pozos alrededor del área las podemos observar en la Figura 4. 14.

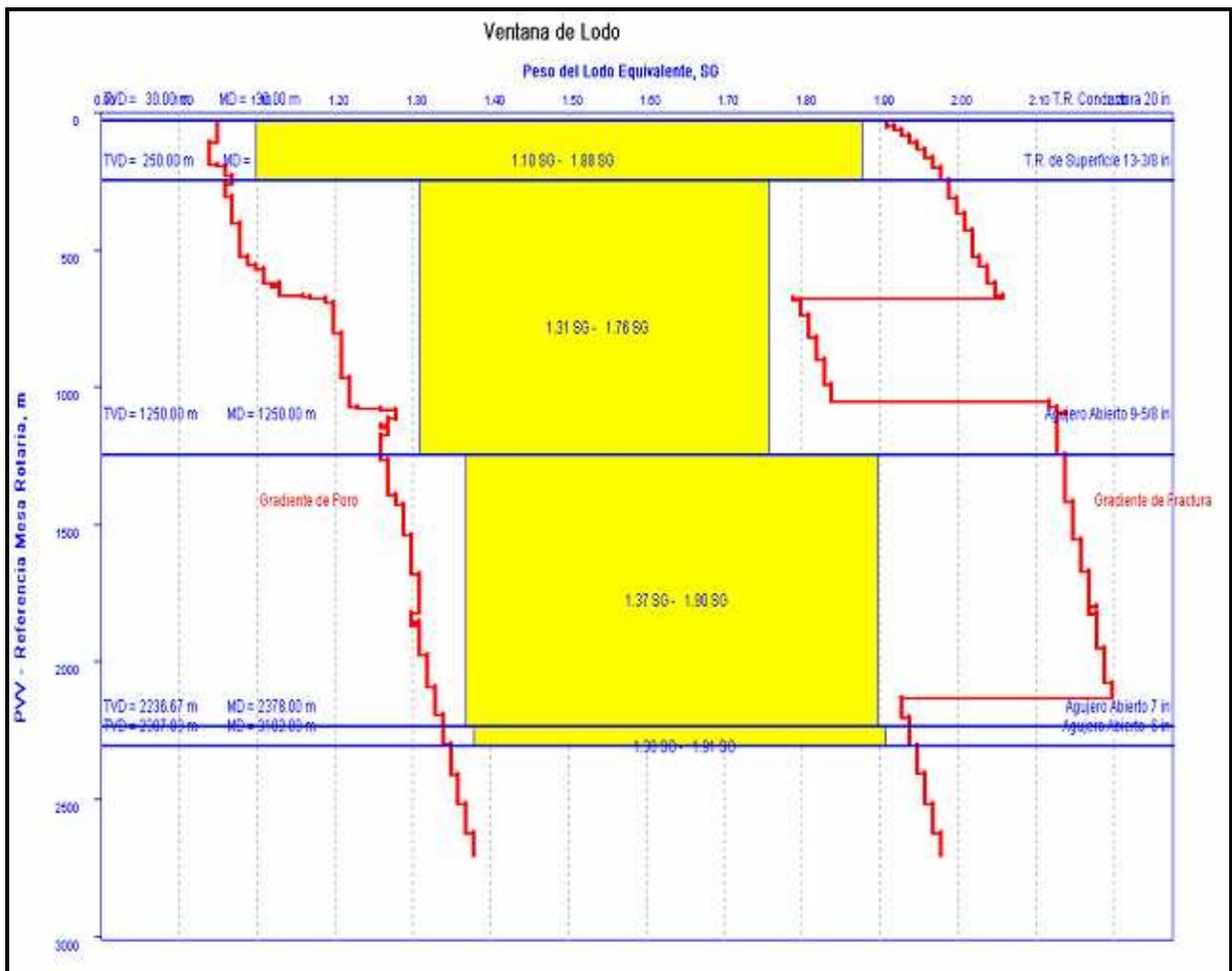


Figura 4.14. Muestra la ventana operacional con la densidad de fluido de perforación posible del pozo 11⁸⁸.

Considerando las experiencias mostradas en la ventana operacional se recomendó el siguiente programa de fluidos mostrado en la Tabla 4.6, para evitar daños a la formación durante cada etapa del pozo piloto.

Profundidad m.d.b.m.r	Diámetro Agujero	Tamaño TR	Tipo de Fluido	Densidad del lodo (gr/cc)
0 – 250	17 ½"	13 3/8"	BENTONITICO	1.15
250 – 1250	12 ¼"	9 5/8"	EMULSION INVERSA	1.15-1.30
1250 - 2000	12 ¼"	Ag. Desc.	EMULSION INVERSA	1.30- 1.55
2000 – 2710	8 ½"	Ag. Desc.	EMULSIÓN INVERSA	1.55

Tabla 4.6. Programa de fluidos.

Recomendaciones:

A partir de 2000 m hasta 2710 m se debe utilizar densidad de lodo 1.55 gr/cc en combinación con cabeza rotatoria.

Realizar las pruebas de compatibilidad entre el fluido de perforación con el yacimiento (sistema roca fluido).

Se recomendó mantener materiales y aditivos en cantidad suficiente y acorde con las necesidades del pozo. Adecuar y mantener la densidad y propiedades reológicas del fluido en las diferentes etapas conforme al desempeño durante la perforación.

Para el caso del pozo horizontal las etapas que se tienen son dos ya que las primeras tres son iguales que el pozo piloto y en este caso ya se tenía un programa de contingencia en caso de ser necesario en la tabla 4.7 se muestra el objetivo de las etapas tres y cuatro y en la tabla 4.8 el análisis de riesgo posible en la sección horizontal siendo la etapa cuatro donde se podría haber presentado alguna problemática.

Etapa	Diámetro Barrena (pg)	Profundidad (mv)	Profundidad (md)	Diámetro TR (pg)	Objetivo
3	8 ½	2234	2378	7	Cubrir zona de construcción de la curva, asentar tubería encima de la arena FPR-20.
4	6 1/8	2305	3102	Agujero Descubiert o	Perforar agujero de 61/8" para producir en agujero descubierto.

Tabla 4.7. Objetivo pozo horizontal por etapa.

Etapa	Diámetro Barrena (pg)	Profundidad (mv)	Profundidad (md)	Problemática	Alternativas de Solución
4	6 1/8	2305	3102	Acumulación de recortes en la parte baja del pozo.	Circular y rotar con gastos altos, trabajar con las rpm altas permisibles. Programar viajes cortos cada 200 m, Vigilar continuamente la reología del fluido

					para mantener la inhibición de las arcillas.
				Gasificaciones al entrar a la formación Chicontepec.	Perforar con flujo controlado para control de gasificaciones al penetrar la formación Chicontepec, se contará con cabeza rotatoria a partir de 1800 m del pozo piloto adicionalmente se llevará PWD y triple combo.
				Dureza de la formación.	Esta etapa esta programada a perforar con barrenas PDC y se espera encontrar UCS hasta de 19 000 psi, se contará en sitio con barrenas tricónicas de respaldo.

Tabla 4.8. Análisis de riesgo sección horizontal

Para el programa de fluidos pozo horizontal se respeto el utilizado en el pozo piloto ya que se atravesó la misma columna estratigráfica, para la a profundidad de 2200 m a 3100 se utilizó emulsión inversa como se observa en la tabla 4.9.

Intervalo (m)		Tipo Fluido	Densidad del lodo gr/cc
2200	2378	Emulsión Inversa.	1.55
2378	3102	Emulsión Inversa.	1.55

Tabla 4.9. Programa de fluidos pozo horizontal

Los resultados positivos durante la perforación del pozo, se obtuvieron de la aplicación de una herramienta que medía en tiempo real, el avance de la perforación y profundidad.

En la Figura 4.15 se muestra el seguimiento y monitoreo de los tiempos de perforación y terminación del pozo horizontal considerando los tiempos reales donde se presentaron problemas durante el programa de perforación y terminación.

