

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

SEGUIMIENTO DE ACTIVIDADES OPERACIONALES DEL POZO MULTILATERAL PB-764 CON JUNTA NIVEL 3 EN EL LAGO DE MARACAIBO (SCHLUMBERGER – PROYECTO IPM)

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Romero N., Gustavo
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio 2006

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

SEGUIMIENTO DE ACTIVIDADES OPERACIONALES DEL POZO MULTILATERAL PB-764 CON JUNTA NIVEL 3 EN EL LAGO DE MARACAIBO (SCHLUMBERGER – PROYECTO IPM)

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Adafel Rincón
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Horacio Leal

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Romero N., Gustavo
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio 2006

Caracas, Junio 2006

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Gustavo Romero, titulado:

“Seguimiento de actividades operacionales del pozo multilateral PB-764 con junta nivel 3 en el lago de maracaibo (Schlumberger – Proyecto IPM)”

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

Prof. Mabel Guilarte
Jurado

Prof. Evelyn Azuaje
Jurado

Prof. Adafel Rincón
Tutor

Ing. Horacio Leal
Tutor

Romero N., Gustavo

**SEGUIMIENTO DE ACTIVIDADES OPERACIONALES DEL
POZO MULTILATERAL PB-764 CON JUNTA NIVEL 3 EN EL
LAGO DE MARACAIBO
(SCHLUMBERGER – PROYECTO IPM)**

Tutor Académico: Prof. Adafel Rincón. Tutor Industrial: Ing. Horacio Leal.

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2006, 90 p.**

Palabras Claves: Pozo Multilateral, Programa de Perforación, La Salina (Lago de
Maracaibo), Proyecto Fase IV.

Resumen. Entre los servicios prestados por la empresa Schlumberger de Venezuela a PDVSA está la parte de perforación y completación de pozos productores e inyectores en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, conocido como proyecto de la Fase IV. En estos procesos la calidad del servicio prestado es parte fundamental del proyecto así como la rapidez de su ejecución. El presente trabajo se realiza con el fin de presentar un seguimiento operacional al primer pozo multilateral nivel 3 desarrollado en el Lago de Maracaibo, y así enseñar la experiencia de perforar pozos de esta envergadura y con este tipo de tecnología. De esta forma se manejan los parámetros operacionales y se detalla paso a paso la ejecución del pozo. Se presenta una comparación entre la planeación y la ejecución del proyecto; y finalmente se evaluaron las alternativas para la reparación del pozo.

DEDICATORIA

A Dios por permitir culminar mi carrera con éxito.

A mi padre, por mostrarme el camino a seguir y darme su plena confianza para lograr todas mis metas. Por ser el mayor y mejor ejemplo que he tenido en mi vida, le dedico este triunfo y todos los que vienen de aquí en adelante.

A mi madre, quien me brindó el amor más grande y puro que haya podido recibir de alguien, por ser esa persona que vela por mi bienestar en todo momento.

A mis hermanos, quienes con su cariño y compañía me dan los mejores momentos de mi vida.

A mí querido tío Moisés (QEPD), con quien siempre compartí el sueño de ser profesional.

AGRADECIMIENTOS

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por ser pilar fundamental de mi educación.

A mí querida familia por todo el apoyo e incondicionalidad que me prestaron en todo el proceso educativo y desarrollo personal.

A los Ingenieros Horacio Leal, Efrén Rosario, Omar Vilchez, Jorge Lopez, Busba Wongnapapisan y a todo el equipo de IPM de la empresa Schlumberger de Venezuela por el soporte brindado en el desarrollo de este trabajo especial de grado y en general por todo el apoyo dado en los 7 meses de aprendizaje.

Al buen amigo Oliverio Zamora Company Man de 103, por todos sus consejos y enseñanzas.

A mi Tutor Académico, Prof. Adafel Rincón, por guiarme, apoyarme y compartir conmigo toda su experiencia, así como por su constante preocupación para que las cosas marcharan bien.

Al Profesor Norberto Bueno, por sus enseñanzas y consejos durante el desarrollo de la carrera.

A mis amigos, Luzangela (DH) y Goyito, por compartir el transcurso de mi carrera y estar en los momentos buenos y malos reafirmando lo importante de la amistad verdadera. A Eli por toda la ayuda prestada y todas las diligencias administrativas que llevó a buen término, y además por pagar mi último semestre de carrera.

En general le agradezco a todos mis compañeros y amigos que me acompañaron durante mi crecimiento personal, educativo y laboral, entre ellos Armando, Lucy, Adri, Pepe, Marino, Annalyn, Freddy, Kelly, Piojo, Edgar, Manuel, Gabriel, Margie, Euge (QEPD), Andres, Juan Pablo y Marita.

To James for all the great times in the 11th House of the REW Camp, and our great paper stuff and of course for being a great beans cooker, you are a good pal.

INDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I (GENERALIDADES)	3
1.1 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL ESTUDIO.	3
1.1.1 <i>Objetivo General</i>	3
1.1.2 <i>Objetivos Específicos</i>	3
1.1.3 <i>Alcance del estudio</i>	3
1.2 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	4
1.3 ESTUDIOS ANTERIORES REALIZADOS EN EL ÁREA	5
1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	9
1.5 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	10
1.5.1 <i>Actividad Económica</i>	11
1.5.2 <i>Reseña Histórica</i>	11
1.5.3 <i>Misión Schlumberger</i>	14
1.5.4 <i>Visión Schlumberger</i>	14
1.5.5 <i>Gerencia de Proyectos Integrados (IPM)</i>	14
1.5.6 <i>Política Corporativa</i>	15
1.5.7 <i>Proyecto (Perforación y Rehabilitación Integral con Servicios en Alianza)</i> 16	
1.5.8 <i>Antecedentes del Proyecto</i>	16
1.5.9 <i>Logros claves del Proyecto</i>	16
1.5.10 <i>Misión del Proyecto</i>	17
1.5.11 <i>Visión del Proyecto</i>	18
1.5.12 <i>Estructura Organizacional del Proyecto</i>	18
1.5.12.1 <i>Estructura Organizacional en los Taladros de Perforación</i>	19
1.5.12.1 <i>Estructura Organizacional en los Taladros de Rehabilitación</i>	19
CAPITULO II (MARCO TEORICO).....	20
2.1 TIPOS DE POZOS	20
2.1.1 <i>Pozos convencionales</i>	20
2.1.2 <i>Pozos no convencionales</i>	21
2.1.2.1 <i>Pozos altamente desviados</i>	21
2.1.2.2 <i>Pozos horizontales</i>	21
2.1.2.3 <i>Pozos de sección extendida</i>	24
2.1.2.4 <i>Pozos de reentrada</i>	24
2.1.2.5 <i>Pozos multilaterales</i>	24
2.2 APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN MULTILATERAL	29