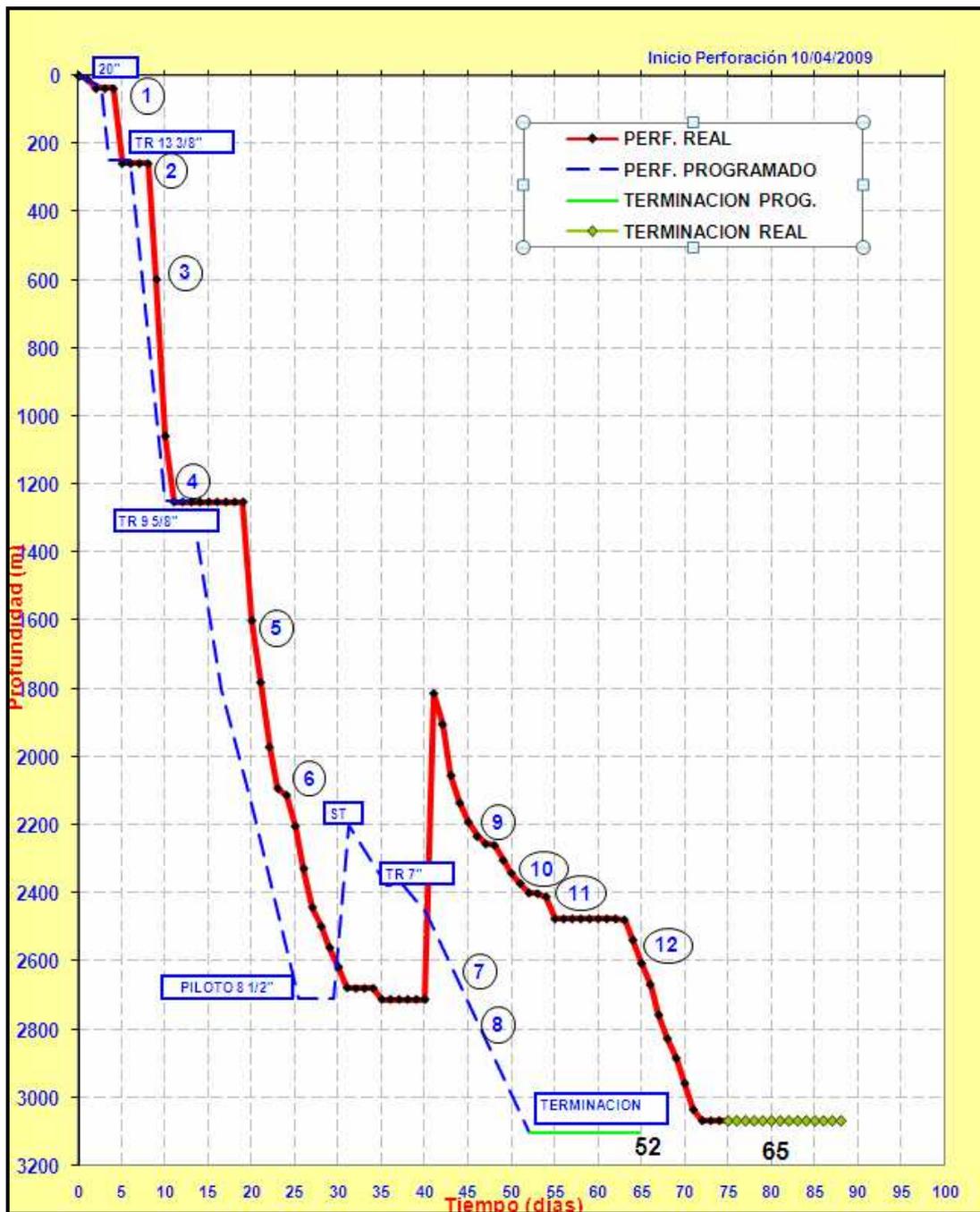


Figura 4.15. Gráfica de profundidad contra tiempo, pozo 11⁸⁹.

En la Figura 4.15 se muestra el seguimiento y monitoreo de los tiempos de perforación y terminación del pozo horizontal considerando los tiempos reales donde se presentaron problemas durante el programa de perforación y terminación.

Como se puede observar en la figura 4.11 La problemática que se encontró fue la siguiente:

- 1.- Fuga en presa asentamiento/campana
- 2.- Fuga en Rams de preventores
- 3.- Falla en bombas y Top Drive
- 4.- Esperas/ para instalación de preventor esférico
- 5.- Fallas en Top Drive/Equipo
- 6.- Resistencias
- 7.- Fugas en cabeza rotatoria
- 8.- Resistencias, desfase de profundidades
- 9.- Cambio de motor de fondo
- 10.-Fallo sensor profundidad (SLB)
- 11.-Fallo motor de fondo
- 12.-Fallo soplador silo barita.

Se tenía programado la construcción total del pozo en 52 días, pero por las fallas antes mencionadas se adicionaron 13 días más.

IV.4. Fase Cuatro (Evaluación y Lecciones Aprendidas).

El pozo en estudio se entregó a la coordinación de operación de pozos e instalaciones de explotación, COPIE.

IV.4.1. Evaluación del Pozo No Convencional.

La profundidad total del pozo piloto programada fue de 2,710 md, considerado así mismo una inclinación de 45°.

La profundidad total del pozo horizontal programado fue de 3102 md, con un ángulo de 73° y en agujero descubierto. El grupo multidisciplinario propuso que atravesará la

arena en forma transversal considerando un ángulo de 81 ° así mismo tres fracturas mas una de contingencia dando un total de cuatro.

Se consideró la ubicación de los puertos para generar una fractura principal en cada cuerpo, tal y como se muestra en la Fig.4.16 la primera fractura permitiría contactar el cuerpo 13, en el caso de los pozos horizontales la extensión vertical de la fractura permite contactar cuerpos superiores e inferiores a la ubicación del puerto y ese era el propósito del pozo 11.

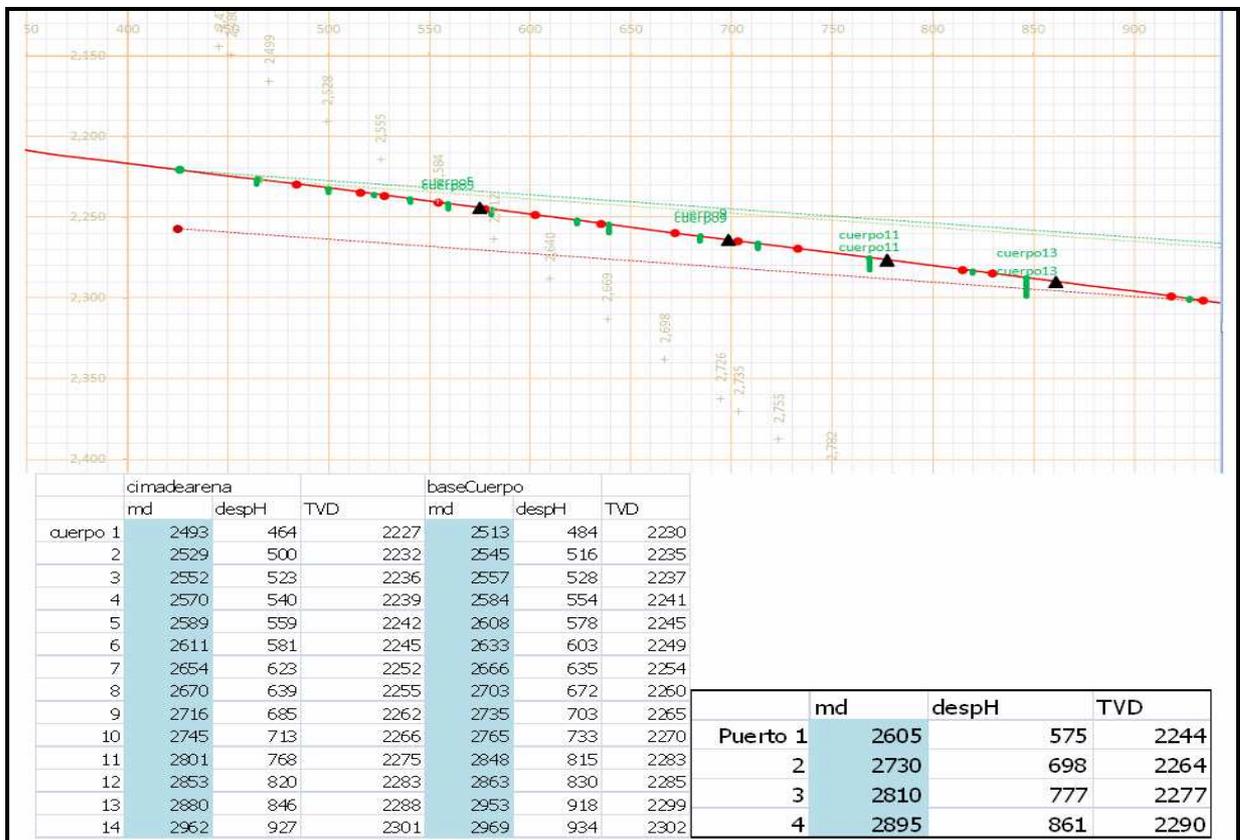


Figura 4.16. Gráfica que presenta los puertos de fractura del pozo 11⁹⁰.

Los indicadores en color rojo, simulan la ubicación de los doce cuerpos arenosos que conforman la secuencia estratigráfica FPR-20.

Los indicadores verdes, simulan los espesores netos de las arenas. Por ejemplo; el cuerpo 13 es el más grande de 18 m aproximadamente.

Los indicadores triangulares y en color negro, simulan la ubicación propuesta de los cuatro puertos a lo largo de la sección horizontal y su profundidad estimada.

Los primeros resultados después de realizada la fractura se presentaron en la siguiente Figura 4.17. Mostrando que el yacimiento respondió de forma eficiente con la fracturas diseñadas y ubicadas en la sección horizontal.