2.3 JUNTAS EN POZOS MULTILATERALES	31
2.3.1 <i>Conexión RapidConnect™</i>	35
2.3.1.1 Componentes del producto	35
2.4 UTILIDAD DE LA PERFORACIÓN MULTILATERAL	38
2.5 LIMITACIONES DE LA PERFORACIÓN MULTILATERAL	39
2.6 RETOS TECNOLÓGICOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES Y MULTILATERALES	40
2.7 TÉCNICAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS	40
CAPITULO III (METODODOLOGÍA)	43
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	43
3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA	45
3.3 INSTRUMENTOS (RECOLECCIÓN DE DATOS)	45
3.4 PROCEDIMIENTO (RESUMEN DE CADA PASO PARA LA EJECUCIÓN DE LA INVESTIGACIÓN)	47
3.5 ANÁLISIS DE DATOS (TÉCNICAS PARA EL PROCESAMIENTO DE DATOS)	49
3.6 LIMITACIONES	49
CAPITULO IV (RESULTADOS Y ANÁLISIS)	50
4.1 SÍNTESIS OPERACIONAL PROGRAMADA	50
4.1.1 <i>Hoyo de superficie de 12 ¼"</i>	50
4.1.2 <i>Hoyo Intermedio de 8 ½"</i>	50
4.1.3 <i>Hoyo de producción lateral inferior de 6 1/8"</i>	51
4.1.4 <i>Hoyo de producción lateral superior de 6 1/8"</i>	51
4.1.5 <i>Completación final</i>	51
4.2 SECUENCIA OPERACIONAL EJECUTADA	52
4.2.1 <i>Hoyo de superficie de 12 ¼"</i>	52
4.2.2 <i>Hoyo intermedio de 8 ½"</i>	52
4.2.2.1 Sección vertical	52
4.2.2.2 Sección direccional	53
4.2.2.3 Corrida del revestimiento intermedio de 7"	54
4.2.3 <i>Hoyo de producción lateral inferior de 6 1/8"</i>	55
4.2.4 <i>Fase de completación hoyo 6 1/8" lateral inferior</i>	56
4.2.5 <i>Instalar tapón puente</i>	57
4.2.6 <i>Limpieza y determinación de la orientación del ICC</i>	58
4.2.7 <i>Instalación del Wipstock y apertura de la ventana</i>	59
4.2.8 <i>Perforación del hoyo de 6 1/8" lateral superior</i>	61
4.2.9 <i>Etapas de completación hoyo 6 1/8" lateral superior</i>	62
4.2.9.1 <i>Instalación de la tubería lavadora</i>	62

4.2.9.2 Acople y bajada del PBR.....	63
4.2.9.3 Corrida del empaque a hoyo abierto.....	63
4.2.9.4 Inflado de la ECP	64
4.2.9.5 Desacople del running tool del PBR.....	65
4.2.10 Recuperación del Whipstock y tapón puente	65
4.3 TIEMPO DE OPERACIÓN.....	66
4.3.1 Tiempo de operación planeado.....	66
4.3.2Tiempo de operación ejecutado.....	67
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	67
4.4.1 Alternativa I.....	68
4.4.2 Alternativa II.....	69
4.4.3 Alternativa III.....	70
4.4.4 Alternativa IV.....	71
4.4.5 Alternativa V.....	71
CAPITULO V (CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES).....	73
5.1 CONCLUSIONES	73
5.1.1 Causa Inmediata.....	73
5.2 RECOMENDACIONES	73
APÉNDICE.....	76
GLOSARIO	77
BIBLIOGRAFÍA.....	81
ABREVIATURAS Y SIMBOLOS.....	A

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica.....	4
Figura 1.2 Evolución de la empresa Schlumberger	13
Figura 1.3 Gerencia de Proyectos Integrados (IPM)	15
Figura 1.4 Organización del Proyecto	18
Figura 1.5 Organización en los taladros de perforación	19
Figura 1.6 Organización en los taladros de rehabilitación.....	19
Figura 2.1 Pozo perforado verticalmente.....	20
Figura 2.2 Pozo altamente desviado	21
Figura 2.3 Diagrama básico de un pozo horizontal	22
Tabla 1.1 Tipo de radio según el ángulo de desviación.....	22
Figura 2.4 Diagrama básico de un pozo multilateral	25
Figura 2.5 Pozo multilateral Alas de Gaviota.....	26
Figura 2.6 Pozo multilateral Dual Apilado	26
Figura 2.7 Pozo multilateral tenedor de tres laterales.....	27
Figura 2.8 Pozo multilateral Espina de Pescado	27
Figura 2.9 Pozo multilateral “Backbone and Rib”	28
Figura 2.10 Pozo multilateral Radial	28
Figura 2.11 Junta Multilateral Nivel 1	32
Figura 2.12 Junta multilateral Nivel 2	32

Figura 2.13 Junta multilateral Nivel 3	33
Figura 2.14 Junta multilateral Nivel 4	33
Figura 2.15 Junta multilateral Nivel 5	34
Figura 2.16 Junta multilateral Nivel 6	34
Figura 2.17 Junta multilateral Nivel 6S	35
Figura 2.18 Vista transversal del ICC.....	35
Figura 2.19 Herramienta selectora de anclaje.....	36
Figura 2.20 Herramienta deflectora (Whipstock)	36
Figura 2.21 Unión sustituta de anclaje (SLS)	37
Figura 2.22 Plantilla (Template)	37
Figura 2.23 Camisa de aislamiento lateral.....	38
Figura 2.24 Empaque con grava a hoyo abierto	41
Figura 4.1 Ajuste angular de interfase para la conexión del guía barrenas de fresado.....	60
Figura 4.2 Tiempo de operación planeado.....	66
Figura 4.3 Tiempo de operación ejecutado.....	67
Figura 4.4 Completación según el diseño original.....	68
Figura 4.5 Completación con radio corto en el lente superior y abandono de los dos brazos originales	69
Figura 4.6 Completación con rejilla interna en el revestidor.....	70