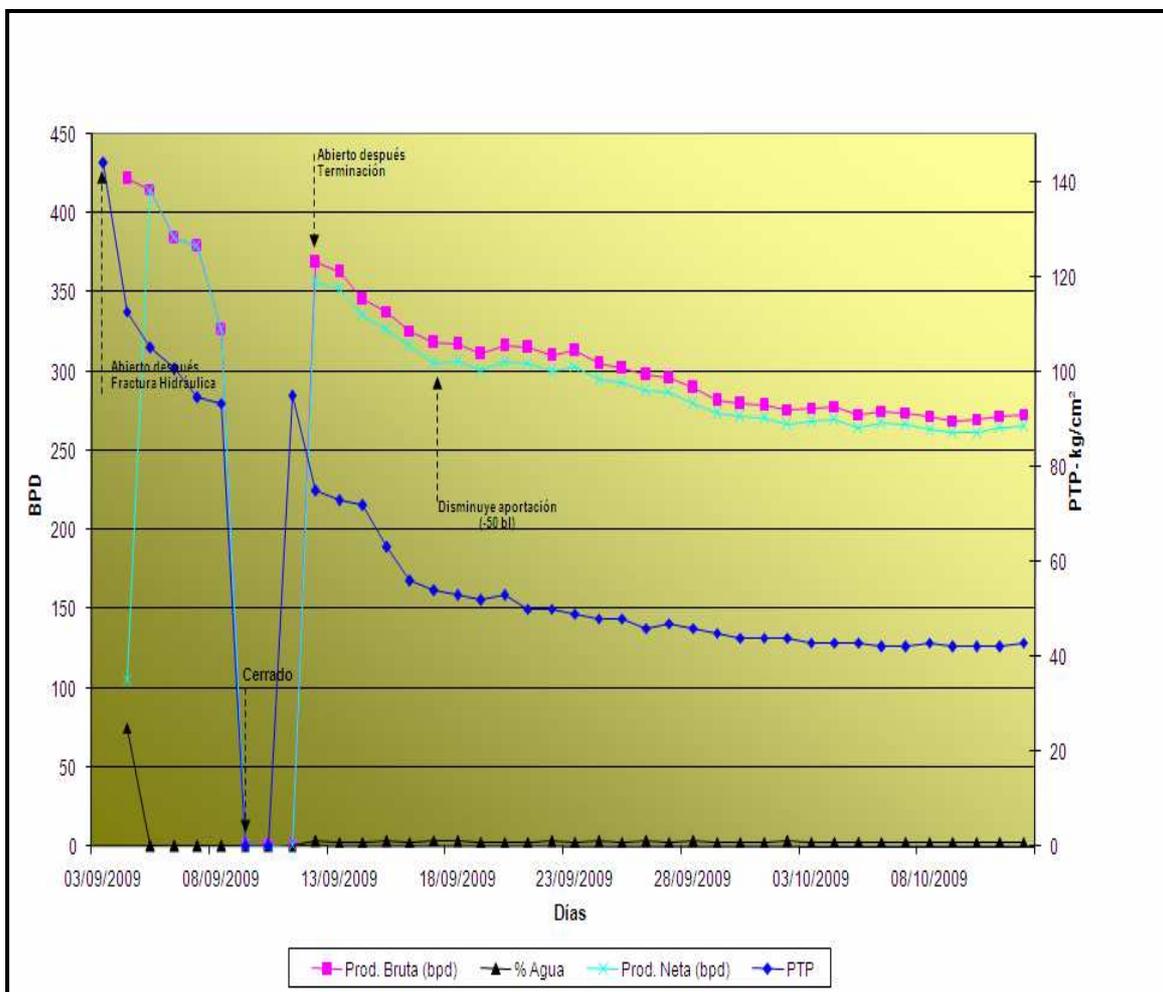


Figura 4.17. Comportamiento de la producción inicial del pozo 11⁹¹.

Como podemos observar en la gráfica anterior se comenzó con un $Q_{oi}=450$ bpd estabilizándose en los primeros días con una producción de 250 bpd, hubo un período de tres días en el cual se realizó un cambio de estrangulador a 4ml.

El porcentaje de agua no llegó ni a un bpd, en cuanto a la presión en la cabeza del pozo inicial de 150 kgf/cm^2 , estabilizándose en 42 kgf/cm^2 .

Se dio seguimiento al pozo mostrado y en comparación con los pozos verticales, los cuales presentaron una producción estabilizada de 50 bpd promedio en los 70 pozos operando hasta diciembre del 2009, el pozo horizontal se mantuvo en 145 bpd. En seguida se muestra un modelo con las trayectorias horizontales y verticales del área drenada en donde se encuentra ubicado el pozo 11 Figura 4.18.

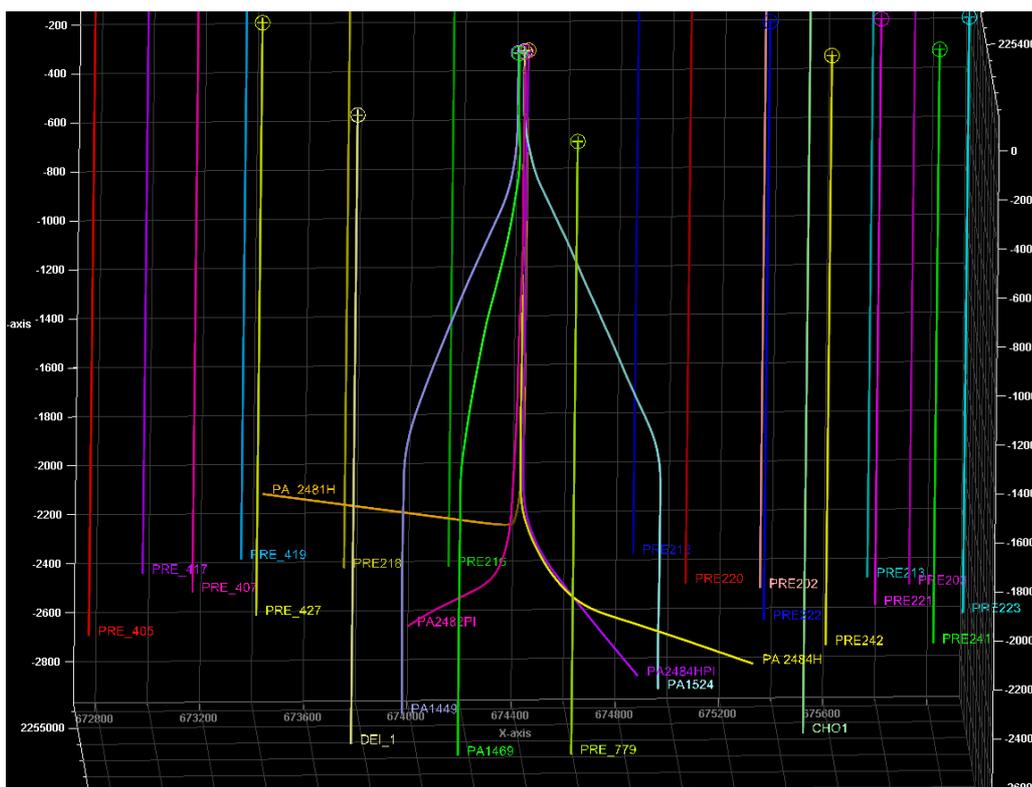


Figura 4.18. Trayectoria del pozo piloto y horizontal 11⁹².

El pozo horizontal después de operar por un año y un mes a octubre del 2010 mantenía una producción de 145 bbl/día.

Actualmente el pozo se encuentra cerrado por una intervención realizada en el mes de septiembre del 2010. El comportamiento del pozo registrado hasta antes de cerrarlo mantenía una presión en cabeza de 400 psi, con un gasto diario de $Q_o = 150$ bls /día.

IV.4.2. Lecciones aprendidas durante la ejecución del proyecto.

Dentro de las lecciones aprendidas fueron:

Se Integró la información en tiempo real, lo cual fue un factor de éxito durante la ejecución y construcción del pozo.

Se desarrollo una metodología con técnicas concretas de aplicación, para el diseño de pozos no convencionales.

La información documentada servirá para futuras perforaciones de pozos no convencionales en áreas semejantes.

Analizar y anticipar riesgos durante la perforación de pozos no convencionales.

En la evaluación del pozo mostró falta de seguimiento, debido a que no se le mantuvo el equipo multidisciplinario integrado, durante la vida productiva del pozo presentado, debido a que se entregó a un equipo externo, el cual no tenía referencia de la aplicación del proyecto, por lo tanto no se continuó con el seguimiento al comportamiento en cuanto a su vida productiva.

En la siguiente tabla 4.10 se muestra una valoración del éxito durante las fases del pozo presentado.

CRITERIOS DE ÉXITO	CALIFICACIÓN		
	ÉXITOSO	PARCIAL	NO EXITOSO
ORGANIZACIÓN Y PARTICIPACIÓN DEL EQUIPO MULTIDISCIPLINARIO	X		
FASE UNO (PLANEACIÓN)	X		
FASE DOS (FACTIBILIDAD TÉCNICA)	X		
FASE TRES (PROGRAMA DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN)	X		
FASE CUATRO (EVALUACIÓN Y LECCIONES APRENDIDAS)		X	X
APLICACIÓN	X	X	
NIVEL DE IMPACTO Y SOSTENIBILIDAD DE LAS INTERVENCIONES		X	

Tabla. 4.10 Criterios de éxito para la metodología aplicada.



CONCLUSIONES.



CONCLUSIONES.

La aplicación de una metodología adecuada, la cual permita mejorar el flujo de información, centrarse en aspectos para darle formalización a la aplicación de los procesos como son; planificación, factibilidad técnica y económica, desarrollo de los programas de perforación y terminación con su análisis de riesgo e incertidumbre involucrados, para los pozos no convencionales y detallar las lecciones aprendidas bajo una metodología sistemática e incrementar los niveles de rentabilidad de las inversiones realizadas basado en la toma de decisiones.

La metodología deberá ser aplicada a través equipos multidisciplinarios, a pozos de tipo no convencional.

Integración de los equipos multidisciplinarios, basado en un grupo de profesionistas de diferentes especialidades con experiencia y que integren de manera ordenada y sistemática cada etapa, para que se genere valor agregado.

El principal enfoque es buscar la mejor solución y /o alternativa de aplicación de la tecnología de pozos horizontales, con la metodología adecuada, teniendo como objetivo mejorar la producción del yacimiento.

En este orden de ideas, se espera mediante la aplicación de esta metodología y con la tecnología adecuada en el campo Chicontepec, una solución para acceder a zonas del yacimiento no drenadas, poniendo en contacto la mayor extensión de formación productora a través de pozos no convencionales.

Las premisas fundamentales para evaluar el diseño del pozo no convencional son:

- Seleccionar el tipo de pozo no convencional que mejor aplica para drenar las reservas remanentes en el sector donde se perforará.

- Establecer los objetivos de producción a través de diversos escenarios con trayectorias del pozo no convencionales viables en el yacimiento.
- Aplicar la curva de aprendizaje obtenida durante la perforación de pozos no convencionales.
- Análisis económico con el objeto de la rentabilidad de la inversión al pozo.
- Mejorar la capacidad de toma de decisiones contribuyendo a formar una organización que aprende de experiencias previas.
- Propiciar un cambio de puntos de vista, que modifiquen esquemas y procesos que nos permitan ser más eficientes en el mediano plazo en la construcción y aplicación de pozos no convencionales como soluciones puntuales para Chicontepec, rompiendo paradigmas establecidos.
- Formar gente enfocada a resultados.



ANEXOS.



Anexo 1.

Especialidad profesional	Funciones	Competencias Requeridas
Geofísico	<p>El modelo de velocidades Generación de sismogramas sintéticos El modelo estructural Atributos sísmicos Procesado de imágenes y adquisición sísmica Generación e interpretación de atributos sísmicos. Identificación de riesgos e incertidumbres sísmicas.</p>	<p>Experiencia en:</p> <p>Interprete sísmico Procesado y adquisición sísmico 2D y 3D Interpretación sísmica 2D y 3D Modelado estructural, ambientes sedimentarios Integración geofísica-geología</p>
Geomecánico	<p>Definir el gradiente de fractura. Estimar el campo de esfuerzos. Definir la presión de poro Generar el modelo geomecánico. Generar el modelo de fracturas del pozo.</p>	<p>Experiencia en:</p> <p>Mecánica de rocas Geología estructural Geomecánica Interpretación de registros geofísicos.</p>
Geólogo	<p>Modelo sedimento lógico Modelo estratigráfico Modelos estructural Modelo de facies (Diagénesis) Bioestratigrafía Análisis de secuencia Identificación de riesgos e incertidumbres geológicas</p>	<p>Experiencia en:</p> <p>Estratigrafía y Sedimentología Interpretación geológica Ambientes sedimentarios Interpretación de registros Planos y secciones estructurales. Yacimientos fracturados.</p>
Petrofísico	<p>El modelo Petrofísico Seleccionar los intervalos a producir Estimación de cortes Determinar Unidades Hidráulicas Estimar las propiedades físicas de la roca (ϕ, H_n, k, etc.) Estimar el contenido de fluidos Identificación de riesgos e incertidumbres petrofísicas</p>	<p>Experiencia en:</p> <p>Interpretación de registros geofísicos. Evaluación petrofísica. Determinación de unidades hidráulicas.</p>

Tabla A1. Equipo multidisciplinario.

Especialidad profesional	Funciones	Competencias Requeridas
Ingeniero de Perforación de pozos	<p>Diseño detallado del programa de perforación Definir la geometría del pozo Selección del equipo de perforación. Diseñar las tuberías de revestimiento y aparejos de perforación. Diseñar las barrenas Diseñar las cementaciones primarias. Diseñar el fluido de perforación. Diseñar la trayectoria del pozo. Diseño de la hidráulica.</p>	<p>Experiencia en:</p> <ul style="list-style-type: none"> Perforación de pozos Diseño en pozos convencionales y no convencionales. Diseño de tuberías de revestimiento y aparejos de perforación. Tipo de barrenas Cementaciones. En fluidos de perforación Mecanismos de daño a la formación. VPN/VPI
Ingeniero de Terminación de pozos	<p>Diseñar de terminación del pozo. Diseñar el aparejo de producción (tuberías y accesorios). Diseñar el tipo de pistolas Diseñar las estimulaciones y fracturamiento. Diseñar el fluido para la terminación.</p>	<p>Experiencia en:</p> <ul style="list-style-type: none"> Diseño de terminación de pozos. Estimulaciones y fracturamiento. Disparos de producción. Fluidos de terminación. Mecanismos de daño a la formación.

Ingeniero de Yacimientos	<p>Revisar y validar Permeabilidad relativa, Presiones capilares, Compresibilidades. Revisar y analizar el historial de producción. Determinación de unidades hidráulicas. Estimar las áreas preferenciales de flujo. Estimar los contactos agua – aceite, gas-aceite. Realizar la caracterización de fluidos. Análisis de pruebas de presión y de producción. Balance de materia. Cálculo de reservas. Pronósticos de producción.</p>	<p>Experiencia en:</p> <p>En pruebas de presión producción Ingeniería de yacimientos Análisis PVT Pronósticos de Producción</p>
--------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tabla A1. Equipo multidisciplinario (continuación).

Especialidad profesional	Funciones	Competencias Requeridas
Ingeniero de Proyecto	Verificar que el programa de perforación se cumpla	<p>Experiencia en operaciones críticas: Cementaciones, toma de registros, introducción de TR`s; pruebas de integridad etc.</p>
Ingeniero de Productividad	<p>Seleccionar el diámetro del aparejo de producción Diseñar el tipo de aparejo de producción Evaluación el daño de la formación Realizar tablas hidráulicas Diseñar el tipo de disparos Diseñar estimulaciones y fracturamiento</p>	<p>Experiencia en:</p> <p>En análisis nodal. Eficiencia económica VPN/VPI En sistemas artificiales de producción. En estimulaciones y fracturamiento. Análisis de daño en el pozo.</p>
Ingeniero de Operaciones	<p>Incorporación de las mejores prácticas operacionales y lecciones aprendidas dentro de la Metodología. Seguridad ambiental y laboral.</p>	<p>Experiencia en técnicas y procedimientos operacionales de perforación, terminación y mantenimiento de pozos y aplicación de normas de seguridad en las operaciones.</p>
Ingeniero de	Diseñar los fluidos de perforación y terminación de pozos dentro de la Metodología.	<p>Experiencia y conocimiento de los diferentes fluidos utilizados durante la perforación y terminación</p>

Fluidos		de pozos, en la prevención del daño a la formación.
Ingeniero de Cementación	Diseñar las cementaciones primarias y secundarias del proyecto pozo.	Experiencia en: Técnicas de cementaciones primarias. Técnicas de cementaciones secundarias. Pruebas de bombeo.
Especialista en Límite Técnico	Determinar el límite técnico en la construcción del pozo.	Experiencia en la aplicación de la técnica del límite técnico. Conocimiento de las diversas actividades realizadas en la perforación y terminación del pozo.
Ingeniero Yacimientos	Modelo estático y dinámico del yacimiento.	Experiencia en simulación de yacimientos.
Ingeniero de Diseño de Instalaciones Superficiales	Diseñar las instalaciones superficiales de producción. Accesos óptimos rutas viables para los quipos de perforación y terminación. Baterías de producción.	Modelado y diseño de instalaciones, modelado y diseño de redes, automatización y control de procesos subsuelo-superficie.

Tabla A1. Equipo multidisciplinario (termina).

Anexo 2.

Pozo	Fecha	Días en Operación	Aceite Mensual bbl	Gas Mensual MMcf	Gas Mensual bbl	Qo bbl/d	Qg MMpc/d	Qw bbl/d	RGA scm/m3	Agua %	Np Mbbl	Gp MMpc	Wp Mbbl
B-1	abr-1980	15	94,35	0,106	0,00	6,29	0,01	0,00	200,	0,00	4,705	2,514	0,509
CH-1	jun-2009	30	625,70	3,753	258,21	20,86	0,13	8,61	1068,	29,21	117,259	172,821	1,339
D-1	nov-2008	2	137,12	0,198	11,65	68,56	0,10	5,83	258,	7,83	0,137	0,198	0,012
E-1	jul-2009	31	5439,56	25,004	31,95	175,47	0,81	1,03	819,	0,58	302,233	362,403	4,154
F-1	jul-2009	31	1307,21	0,908	137,66	42,17	0,03	4,44	124,	9,53	8,329	5,536	0,596
P-1	feb-2007	27	411,88	1,179	65,98	15,25	0,04	2,44	510,	13,81	262,648	561,754	11,749
POZO-121	jul-2009	19	469,36	0,169	0,00	24,70	0,01	0,00	64,	0,00	98,771	507,966	1,453
POZO-122	jul-2009	31	731,73	0,425	0,00	23,60	0,01	0,00	103,	0,00	155,514	1174,622	1,707
POZO-123	jun-2009	8	87,39	0,168	0,00	10,92	0,02	0,00	343,	0,00	195,447	1020,629	1,277
POZO-124	jul-2000	16	177,63	0,459	0,00	11,10	0,03	0,00	461,	0,00	182,027	526,493	1,868
POZO-125	jun-1997	9	113,22	0,025	0,00	12,58	0,00	0,00	39,	0,00	279,701	1069,286	3,856
POZO-126	jun-2006	14	24,20	0,012	0,00	1,73	0,00	0,00	91,	0,00	50,779	185,521	1,855
POZO-127	may-2009	1	17,58	0,028	0,00	17,58	0,03	0,00	284,	0,00	286,461	1046,588	15,802