Figura 4.7 Completación en el brazo superior y abandono del brazo inferior.....	71
Figura 4.8 Trilateral con dos brazos en el lente superior y un tercer brazo en el lente inferior	72

INTRODUCCIÓN

Desde principios del año 1999, la empresa Schlumberger de Venezuela S.A., opera en el Campo Costanero Bolívar, ubicado en los Municipios Cabimas, Simón Bolívar y Lagunillas, extendiéndose hasta Bachaquero a lo largo de la costa Este del Lago de Maracaibo, Edo. Zulia; incorpora una característica que le asigna el carácter único en Venezuela y es la integración de todos los servicios bajo un solo objetivo, el de acceder cuantiosas reservas (más de 20 mil millones de barriles en reservas en el sitio) que yacen en un campo maduro y depletado, con características geológicas complejas, donde el uso de tecnologías convencionales representan para Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), un alto costo operacional.

PDVSA con el objetivo de encontrar la forma más eficiente de perforar y rehabilitar los pozos en el Campo Costanero Bolívar, redactó un decreto de licitación la cual la empresa Schlumberger ganó naciendo así el proyecto PRISA.

Para el proyecto de perforación y rehabilitación integral de servicios en alianza (IPM), es de vital importancia reducir los costos operacionales, reducir los requerimientos de logística, mantener eficiencia y rapidez operacional a través de normas de Calidad, Salud, Seguridad y Ambiente (QHSE), para de esta manera generar ganancias significativas para ambas partes. Se parte del punto de optimizar la construcción del pozo, mejorando los parámetros de hidráulica, reología y propiedades del fluido de perforación y optimizando los tiempos operacionales, teniendo como norte la preservación ambiental del Campo Costanero Bolívar.

Para el desarrollo de la investigación se dividió el trabajo en 5 capítulos, los cuales son:

- ✓ Capítulo I, se perfila el objetivo general, específicos de la investigación así como también una breve descripción de la empresa.

-
- ✓ Capítulo II, se dan a conocer todos aquellos aspectos teóricos pertinentes al estudio, que sirven de base para el entendimiento de la problemática propuesta.
 - ✓ Capítulo III, se expone la metodología aplicada, junto con los tipos de investigación y demás herramientas a utilizar para realizar esta investigación.
 - ✓ Capítulo IV, se analiza el plan de perforación y completación posterior analizando los diferentes parámetros y exponiendo lo ocurrido en el pozo.
 - ✓ Capítulo V, se proponen las alternativas a seguir en el caso particular del pozo, y se exponen las lecciones aprendidas a raíz del trabajo realizado en el pozo multilateral las cuales serán de vital importancia para el desarrollo de próximos pozos de este tipo, seguido de las conclusiones y recomendaciones

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 Objetivos y alcance del estudio.

1.1.1 Objetivo General

Realizar el seguimiento de las actividades operacionales del pozo multilateral PB-764 destacando la fase de completación existente en el mismo.

1.1.2 Objetivos Específicos

- ✓ Recabar y organizar los datos operacionales, los parámetros de perforación y los tiempos empleados en el desarrollo del pozo PB-764.
- ✓ Explicar las desviaciones entre el programa y lo ocurrido.
- ✓ Comparar la ejecución del pozo PB-764 con el diseño del mismo.
- ✓ Evaluar el desarrollo de este tipo de completación y su aplicabilidad en el Campo Costanero Bolívar.

1.1.3 Alcance del estudio

El alcance de esta pasantía larga fue el de cumplir con el desarrollo integral del estudiante como proyecto final la formación a nivel práctico. Durante el periodo de pasantía larga dentro de la empresa Schlumberger se pretendió lograr una sinergia entre la misma y el estudiante de pregrado, lo cual garantizó el aprovechamiento de las capacidades académicas del pasante para resolver problemas inherentes al desarrollo de las actividades operacionales en el Proyecto y al mismo tiempo garantizar la transferencia de conocimientos y habilidades que le permitieron desarrollar las destrezas en situaciones de trabajo de campo, afianzando la formación de ingenieros de petróleo con alto nivel de capacitación,

contribuyendo al mismo tiempo con las actividades operacionales que garantizaron el logro de las metas propuestas por la directiva de la empresa.

1.2 Ubicación del área de estudio

Geográficamente el área de estudio se encuentra al noroeste de Venezuela, específicamente en la Cuenca del Lago de Maracaibo, la cual esta limitada de la siguiente manera; la plataforma del caribe hacia el Norte, la cordillera de los Andes al Sur y Sureste, la península de Paraguaná al Este y la península de la Guajira al Oeste, alcanzando de esta manera un área aproximada de 50.000 km², siendo así considerada una de las cuencas petrolíferas con mayor importancia en el mundo.

El yacimiento Lagunillas Inferior 03 se encuentra ubicado en la parte Noreste del Lago de Maracaibo, limitado al Noreste por el Campo Cabimas Tierra, al Este por el yacimiento Lagunillas Inferior 04, al Sureste por el yacimiento Lagunillas Inferior 05 y al Oeste por los yacimientos Lagunillas Inferior 02 y 08, a su vez el área seleccionada para la implantación del proyecto de inyección de agua Modulo Fase IV se encuentra ubicada en la parte Noroeste del yacimiento Lagunillas Inferior 03 específicamente en las cercanías de las parcelas A-95 y A-100.

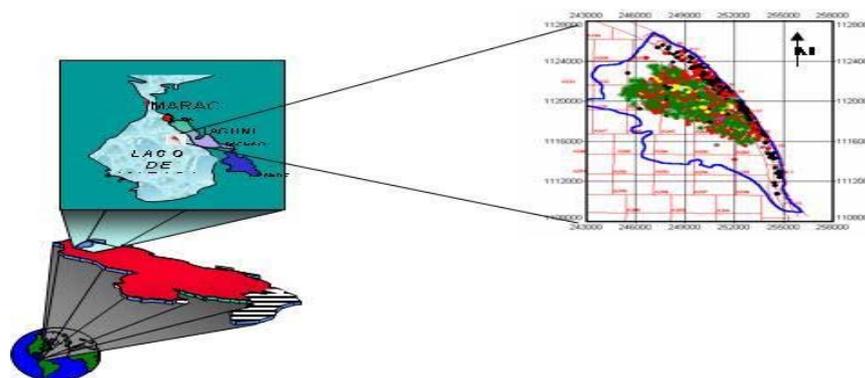


Figura 1.1 Ubicación geográfica. Fuente (1)

1.3 Estudios anteriores realizados en el área

SUTTON (1946)

Propone un modelo de subdivisión de la Formación Lagunillas para la zona de los Campos Costaneros del Distrito Bolívar donde conoce a tres miembros entre los cuales incluye: el Miembro Lagunillas Inferior, basal compuesto de importantes arenas petrolíferas, con intercalaciones de arcillas y lutitas carbonáceas abigarradas, el Miembro Laguna suprayacente, el cual representa una breve invasión marina, principalmente constituida por capas glauconíticas y lutitas fosilíferas; por último, el Miembro Bachaquero similar al miembro inferior con excepción de la abundancia de lignitos.

SZENK (1959)

Postula para la Formación Lagunillas un esquema alternativo al de SUTTON (1946) donde toma en cuenta los cambios laterales de facies reconocidos con el progreso de las perforaciones en la región central del Lago de Maracaibo. Asimismo, en dicha zona, designa el pozo 3-Y-2X como la sección tipo de la Formación Lagunillas.

En concreto propone cinco miembros, en orden ascendente, estos son: el Miembro Marlago, relativamente arenoso; el Miembro Ojeda relativamente lutítico y ambos contienen numerosas capas de lignitos, el Miembro Laguna carece de lignitos; el Miembro Urdaneta se reconoce por su elevado contenido de arcillas abigarradas, y en el carácter gradacional de sus capas de areniscas con capas de arcillas solo ocasionalmente bien definidas.

SWANSON Y JONES (1977)

Desarrolló un estudio del Yacimiento LL-03, restringido a los intervalos productores de la parte inferior de su respectiva secuencia estratigráfica ("Arena Intermedia" y "Arena La Rosa") y limitado a su vez, a la región centro-oeste del

yacimiento la cual está conformada por las parcelas A-102, A-106, A-146 y A-212.

En dicho estudio geológico se incluyeron análisis tanto de facies sedimentarias como de perfiles de pozos, así como la calibración entre los patrones de curvas de perfilajes y los cuerpos arenosos identificados en las facies.

Los estudios obtenidos contribuyeron al diseño y posterior ejecución del Proyecto LL-03 (Fase I) de recuperación secundaria mediante inyección de agua.

MAGÚREGUY Y PEREZ (1988)

Realización de un estudio sedimentológico al núcleo del pozo PB-125A ubicado en la parcela A-95, como parte de un proyecto de implantación de pruebas piloto de inyección de soluciones poliméricas en el Yacimiento LL-03.

El núcleo recuperado abarca una secuencia estratigráfica que incluye tanto a la "Arena La Rosa" (Formación La Rosa) como al Miembro Lagunillas Inferior (Formación Lagunillas) y, además, fue sometido a diferentes análisis entre los cuales se incluyeron: el análisis petrográfico, la difracción de rayos X, el análisis con microscopio de barrido electrónico (SEM), el análisis granulométrico y los análisis petrofísicos rutinarios.

ALTER, CARREÑO, GARRIDO, GUTIERREZ, ROMERO (2001)

Este fue el último estudio de simulación realizado por PDVSA para establecer un cotejo histórico aceptable de los fluidos producidos y las presiones del área, en el cual se realizaron las sensibilidades de los diferentes esquemas de explotación planificados con base en la distribución final de saturaciones del modelo de simulación.

Todo resultado de un caso predictivo está sujeto al porcentaje de aceptación que tenga el cotejo histórico, por lo tanto, es indispensable tener un excelente cotejo por campo y pozo antes de continuar con el estudio.

Con la finalidad de evaluar algunos escenarios de producción propuestos para el área Fase IV del yacimiento LL-03, se corrieron cinco casos para obtener las predicciones.

Caso 1:

Denominado caso base, donde se dejaron los pozos productores e inyectores actuales con su último estado en la completación, es decir, no se realizaron cambios en las zonas productoras ni inyectoras de los mismos.

Caso 2:

Denominado Inyección línea indirecta uno a uno, es decir, una línea de inyección y una de producción de pozos verticales, donde se inyectará y producirá de las arenas de la Formación La Rosa, descritas como LR-60 y LR-30, este caso considera la perforación de pozos nuevos y rehabilitación de los existentes en el área.

Caso 3:

Denominado Inyección línea Indirecta 3 a 1, es decir una línea de inyección y tres de producción de pozos verticales, donde se inyectarán y producirán de las arenas de la Formación La Rosa, tal como en el caso anterior. Este caso considera la perforación de pozos nuevos y la rehabilitación de los existentes en el área.

Caso 4:

Denominado Inyección por patrones de siete (7) puntos invertidos, este caso considera el desarrollo del área a través de patrones hexagonales de seis (6) pozos productores y un inyector en el centro, completados en las arenas de la Formación La Rosa (LR-60 y LR-30), con un espaciamiento entre pozos de aproximadamente 300 m.

Caso 5:

Denominado Pozos Multilaterales, este caso considera el desarrollo del área a través de pozos multilaterales productores e inyectores de dos brazos, completados en las arenas de la Formación La Rosa (LR-60 y LR-30), con un espaciamiento entre pozos de aproximadamente 400 a 450 m.

Caso inyección multilaterales:

El concepto de pozos horizontales para recuperación secundaria presenta la ventaja de una mejor eficiencia areal y vertical de barrido a diferencia a la que se obtendría con la utilización de pozos verticales tradicionales.

La inyección y producción a través de pozos multilaterales fue planificada para la formación La Rosa diseñando para estos pozos multilaterales con dos (2) brazos en las dos unidades de flujo principal, uno en LR-60 y otro en LR-30.

La parte horizontal de cada brazo es de aproximadamente 900 m, con un espaciamiento de 450 a 525 m, aproximadamente.

Para la conceptualización de este caso se consideró la siguiente actividad diez (10) inyectores y nueve (9) productores multilaterales.