POZO-128	jun-2009	27	530,48	1,057	0,00	19,65	0,04	0,00	355,	0,00	191,747	1478,393	1,377
POZO-129	jun-2009	16	358,46	0,663	0,00	22,40	0,04	0,00	329,	0,00	93,004	446,165	0,628
POZO-130	dic-2007	5	55,47	0,087	0,00	11,09	0,02	0,00	281,	0,00	164,837	827,573	2,476
POZO-132	jun-2009	1	23,90	0,018	2,66	23,90	0,02	2,66	132,	10,00	128,027	698,628	0,233
POZO-133	jul-2009	7	119,05	0,080	0,00	17,01	0,01	0,00	120,	0,00	257,963	1471,999	3,529
POZO-134	abr-2009	16	265,43	0,408	0,00	16,59	0,03	0,00	273,	0,00	329,560	1135,264	9,628
POZO-135	may-2009	4	43,64	0,049	0,00	10,91	0,01	0,00	202,	0,00	53,412	194,717	0,044
POZO-135	jun-1986	25	157,25	0,883	0,00	6,29	0,04	0,00	1000,	0,00	90,485	216,313	0,805
POZO-136	may-2009	1	22,42	0,032	0,00	22,42	0,03	0,00	251,	0,00	53,243	145,295	0,055
POZO-136	jul-1989	31	2289,49	3,295	0,00	73,85	0,11	0,00	256,	0,00	97,133	270,747	0,302
POZO-137	jul-2009	29	477,83	0,398	0,00	16,48	0,01	0,00	148,	0,00	81,391	290,941	0,297
POZO-138	jul-2009	6	122,49	0,180	0,00	20,42	0,03	0,00	262,	0,00	183,244	573,798	0,345
POZO-139	jun-1986	22	138,38	0,802	0,00	6,29	0,04	0,00	1032,	0,00	70,339	225,392	0,554
POZO-139	sep-2007	8	199,52	0,113	49,02	24,94	0,01	6,13	101,	19,72	61,532	69,228	10,100
POZO-140	ene-2009	21	310,02	0,290	0,00	14,76	0,01	0,00	167,	0,00	161,767	340,716	1,560
POZO-140	abr-2009	10	200,02	0,186	0,00	20,00	0,02	0,00	166,	0,00	25,406	106,247	0,000
POZO-141	abr-2009	19	203,16	0,586	0,00	10,69	0,03	0,00	513,	0,00	75,247	156,158	1,950
POZO-142	jul-2009	22	361,37	0,250	0,00	16,43	0,01	0,00	123,	0,00	123,951	724,323	9,215
POZO-143	ene-1991	15	69,19	0,035	0,00	4,61	0,00	0,00	91,	0,00	48,155	215,395	1,818

Tabla A2. Pozos perforados en el campo Presidente Alemán.

Pozo	Fecha	Días en Operación	Aceite Mensual bbl	Gas Mensual MMcf	Gas Mensual bbl	Qo bbl/d	Qg MMpc/d	Qw bbl/d	RGA scm/m3	Agua %	Np Mbbl	Gp MMpc	Wp Mbbl
POZO-144	jun-2009	30	309,49	0,465	0,00	10,32	0,02	0,00	267,	0,00	19,895	18,553	0,000
POZO-144	jul-2009	3	33,95	0,045	0,00	11,32	0,01	0,00	235,	0,00	39,458	116,647	0,164
POZO-145	may-2009	26	272,38	0,410	0,00	10,48	0,02	0,00	268,	0,00	37,804	51,460	0,000
POZO-145	feb-2001	2	7,50	0,021	0,00	3,75	0,01	0,00	505,	0,00	79,964	227,436	1,359
POZO-146	jun-2009	12	177,52	0,212	0,00	14,79	0,02	0,00	212,	0,00	54,810	57,070	1,073
POZO-146	jul-2009	5	95,92	0,095	0,00	19,18	0,02	0,00	176,	0,00	56,025	147,611	0,182
POZO-147	jul-2009	31	485,95	1,207	0,00	15,68	0,04	0,00	442,	0,00	49,784	232,182	8,032
POZO-148	ago-2007	17	269,05	0,343	0,00	15,83	0,02	0,00	227,	0,00	31,886	72,077	1,409
POZO-148	jul-2009	5	84,96	0,041	0,00	16,99	0,01	0,00	86,	0,00	191,735	337,268	3,510
POZO-149	may-2009	13	145,40	0,205	0,00	11,18	0,02	0,00	252,	0,00	319,894	890,889	4,032
POZO-18	may-1995	4	44,03	0,011	0,00	11,01	0,00	0,00	43,	0,00	260,486	556,399	11,435
POZO-202	ene-2009	31	249,75	0,976	0,00	8,06	0,03	0,00	696,	0,00	98,049	176,984	0,569
POZO-202	abr-2009	23	287,44	1,445	0,00	12,50	0,06	0,00	895,	0,00	8,556	15,723	0,032
POZO-203	ene-2009	31	499,50	0,976	0,00	16,11	0,03	0,00	348,	0,00	101,171	55,381	0,000

POZO-203	jul-2009	21	292,14	0,849	0,00	13,91	0,04	0,00	518,	0,00	14,510	25,478	0,011
POZO-212	ene-2009	31	499,50	0,976	11,90	16,11	0,03	0,38	348,	2,33	248,697	286,330	138,268
POZO-212	mar-2009	31	284,05	0,661	6,04	9,16	0,02	0,19	415,	2,08	145,447	295,191	2,304
POZO-213	nov-1999	1	18,87	0,064	0,00	18,87	0,06	0,00	600,	0,00	8,001	11,199	0,050
POZO-213	oct-1989	30	647,85	0,127	0,00	21,60	0,00	0,00	35,	0,00	16,008	13,148	0,145
POZO-216	jun-2009	30	589,50	1,045	0,00	19,65	0,03	0,00	316,	0,00	567,786	1223,297	1,801
POZO-218	may-2009	13	207,71	0,329	0,00	15,98	0,03	0,00	282,	0,00	84,481	188,389	0,289
POZO-218	ene-1990	31	264,17	1,204	0,00	8,52	0,04	0,00	812,	0,00	99,662	493,646	0,088
POZO-220	mar-2009	10	101,14	0,312	2,77	10,11	0,03	0,28	549,	2,66	498,269	554,956	2,582
POZO-221	jun-2009	30	586,59	2,189	273,11	19,55	0,07	9,10	665,	31,77	194,224	269,628	4,107
POZO-222	jul-2009	31	547,61	1,649	0,00	17,66	0,05	0,00	536,	0,00	348,043	537,423	3,671
POZO-223	oct-2008	13	360,15	0,157	17,80	27,70	0,01	1,37	78,	4,71	92,165	188,227	0,024
POZO-223	mar-2009	14	132,84	0,297	5,41	9,49	0,02	0,39	398,	3,91	46,981	139,480	0,055
POZO-23	mar-2007	6	119,69	0,079	65,98	19,95	0,01	11,00	118,	35,54	238,114	875,866	14,773
POZO-231	mar-2009	23	430,29	0,955	0,00	18,71	0,04	0,00	395,	0,00	160,979	383,040	1,802
POZO-231	jul-2009	8	339,57	2,701	0,00	42,45	0,34	0,00	1417,	0,00	190,097	291,483	14,838
POZO-232	jun-2009	24	592,60	1,633	0,00	24,69	0,07	0,00	491,	0,00	224,429	621,857	1,237
POZO-232	jul-2009	12	225,53	0,462	53,55	18,79	0,04	4,46	365,	19,19	85,176	269,171	0,538

Tabla A2. Pozos perforados en el campo Presidente Alemán (continuación).

Pozo	Fecha	Días en Operación	Aceite Mensual bbl	Gas Mensual MMcf	Gas Mensual bbl	Qo bbl/d	Qg MMpc/d	Qw bbl/d	RGA scm/m3	Agua %	Np Mbbl	Gp MMpc	Wp Mbbl
POZO-233	jul-2009	17	1480,01	4,580	0,00	87,06	0,27	0,00	551,	0,00	556,033	805,283	8,472
POZO-234	jul-2009	31	711,89	2,198	260,26	22,96	0,07	8,40	550,	26,77	277,345	512,728	2,367
POZO-236	may-2009	1	18,18	0,025	0,00	18,18	0,02	0,00	240,	0,00	623,096	950,622	4,731
POZO-238	may-2009	19	204,42	0,356	0,00	10,76	0,02	0,00	310,	0,00	96,434	239,726	0,006
POZO-238	oct-1989	16	704,46	1,455	0,00	44,03	0,09	0,00	368,	0,00	170,032	409,940	2,730
POZO-24	jun-1997	30	125,80	0,018	0,00	4,19	0,00	0,00	25,	0,00	1331,376	3932,576	11,208
POZO-241	abr-2009	2	25,16	0,132	0,00	12,58	0,07	0,00	933,	0,00	303,347	409,082	5,065
POZO-242	jul-2009	20	398,48	1,462	0,00	19,92	0,07	0,00	653,	0,00	377,536	817,515	4,863
POZO-247	sep-2008	12	77,49	0,043	0,00	6,46	0,00	0,00	99,	0,00	111,815	225,666	0,541
POZO-248	jun-2008	3	50,00	0,108	4,15	16,67	0,04	1,38	384,	7,67	63,706	112,124	6,739
POZO-248	nov-1990	21	176,11	0,074	0,00	8,39	0,00	0,00	75,	0,00	84,277	65,396	0,088
POZO-254	jul-2009	31	728,93	0,497	0,00	23,51	0,02	0,00	121,	0,00	221,621	245,672	2,220
POZO-256	feb-1990	12	75,48	0,286	0,00	6,29	0,02	0,00	675,	0,00	228,458	353,228	3,862