La primera fase de implantación consistiría en la perforación de dos (2) pozos horizontales inyectores y un productor durante el año 2002 de manera de disminuir el riesgo asociado a la perforación de pozos multilaterales. Adicionalmente, se propone la perforación de un pozo productor multilateral para evaluar la construcción de este tipo de pozos en el área y productividad de los mismos.

La segunda etapa consistiría en perforar dos (2) pozos multilaterales inyectores y un (1) productor durante el año 2003. En esta etapa se continuaría evaluando la productividad e inyectividad en pozos multilaterales

Una tercera etapa donde serian perforados el resto de los pozos multilaterales. El modo de control utilizado para los inyectores fue tasa de inyección máxima y para los pozos productores fue tasa de producción máxima

En este caso se consideraron las siguientes limitaciones:

✓ Productores:

$$Q_{o(\min)} = 300 \frac{STB}{D}$$
$$Corte\ de\ Agua = 95\%$$
$$p_{wf(\min)} = 300\ psia$$

✓ Inyectores:

$$Q_{w(\max)} = 500 \frac{STB}{D}$$
$$p_{wf(\max)} = 1500\ psia$$

Los resultados de este caso arrojaron un acumulado de producción de petróleo de 123.7 MMbbls a enero del 2022, con un Factor de Recobro total de 48.4% y un acumulado de inyección total de agua de 222 MMbbls.

1.4 Planteamiento del problema

A través del tiempo, diferentes ingenieros de petróleo han buscado la manera de contrarrestar los problemas ocasionados en la construcción de pozos.

La integración de nuevas tecnologías en el proceso de construcción de pozos petroleros ha contribuido a disminuir los inconvenientes a la hora de perforar un pozo. Sin embargo, los problemas persisten, y esto conlleva a una pérdida de dinero a la empresa.

En el ámbito mundial, cuando se está construyendo un pozo, se debe tomar en cuenta los diferentes tipos de inconvenientes que se pueden originar cuando se esta planificando la construcción de un pozo petrolero, como por ejemplo, los

tipos de formaciones que se desean atravesar, las presiones del yacimiento, las propiedades del lodo a utilizar, entre otras. Estos inconvenientes producen pérdidas monetarias al retrasar las operaciones de perforación en el taladro y al dañar los equipos como mechas y equipos de superficie.

Los problemas más comunes son aquellos que están relacionados con los lodos de perforación, los diferentes tipos de formación, el tipo de mecha y la causa de su embolamiento, una limpieza deficiente del hoyo, derrumbes de las paredes del hoyo, pérdida de circulación, baja tasa de penetración (ROP), entre otros.

En Venezuela, específicamente en el Lago de Maracaibo, en el área Bachaquero Lago, se han presentado una serie de problemas mientras se está construyendo el pozo. Estos problemas conllevan a una pérdida significativa para la empresa.

En relación con lo planteado es importante resaltar que, la empresa Schlumberger Venezuela S.A. a través del proyecto de Perforación y Rehabilitación Integral con Servicios en Alianza (IPM), considera importante la optimización de la construcción de pozos en el área Bachaquero del Lago de Maracaibo, ya que con esta propuesta se podrá minimizar los costos, y mejorar los métodos de perforación y completación de pozos en esta área.

1.5 Descripción de la empresa

Schlumberger es la empresa líder de servicios a la industria petrolera suministrando tecnología de punta, gerencia de proyectos y soluciones de información. Cuenta con más de cincuenta mil (50.000) personas de 140 nacionalidades trabajando en 100 países.

Comprende dos segmentos de negocios primarios:

- ✓ **Schlumberger Oilfield Services:** Empresa líder de servicios de exploración y producción, productos y soluciones técnicas a la industria petrolera en el mundo.

-
- ✓ **WesternGeco:** Empresa más grande y avanzada de sísmica de superficie. Propiedad mancomunada con Baker Hughes.

1.5.1 Actividad Económica

Esta empresa se dedica a la actividad petrolera, todo esto con el objeto de participar con sus clientes en el proceso de encontrar y producir petróleo eficientemente, y de forma segura y responsable para con el medio ambiente, Schlumberger ha logrado el concierto de los diversos servicios que ha desarrollado, ofreciendo un amplio espectro que abarcan desde la adquisición de la data sísmica, pasando por Perforación, Completación, Evaluación, Monitoreo, Control y Gerencia de Yacimientos, hasta el Desarrollo de Software Especializados y Servicios de Administración de Datos.

A través del concepto de integración de servicios, Schlumberger proporciona valor agregado a sus clientes donde quiera que trabajen, optimizando la eficiencia en costo-beneficio y mejorando cada vez más la calidad a través del uso inteligente de la tecnología.

1.5.2 Reseña Histórica

Hace cerca de cien años, en Alsacia, en el Noreste de Francia, la familia Schlumberger se hizo próspera en el negocio textil.

Había dos hijos (de entre 6), Conrad, nacido en 1878, y Marcel, nacido en 1884.

Después de graduarse en la prestigiosa Universidad École Polytechnique, Conrad enseñó física en la École des Mines, en París. Mientras experimentaba con varias formas para aplicar la física y la electricidad para solucionar algunos de los problemas de la industria minera, se dio cuenta que el campo magnético de la tierra estaba distorsionado localmente. Su idea era crear campos electromagnéticos más fuertes para observar mejor las anomalías. Conrad pudo entonces descubrir y delinear varios depósitos importantes en yacimientos de hierro y cobre.

Marcel se graduó de ingeniero en la también famosa Universidad École Centrale en París. Rápidamente se hizo de una buena reputación como ingeniero de investigaciones. En 1919, un año después de finalizada la primera guerra mundial, decidió trabajar junto con su hermano Conrad. La tecnología era rudimentaria, pero ya progresista para su época. Schlumberger fue fundada sobre la base de una tecnología de avanzada hace más de 75 años

A principio de los años 1900, los franceses, Marcel y Conrad Schlumberger, probaron que la medición en superficie de la resistencia eléctrica podía detectar profundas formaciones minerales bajo tierra. Este principio se aplicó en un pozo para identificar formaciones de petróleo, y fue lo que dio origen a la Industria de Medición y Cableado en 1927 y a la exitosa y diversificada corporación internacional que todavía lleva su nombre "Schlumberger". Desde su fundación, este grupo de compañías ha construido una reputación a escala mundial de liderazgo en una variedad de áreas tecnológicas.