POZO-256	oct-2004	31	46,00	0,039	0,00	1,48	0,00	0,00	150,	0,00	45,605	73,230	1,075
POZO-271	ene-2009	10	263,71	0,385	0,00	26,37	0,04	0,00	260,	0,00	174,440	190,573	0,182
POZO-272	may-2009	13	145,40	0,246	0,00	11,18	0,02	0,00	302,	0,00	65,699	73,382	0,000
POZO-273	oct-2008	26	515,07	1,106	58,62	19,81	0,04	2,25	382,	10,22	50,257	88,583	3,432
POZO-273	oct-1988	22	138,38	0,057	0,00	6,29	0,00	0,00	73,	0,00	123,167	131,505	0,195
POZO-274	abr-2009	23	498,78	0,573	0,00	21,69	0,02	0,00	205,	0,00	209,322	328,355	2,679
POZO-276	may-2009	20	205,66	0,255	0,00	10,28	0,01	0,00	221,	0,00	34,102	48,806	0,964
POZO-276	sep-1989	9	106,93	0,042	0,00	11,88	0,00	0,00	71,	0,00	93,322	220,590	0,447
POZO-28	mar-1998	17	352,23	0,029	0,00	20,72	0,00	0,00	15,	0,00	8,001	1,675	0,000
POZO-281	jun-2009	7	143,51	0,382	0,00	20,50	0,05	0,00	474,	0,00	27,651	20,915	0,000
POZO-281	jun-1989	27	1515,84	0,639	0,00	56,14	0,02	0,00	75,	0,00	23,291	19,985	0,000
POZO-291	ene-2009	31	309,06	0,287	0,00	9,97	0,01	0,00	166,	0,00	51,677	214,494	0,044
POZO-291	jul-2009	29	1841,49	1,773	0,00	63,50	0,06	0,00	171,	0,00	25,726	36,042	0,361
POZO-292	jun-2009	23	341,01	0,549	0,00	14,83	0,02	0,00	287,	0,00	389,724	994,141	10,749
POZO-293	ene-2009	21	310,02	0,194	0,00	14,76	0,01	0,00	111,	0,00	64,517	145,574	0,028
POZO-293	may-2009	10	164,23	0,226	0,00	16,42	0,02	0,00	245,	0,00	169,717	318,636	10,749
POZO-298	nov-1995	2	18,87	0,007	0,00	9,43	0,00	0,00	67,	0,00	21,574	59,816	5,359
POZO-341	jul-2009	4	79,46	0,077	0,00	19,86	0,02	0,00	173,	0,00	286,495	819,322	0,909
POZO-342	abr-2006	1	4,30	0,001	0,00	4,30	0,00	0,00	37,	0,00	35,287	16,677	0,101

Tabla A2. Pozos perforados en el campo Presidente Alemán (continuación).

Pozo	Fecha	Días en Operación	Aceite Mensual bbl	Gas Mensual MMcf	Gas Mensual bbl	Qo bbl/d	Qg MMpc/d	Qw bbl/d	RGA scm/m3	Agua %	Np Mbbl	Gp MMpc	Wp Mbbl
POZO-342	abr-2009	19	323,93	0,282	0,00	17,05	0,01	0,00	155,	0,00	28,354	68,752	0,000
POZO-343	abr-2009	10	179,26	0,277	0,00	17,93	0,03	0,00	275,	0,00	30,989	66,573	0,421
POZO-361	ene-2009	17	174,32	0,243	0,00	10,25	0,01	0,00	248,	0,00	38,517	60,685	0,003
POZO-361	nov-1989	28	157,25	1,225	0,00	5,62	0,04	0,00	1388,	0,00	41,777	87,676	0,346
POZO-362	dic-2007	13	140,89	0,135	0,00	10,84	0,01	0,00	171,	0,00	174,325	783,786	0,478
POZO-363	ene-2009	31	310,20	0,362	0,00	10,01	0,01	0,00	208,	0,00	152,129	361,131	0,151
POZO-363	jun-2009	8	145,64	0,202	0,00	18,21	0,03	0,00	247,	0,00	60,680	171,013	0,293
POZO-364	oct-1998	6	144,67	0,021	0,00	24,11	0,00	0,00	26,	0,00	76,585	269,978	0,019
POZO-364	sep-1987	4	56,61	0,233	0,00	14,15	0,06	0,00	733,	0,00	218,156	736,208	4,422
POZO-381	jul-2009	3	51,73	0,112	21,72	17,24	0,04	7,24	386,	29,57	189,995	656,756	0,668
POZO-382	ago-1990	31	276,75	0,000	12,58	8,93	0,00	0,41	0,	4,35	92,032	454,599	0,189
POZO-382	abr-2009	17	179,89	0,281	0,00	10,58	0,02	0,00	278,	0,00	48,886	88,045	0,038
POZO-383	dic-2008	2	14,16	0,031	0,00	7,08	0,02	0,00	392,	0,00	112,685	155,588	0,025

POZO-383	jun-2009	4	63,62	0,118	0,00	15,90	0,03	0,00	330,	0,00	54,045	79,033	0,075
POZO-384	jun-1990	5	37,74	0,004	0,00	7,55	0,00	0,00	17,	0,00	54,879	409,841	0,006
POZO-384	oct-2004	31	46,00	0,006	0,00	1,48	0,00	0,00	25,	0,00	24,311	35,921	0,031
POZO-386	abr-2009	24	547,21	0,700	37,74	22,80	0,03	1,57	228,	6,45	44,331	73,795	2,264
POZO-386	jul-2009	2	53,15	0,041	1,87	26,57	0,02	0,93	138,	3,39	24,904	65,910	0,002
POZO-405	abr-2009	15	397,52	0,479	0,00	26,50	0,03	0,00	215,	0,00	100,618	200,936	0,195
POZO-407	may-2009	24	252,87	0,377	0,00	10,54	0,02	0,00	265,	0,00	43,516	66,252	0,000
POZO-407	oct-1989	19	182,40	0,526	0,00	9,60	0,03	0,00	514,	0,00	82,900	179,367	0,459
POZO-407	abr-1979	30	2081,93	3,136	94,35	69,40	0,10	3,14	268,	4,34	32,644	41,226	0,786
POZO-415	may-2009	24	457,58	0,527	0,00	19,07	0,02	0,00	205,	0,00	78,188	232,771	0,157
POZO-415	oct-1978	31	69,19	0,155	0,00	2,23	0,01	0,00	400,	0,00	32,481	23,336	0,044
POZO-417	jun-2009	30	561,62	0,991	41,26	18,72	0,03	1,38	314,	6,84	58,054	98,638	0,105
POZO-417	jul-2009	6	142,91	0,160	22,21	23,82	0,03	3,70	200,	13,45	156,313	338,835	1,676
POZO-419	jun-2009	23	112,05	0,172	0,00	4,87	0,01	0,00	273,	0,00	46,231	86,203	0,010
POZO-419	jul-2009	16	252,23	0,253	0,00	15,76	0,02	0,00	179,	0,00	135,364	277,738	2,063
POZO-427	jun-2009	4	44,53	0,084	0,00	11,13	0,02	0,00	336,	0,00	39,337	45,295	0,160
POZO-427	jun-1990	3	100,64	0,032	0,00	33,55	0,01	0,00	56,	0,00	94,712	584,048	0,013
POZO-433	jun-2009	6	92,21	0,106	0,00	15,37	0,02	0,00	204,	0,00	42,300	77,214	0,003
POZO-433	jul-2009	6	122,49	0,100	0,00	20,42	0,02	0,00	146,	0,00	63,995	311,095	0,013

Tabla A2. Pozos perforados en el campo Presidente Alemán (continuación).

Pozo	Fecha	Días en Operación	Aceite Mensual bbl	Gas Mensual MMcf	Gas Mensual bbl	Qo bbl/d	Qg MMpc/d	Qw bbl/d	RGA scm/m3	Agua %	Np Mbbl	Gp MMpc	Wp Mbbl
POZO-434	ago-1998	18	106,93	0,012	0,00	5,94	0,00	0,00	20,	0,00	2,692	3,506	0,000
POZO-434	mar-1989	26	383,68	0,173	0,00	14,76	0,01	0,00	80,	0,00	61,722	95,184	0,195
POZO-437	may-2009	26	272,38	0,328	0,00	10,48	0,01	0,00	215,	0,00	91,014	131,371	0,044
POZO-437	jul-1979	31	1943,55	1,617	0,00	62,70	0,05	0,00	148,	0,00	25,191	18,533	0,220
POZO-437	nov-2007	6	72,40	0,047	0,00	12,07	0,01	0,00	116,	0,00	52,416	122,726	1,705
POZO-439	may-2009	3	68,81	0,074	0,00	22,94	0,02	0,00	191,	0,00	60,411	99,718	0,025
POZO-439	sep-1989	9	56,61	0,095	0,00	6,29	0,01	0,00	300,	0,00	95,442	249,237	2,126
POZO-461	abr-2009	16	151,58	0,639	0,00	9,47	0,04	0,00	751,	0,00	49,695	53,017	0,382
POZO-461	jul-1990	5	132,09	0,053	0,00	26,42	0,01	0,00	71,	0,00	34,405	18,565	0,522
POZO-52	jul-2009	31	971,91	0,852	0,00	31,35	0,03	0,00	156,	0,00	467,978	1858,540	6,819
POZO-53	may-2009	1	12,73	0,018	0,00	12,73	0,02	0,00	245,	0,00	53,197	157,012	0,509
POZO-54	jul-2009	31	1214,88	0,781	0,00	39,19	0,03	0,00	114,	0,00	62,016	105,472	5,614
POZO-65	dic-1995	28	119,51	0,042	0,00	4,27	0,00	0,00	63,	0,00	38,877	76,615	1,654

POZO-714	jul-2009	21	474,52	5,948	29,75	22,60	0,28	1,42	2233,	5,90	24,306	21,680	1,344
POZO-738	jul-2009	6	121,11	0,426	0,00	20,19	0,07	0,00	627,	0,00	93,942	167,648	30,028
POZO-753	may-1990	24	434,00	0,120	0,00	18,08	0,01	0,00	49,	0,00	2,617	1,130	0,000
POZO-753	abr-2009	28	279,27	1,352	0,00	9,97	0,05	0,00	862,	0,00	31,007	36,703	0,000
POZO-753	dic-1989	31	522,05	0,173	0,00	16,84	0,01	0,00	59,	0,00	46,859	19,095	0,522
POZO-772	jul-2001	3	36,35	0,003	0,00	12,12	0,00	0,00	16,	0,00	185,862	176,134	86,026
POZO-852	jul-2009	7	143,35	0,418	0,00	20,48	0,06	0,00	519,	0,00	99,793	129,211	3,113
U-1	may-2006	6	65,94	0,026	0,00	10,99	0,00	0,00	70,	0,00	0,506	0,764	0,006

Tabla A2. Pozos perforados en el campo Presidente Alemán (termina).

Anexo 3.

Resumen de la evaluación petrofísica de la arena FPR-20 del campo Presidente Alemán previo a la perforación de pozo horizontal 10H.

Tabla Resumen de la Evaluación Petrofísica de la arena FPR-20 del campo Presidente Alemán								
Pozo Número	Espesor Bruto TVD (m)	Espesor del yacimiento TVD(m)	Espesor Neto TVD(m)	Porosidad (fracción)	Columna de Arcilla (fracción)	Permeabilidad (mD)	SW (fracción)	Espesor poroso (m)
1	79,68	37,11	31,32	0,10	0,06	0,0701	0,41	1,81
2	43,96	5,96	4,42	0,06	0,32	0,1384	0,35	0,19
3	69,57	59,28	18,59	0,08	0,08	0,3079	0,54	0,72
4	70,38	24,08	19,81	0,07	0,06	0,2707	0,48	0,77

5	83,52	32,54	14,02	0,11	0,08	1,3544	0,45	0,82
6	61,00	27,28	20,27	0,10	0,16	0,7276	0,35	1,29
7	64,27	44,84	4,27	0,09	0,03	0,6022	0,52	0,19
8	51,27	36,96	35,74	0,07	0,21	0,0332	0,40	1,45
9	40,28	17,37	8,23	0,09	0,12	0,2420	0,36	0,47
10	70,94	39,62	21,79	0,09	0,14	0,5579	0,40	1,21
11	76,29	26,97	14,48	0,07	0,02	1,0224	0,45	0,52
12	89,48	54,80	27,43	0,10	0,04	0,7536	0,44	1,48
13	69,46	11,89	4,72	0,07	0,08	0,0735	0,52	0,15
14	84,47	55,78	24,69	0,09	0,07	0,5851	0,39	1,42
15	61,01	54,25	16,15	0,10	0,04	0,9953	0,39	0,99
16	61,65	46,94	11,13	0,08	0,06	0,2896	0,50	0,47
17	107,17	65,61	35,36	0,08	0,12	0,2862	0,50	1,47
18	60,99	46,66	36,99	0,08	0,18	0,1728	0,42	1,83
19	47,66	29,41	26,82	0,08	0,15	0,2694	0,36	1,45
20	79,52	21,34	9,30	0,07	0,03	0,0747	0,47	0,33

Tabla A3. Resumen de la evaluación petrofísica de la arena FPR-20.

Tabla Resumen de la Evaluación Petrofísica de la arena FPR-20 del campo Presidente Alemán								
Pozo Número	Espesor Bruto TVD (m)	Espesor del yacimiento TVD(m)	Espesor Neto TVD(m)	Porosidad (fracción)	Columna de Arcilla (fracción)	Permeabilidad (mD)	SW (fracción)	Espesor poroso (m)
21	80,21	40,84	22,86	0,07	0,04	0,1095	0,50	0,83
22	73,09	33,38	15,54	0,13	0,11	4,3790	0,36	1,29
23	69,75	57,18	29,72	0,12	0,06	3,5083	0,44	2,06
24	50,11	39,62	30,63	0,09	0,07	0,5299	0,47	1,50
25	95,79	65,99	28,19	0,09	0,06	0,5212	0,49	1,32
26	49,92	27,14	12,19	0,08	0,10	0,1177	0,49	0,50

27	47,40	17,22	15,85	0,07	0,18	0,0864	0,40	0,63
28	45,78	30,63	14,48	0,09	0,11	0,5680	0,43	0,77
29	45,22	32,23	29,49	0,08	0,16	0,1569	0,42	1,43
30	39,66	35,36	35,36	0,08	0,21	0,2138	0,34	1,88
31	49,96	38,40	13,26	0,10	0,06	1,2203	0,43	0,79
32	41,81	13,72	0,61	0,10	0,08	0,1440	0,56	0,03
33	45,48	18,44	2,59	0,11	0,17	0,2007	0,55	0,12
34	74,39	36,42	16,61	0,09	0,10	0,3176	0,48	0,73
35	52,03	30,70	22,86	0,10	0,13	0,6225	0,34	1,45
36	86,30	72,39	4,42	0,10	0,08	0,1884	0,49	0,22
37	66,88	18,90	8,08	0,10	0,06	0,2305	0,42	0,47
38	58,59	19,66	5,03	0,10	0,13	0,2701	0,45	0,28
39	52,53	42,52	8,84	0,12	0,02	2,4305	0,53	0,48
40	39,14	23,01	16,61	0,12	0,12	0,4574	0,43	1,18
41	79,01	36,27	8,23	0,11	0,10	1,2918	0,45	0,48
42	46,65	16,00	6,71	0,08	0,28	0,1036	0,52	0,27
Promedio	63,39	35,35	17,47	0,09	0,11	0,63	0,45	0,90

Tabla A3. Resumen de la evaluación petrofísica de la arena FPR-20 (continuación).

Anexo 4.

En el Paleocanal Chicontepec, como se observa en la Tabla A4 y Figura A-4.1, tiene definidos 3 plays productores:

- Play Chicontepec de edad Paleoceno Eoceno Temprano.
- Play Chicontepec canal de edad Eoceno inferior Tardío.
- Play Tantoyuca de edad Eoceno Tardío.

EL play Chicontepec (Paleoceno Eoceno Temprano): Es el más importante y corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico,

externo y batial, depositada en forma de lóbulos y abanicos submarinos que algunos lugares rebasa los 1700 metros de espesor. Estas secuencias de areniscas, limolitas y lutitas tienen características muy variables y se encuentran distribuidas de manera compleja. Este play se localiza por debajo de una discordancia regional y preferentemente hacia el borde occidental del Paleocanal de Chicontepec, cercano a la fuente de aporte de los sedimentos.

PERÍODO	ÉPOCA		EDAD	M.A.	FORMACIÓN		COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	
TERCIARIO	Neogeno	Mioceno	Medio	Serravalliano	15.2	Tuxpan		Fm. Tuxpan: Areniscas y lutitas de ambientes costeros, algunos conglomerados fluviales forman principalmente acuíferos.
				Lanchiano	16.2			
				Surdigaliano	20			
		Oligoceno	Inferior	Aquitano	25.2	Meson	Escolin Coatzintla	Fm. Escolin-Coatzintla: Lutitas, areniscas y lentes conglomerados de aguas someras. Principalmente funciona como roca sello
	Superior		Chatiano	30	Alazan	Palma Real Sup	G. Palma real: Lutitas Areniscas de ambiente nerítico interno con algunos arrecifes pequeños.	
		Inferior	Rupeliano	36	Horcones	Palma Real Inf		
	Paleogeno	Eoceno	Superior	Priaboniano	39.4	Tantoyuca	Chapopote	Fm. Tantoyuca: Areniscas y conglomerados de ambientes Deltaicos, productores de aceite y gas en el campo Mecatepec
			Medio	Bartoniano	42	Guayabal		Fm. Guayabal: Lutitas de aguas profundas que sirven como excelente roca sello
				Lutetiano				
			Inferior	Yplesiano	49	Chico/Canal	Aragon	Fm. Chicontepec: Areniscas y lutitas depositadas en cañones y abanicos submarinos que forman yacimientos productores de aceite y gas.
		Paleoceno	Superior	thanetiano	54	Chico/Medio	Velazco	
			Inferior	Daniano	60.2	Chico/Inferior		
						Fm. Velazco Basal: Lutitas calcáreas rojas y verdes de aguas profundas, funcionan como roca sello.		

Tabla A4. Describe las formaciones de la columna estratigráfica de Chicontepec.

La roca almacenadora corresponde a areniscas de grano medio a fino, con porosidades promedio de 12 por ciento. Los tipos de trampas encontradas en este play son predominantemente estratigráficas, y en segundo término combinadas. El entrapamiento del yacimiento está dado por lutitas intercaladas que limitan en su cima, en su base y lateralmente, a los desarrollos arenosos.

Trampa

El Paleocanal Chicontepec está constituido por una gran cantidad de trampas donde predominan las del tipo estratigráfico, complejas, y controladas por la geometría debida a la superposición de abanicos y superficies de erosión, que muestran un componente estructural en los cuerpos localizados en la porción occidental.

Yacimiento

Los cuerpos arenosos forman yacimientos independientes, que varían desde 800 a los 2400 metros de profundidad, según su posición dentro de la cuenca. A 1999 no se había detectado a presencia de contactos de agua-aceite o de gas-aceite. La presión original de algunos yacimientos es de 220 kg/cm². La temperatura en el fondo de los yacimientos varía de 65 a 75 grados centígrados.