El año 1920 fue de gran importancia para la empresa, ya que en este año se abrió la primera oficina en París. En los siguientes tres años, condujeron exploraciones geofísicas en Rumania, Serbia, Canadá, Sur África, Congo y Estados Unidos. Luego crean la "Société de Prospection Électrique" y se une Henri Dolé (yerno de Conrad) al equipo.

En 1927, realizaron el primer registro eléctrico de la resistividad de un pozo petrolero en Pechelbron, Francia. Luego las exploraciones se expandieron hacia Venezuela, India y Rusia. Donde en 1928, en Venezuela se produjo el reventón del Pozo Barroso en Cabimas, Estado Zulia.

- ✓ En 1934 se funda Schlumberger Well Services Corporation en Houston.
- ✓ En 1936 muere Conrad Schlumberger.
- ✓ En 1940, Fierre Schlumberger (Hijo de Marcel), Jean de Ménil y Henri Dolé se mudaron a Houston donde forman la oficina principal de la empresa.

- ✓ En 1947 fue desplegado el primer taladro y al año siguiente se unió la Fundación del Ridgefield Research Center.
- ✓ En 1953 Muere Marcel Schlumberger.
- ✓ En marzo de 2004, Schlumberger celebró 75 años en Venezuela.
- ✓ Evolución de la empresa a través del tiempo.



Figura 1.2 Evolución de la empresa Schlumberger. Fuente: IPM

Hoy, el compromiso de Schlumberger con la innovación continúa para proveer piedras angulares al desarrollo de nuevas generaciones de soluciones que satisfagan las necesidades cambiantes de los clientes.

- ✓ Servicios a la industria Petrolera Venezolana.
- ✓ Levantamiento Artificial.
- ✓ Cementación.
- ✓ Coiled Tubing
- ✓ Completación.
- ✓ Perforación.

-
- ✓ Servicios de Información y Asesoría.
 - ✓ Evaluación de Formación.
 - ✓ Gerencia de Proyectos Integrados.
 - ✓ Producción.
 - ✓ Sísmica.
 - ✓ Estimulación de pozos.

1.5.3 Misión Schlumberger

Su objetivo es ayudar a sus clientes a producir más recursos naturales de una forma económica y rentable, de manera segura y responsable para el medio ambiente.

1.5.4 Visión Schlumberger

Ser los proveedores de servicios preferidos en la industria del Petróleo y Gas. Para ello debe:

- ✓ Responder a las necesidades de sus clientes.
- ✓ Adaptarse a los cambios de la Industria.
- ✓ Diferenciar su capacidad de servicio con respecto a sus competidores.
- ✓ Líderes reconocidos de la industria en QHSE (Quality, Health, Security and Environment).

1.5.5 Gerencia de Proyectos Integrados (IPM)

Otra división de Schlumberger (destinada a trabajar en equipo con sus clientes para lograr una mayor eficiencia en un ámbito seguro y acorde al medio ambiente) es IPM Integrated Project Management, que se encarga de la gerencia

de proyectos, ingeniería de perforación y tecnología de punta. La cual está organizada en cinco áreas de experticia, con la siguiente estructura:

- ✓ Gerencia de Proyecto y Riesgos.
- ✓ Construcción e Ingeniería de Pozos.
- ✓ Gerencia de Taladro.
- ✓ Gerencia de Producción de Campo.
- ✓ Gerencia de Subsuelo.

De los cuales, los tres primeros son ofrecidos a través del Proyecto Schlumberger - PDVSA.

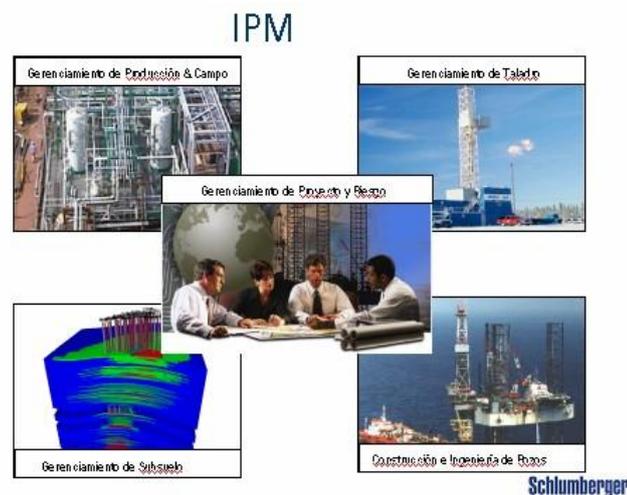


Figura 1.3 Gerencia de Proyectos Integrados (IPM). Fuente: IPM

1.5.6 Política Corporativa

La gerencia de proyectos integrados de SCHLUMBERGER (IPM) se ha comprometido a realizar sus operaciones de forma legal, ética y responsable. La compañía cree firmemente que para lograr este objetivo primordial, la filosofía de gerencia de la compañía debe dedicarse a mejorar la calidad de sus operaciones, asegurar la seguridad y salud de sus empleados y otras personas que pudieran

verse afectadas por las mismas, y proteger el ambiente en el cual la compañía realiza sus operaciones.

1.5.7 Proyecto (Perforación y Rehabilitación Integral con Servicios en Alianza)

Es uno de los Proyectos Integrados más importantes que en el ámbito mundial, al nivel de IPM, tiene la empresa. Su base está ubicada en las instalaciones de OFS, Sector Las Morochas; Ciudad Ojeda, Estado Zulia. Es un proyecto a diez (10) años entre PDVSA y Schlumberger, destinado a la construcción y reparación de pozos en el Lago de Maracaibo. Para ello cuenta con tres (3) unidades Multipropósito de Perforación (Gabarras) de última tecnología denominadas UMP-101, UMP-102 y UMP-103 y tres (3) unidades Multipropósito de Rehabilitación (Jack up) UMP-110, UMP-111 y UMP-112.

1.5.8 Antecedentes del Proyecto

La industria petrolera en Venezuela fue nacionalizada a mitad de los setenta con la creación de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). Veinte años después, un proceso de reapertura comenzó con el regreso de las grandes compañías internacionales de petróleo, quienes trajeron con ellas la filosofía de contratación de servicios integrados. Ésta idea fue tomada y cristalizada por PDVSA con un decreto de licitación Internacional el 17 de enero de 1997, con el objetivo de encontrar una forma más eficiente de manejar los costos de rehabilitación y perforación de pozos en el Lago de Maracaibo. Schlumberger ganó la licitación y el contrato fue firmado el 31 de Diciembre de 1997.

1.5.9 Logros claves del Proyecto

Desde principios del año 1999 opera en el Campo Costanero Bolívar, ubicado en los Municipios Cabimas, Simón Bolívar y Lagunillas, extendiéndose hasta Bachaquero a lo largo de la Costa Este del Lago de Maracaibo, Edo. Zulia; incorpora una característica que le asigna el carácter único en Venezuela y es la integración de todos los servicios bajo un solo objetivo, el de acceder cuantiosas

reservas (mas de 20 mil millones de barriles en reservas en el sitio) que yacen en un campo maduro y depletado, con características geológicas complejas, donde el uso de tecnologías convencionales representan para Petróleos de Venezuela un alto costo operacional. Desde entonces, a través del Proyecto Schlumberger - PDVSA, se han trabajado un total de 1.176 pozos, de los cuales, 433 corresponden a operaciones de perforación y 743 a operaciones de rehabilitación de pozos.

Por otra parte, se han introducido alrededor de cien (100) nuevas tecnologías asociadas a los dos procesos, quedando implantadas hasta ahora 30 de ellas, siendo aplicadas actualmente en diferentes áreas tanto por PDVSA como Schlumberger.

En la consecución de estos logros, todo el equipo reconoce la labor fundamental que cumplen las unidades multipropósito instaladas en el Lago de Maracaibo. Dotadas de sistemas de posición satelital, estas gabarras son las únicas con operación en el Lago que además de posicionarse en el sitio donde se va efectuar el trabajo, pueden auto elevarse para realizar actividades de rehabilitación. Permiten también hacer mudanzas nocturnas y se encuentran absolutamente dotadas de servicios integrados, es decir, servicios de cementación, servicios de tubería continua, entre muchos otros. Entre los beneficios que ofrece se encuentran: reducir costos operacionales, reducir los requerimientos de logística, mantener eficiencia y rapidez operacional a través de normas de Calidad, Salud, Seguridad y Ambiente (QHSE).

1.5.10 Misión del Proyecto

Capturar e introducir tecnologías de vanguardia que contribuyan a generar soluciones enfocadas en la optimización del yacimiento, que den valor agregado en los procesos de construcción y rehabilitación de pozos.

1.5.11 Visión del Proyecto

Equipo de trabajo, altamente motivado, entrenado, interrelacionado con otros proyectos a escala mundial, generando, exportando y capturando, soluciones en un círculo de mejoramiento continuo; cuyos principales objetivos son:

- ✓ Principales Responsabilidades del Proyecto
- ✓ Diseñar programas de pozos
- ✓ Gerencia y ejecución de las operaciones
- ✓ Proveer toda la logística (equipos, servicios y materiales)
- ✓ Generación de estadísticas e informes de pozo