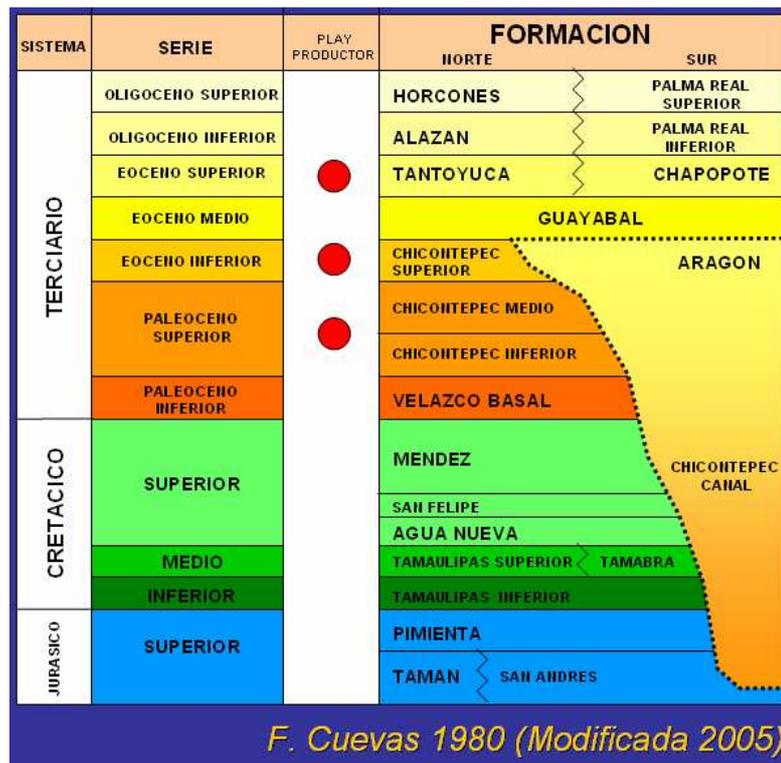


Figura A-4.1. Grafica donde se muestra las formaciones de Chicontepec.

La columna estratigráfica, en el campo Presidente Miguel Alemán está comprendida entre el Cretácico y el Eoceno Medio, representado por la Formación Chicontepec. Esta formación está limitada en su base por una discordancia de carácter regional **Disc A** que conforma la base del Paleocanal y está en contacto discordante con las formaciones de Cretácico: Cretácico Medio (Km) Tamaulipas superior y Cretácico inferior (Ki) Tamaulipas Inferior. La cima de la Formación Chicontepec, es igualmente discordante con las lutitas de la Formación Guayabal **Disc C**, formación esta que constituye el sello por excelencia de la sección de hidrocarburos infrayacente. La roca

almacén está caracterizada por depósitos turbidíticos arenosos de edad Eoceno, atribuibles a complejos de canales submarinos y lóbulos.

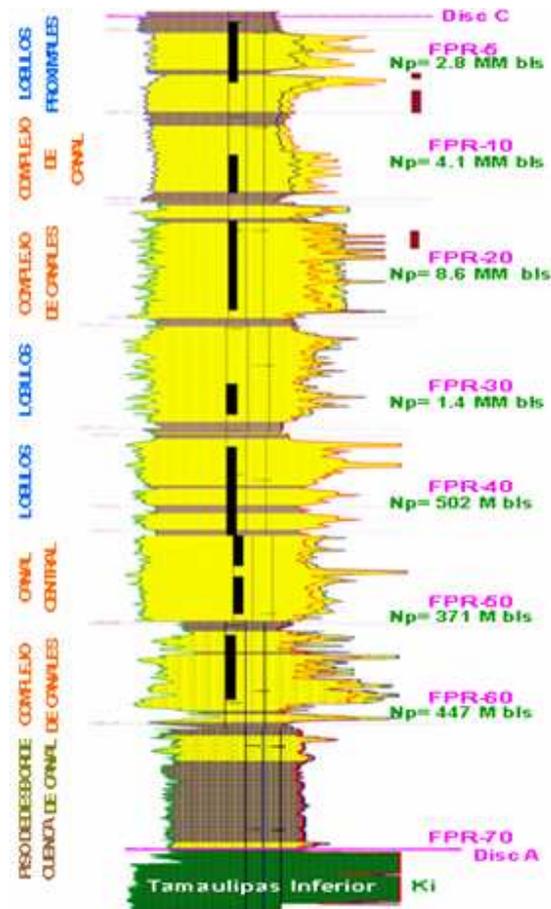


Figura A-4.2. Columna estratigráfica del campo Presidente Alemán

El campo Presidente Miguel Alemán está constituido por un complejo de arenas de la formación Eoceno Chicontepec como se muestra en la Figura A-4.2. El nombre de FPR indica que campos contienen la secuencia de arenas Furbero Presidente y Remolino de forma abreviada se ha venido utilizando para conforman las diversas arenas que conforman la columna de esos tres campos.

El objetivo para este proyecto es la arena 20 que tiene una producción acumulada de 8.6 MMB.



BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.



BIBLIOGRAFÍA.

[1] Cabrera y Lugo, 1984 GPEN. Abril del 2003.

[2] Mapa de sectores del Paleocanal Chicontepec, área diseño GPEN, 2009.

[3], [12], [13], [14], [16],. Joshi,S.D. “ *Well Technology* “1991.

[4], [5], [6], [7]. José Correa, “*Fundamentos de la perforación direccional*”, *Abril 2009*.

[8]. Fernando Flores, “*Criterios para la definición del tipo de multilateral*”, Noviembre 2006.

[9], [10], [11]. Eric Diggins Shell UK Exploration and Production, “*Clasificación multilateral (TAML)*”, 1997.

[15]. Reportado en”*Journal petroleum technology*”, Noviembre, 1993.

[17], [18], [19], [34], [35]. Jorge Pazmiño, “*Fundamentos de la teoría de fracturamiento hidráulico*”, Enero 2005.

[20], [28], [29], [36], [37], [39]. Andrés R Vásquez, “*Introducción a la geomecánica petrolera*”, Junio 2000.

[21]. Piere 1995, “Mechanical Stability of Propped Hydraulic Fractures: A Numerical Study”; Lacy, LL: “Comparison of hydraulic-fracture orientation techniques” JPT, 1987. Teufel, LW “Prediction of hydraulic fracture azimuth from anelastic strain recovery measurements on oriented core”: Symposium on Rock Mechanics, 1987.

[22], [23]. Hubbert, M.K., Willis, D.G. “Mechanics of hydraulic fracturing” Trans. Amer. Inst. Min. Eng. 210,153–168. 1957

[24]. Haimson,B.C y Fairhurst, C. “ Hidraulic Fracturing in Porous Peamble Materials, “*Journal of petroleum technical Thecnology*”, 1969.

[25]. Daneshy, A. A.: "Mechanics and Direction of Hydraulic Fractures" Pet Eng. Oct 1973.

- [26], [32]. Allen, T. P ARCO International Oil and Gas Co. Plano, U.S.A., "The Effect of Long-term Shut-in Periods on Fracture Conductivity ", 1995.
- [27]. L. Vandamme, R. G. 1986, Khristianovich and Zheltov, 1955; Perkins and Kern, 1961, and Nordgren, 1972 [PKN model]; Geertsma and de Klerk, 1969, and Daneshy, 1973 [GKD model]) assumed that the fracture grows in its plane and with a constant height "Effects Of Three-Dimensionalization On A Hydraulic Fracture Pressure Profile", 1986.
- [30]. Warpinski, N.R. "Elastic and viscoelastic calculations of stresses in sedimentary basins". SPE Formation Evaluation 4, 522–530. 1989.
- [31]. Teufel, L.W., Farrell, H.E. "In situ stress and natural fracture distribution in the Ekofisk field, North Sea".In: Third North Sea Chalk Symp., Copenhagen, 11–12 June, 1990.
- [33]. SLB "Maximización de la producción a través del control de altura en la fractura ", Mayo 2006.
- [38]. Babcock, RE, Prokop, CL and Kohle, RO:"Distribution of Propping Agents in Vertical Fractures," Drilling and Production Practice, 24, 207, 1967.
- [40]. Juan C. Antonci "Experiencia de fracturas ácidas en el yacimiento lindero atravesado, Neuquen, argentina", Septiembre, 2009.
- [41]. Economides & Martín, Production Forecast for Fractured Well in Tight Gas Reservoir, Accounting for 3D Fracture Geometry and Variable Fracture Conductivity, 2009.
- [42], [43]. Cinco-Ley H.,Ramey,Jr.,H.J.,Samaniego,F.,Rodriguez, F.: "Behavoir of Wells with Low-Conductivity Vertical Fractures", Septiembre, 1987.
- [44], [45], [46], [48], [50], [59]. Revista Ingeniería Petrolera, 2007.
- [47]. J.D.Gallivan, T.W.Gunningham, R.J.Holtslag/TRACS, R.M.Kuramshin/ISIPN y R.V.Pepelyaev/TRACS, "Horizontal Wells - Their Application and Status in Russia". SPE Rusia, conferencia técnica de Aceite y Gas, exhibición,en Moscú Rusia28-30, Octubre 2008.
- [49], [51]. Castro René, tesis "Perforación Horizontal", 1991.

[52], [53]. SD. Jhosi, SPE 83621 "Cost/ benefits of horizontal wells", 2003.

[54], [56], [57]. Philip H. Stark, Introduction Horizontal Wells No. 14, Chapter 1, 2003,

[55], [58]. Base de datos del grupo de energía IHS, Mayo 1999.

[60], [61], [64], [61]. Aguilar Mejía, tesis "Diseño y procedimientos operativos para la perforación de pozos horizontales como una alternativa de explotación de campos maduros de baja productividad", UNAM. 2005.

[62], [65], [66], [67], [68], [70], [71], [72], [73], [75], [76], [77], [78], [79], [80], [81], [82], [83], [84], [85], [86], [87], [88], [89], [90], [91], [92]. Subdirección Técnica de Explotación, Gerencia de Proyectos de Explotación Norte, Diseño de Pozos No Convencionales, 2009-2010.

[63]. AIMP. Vol. XXXVII, "Provincias Petroleras en México" Cancún, 2006.

[69]. Unidad Operativa de Perforación. Activo Poza Rica Altamira, Junio 2009.

[74]. Documento rector, septiembre 2009.