1.5.12 Estructura Organizacional del Proyecto

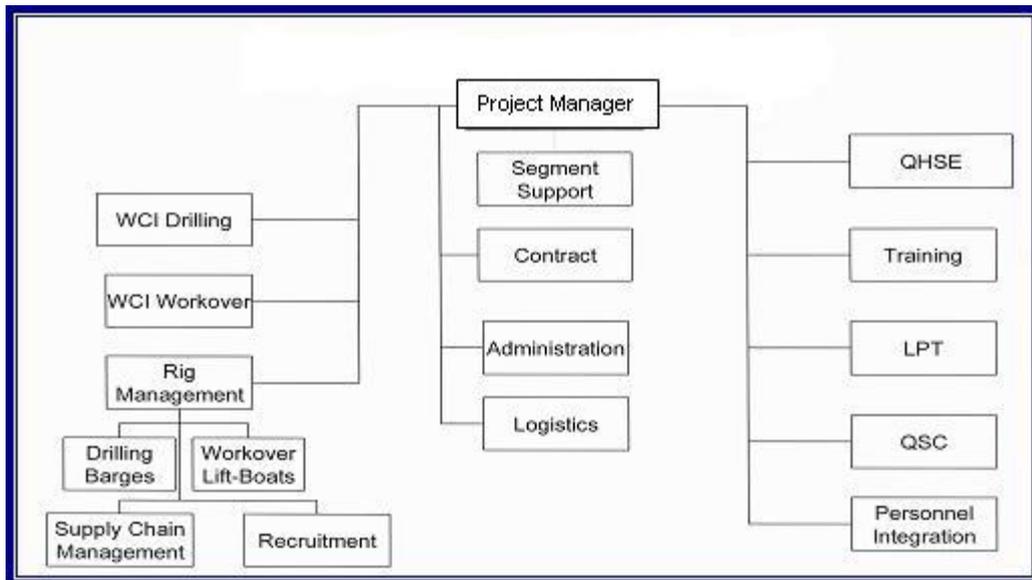


Figura 1.4 Organización del Proyecto. Fuente: IPM

1.5.12.1 Estructura Organizacional en los Taladros de Perforación

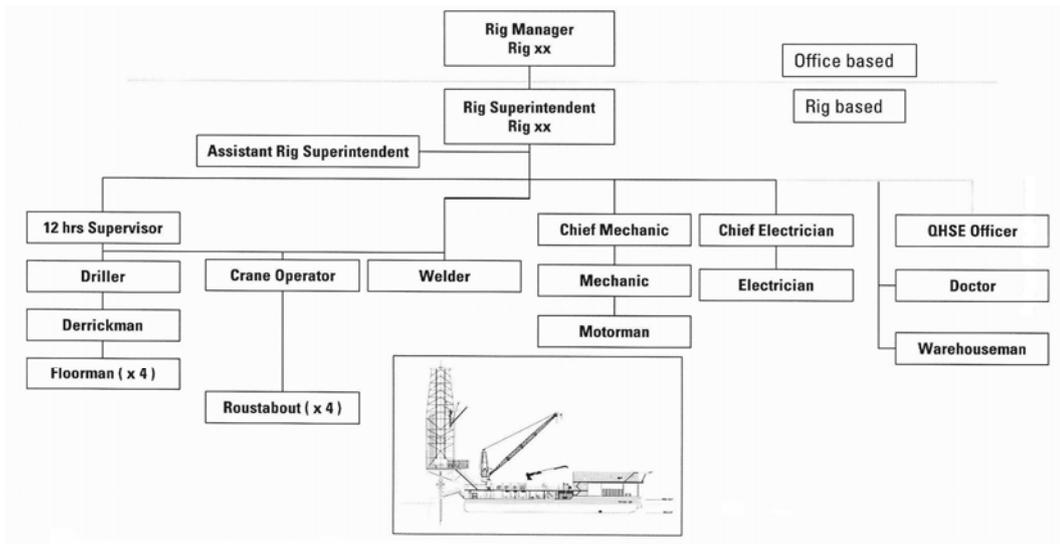


Figura 1.5 Organización en los taladros de perforación. Fuente: IPM

1.5.12.1 Estructura Organizacional en los Taladros de Rehabilitación

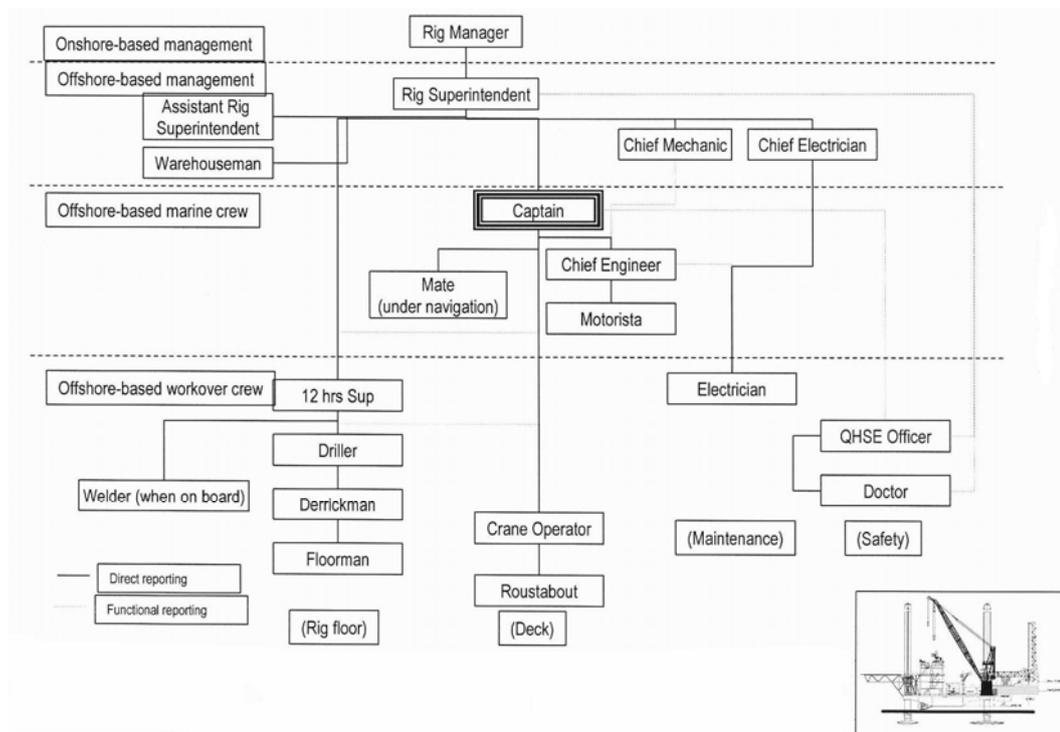


Figura 1.6 Organización en los taladros de rehabilitación. Fuente: IPM

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Tipos de pozos

La perforación y operación de pozos están condicionadas por los tipos de fluidos existentes en el yacimiento y su comportamiento, la geología, las restricciones de superficie y el costo, debido a que estos determinarán cuántos pozos y dónde se deben perforar, y cómo deben producir para aumentar el valor agregado. Existe una variedad de pozos según la necesidad del yacimiento. La clasificación más general de los mismos es: convencionales y no convencionales. Todos ellos tienen como objetivo principal optimizar la extracción y aumentar las ganancias generadas por la explotación del hidrocarburo.

2.1.1 Pozos convencionales

Se refiere a los pozos perforados verticalmente (Figura 2.1) o con inclinaciones menores de 60 grados. La perforación en los inicios de la industria petrolera se realizaba sólo con este tipo de pozos.

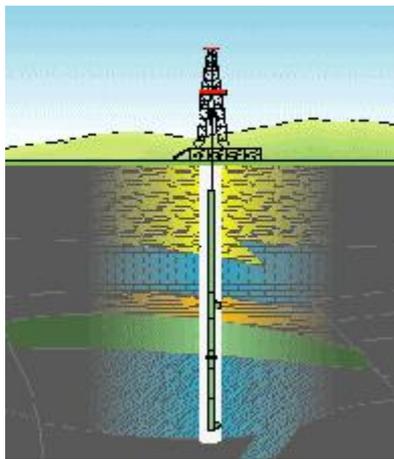


Figura 2.1 Pozo perforado verticalmente. Fuente (9)

2.1.2 Pozos no convencionales

2.1.2.1 Pozos altamente desviados

Son aquellos pozos diseñados con inclinaciones mayores a 60 grados (Figura 2.2), con la finalidad de incrementar la longitud de la sección expuesta a producción. Este tipo de pozos es de gran utilidad en yacimientos heterogéneos, yacimientos con un espesor de arena entre los 20 y 30 pies o en regiones en donde se requiere conectar diversos lentes de arena.



Figura 2.2 Pozo altamente desviado. Fuente (9)

2.1.2.2 Pozos horizontales

Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a la zona productora (Figura 2.3), con la finalidad incrementar el factor de recobro y obtener mayor producción, producir en zonas de poco espesor donde la perforación vertical no es económica, reducir los problemas de arenamiento y de conificación de agua y/o gas, etc.

El perfil de los pozos horizontales se describe con una trayectoria vertical, continuando con una sección de construcción de ángulo hasta alcanzar el ángulo de navegación y luego con una sección horizontal hasta la profundidad objetivo.

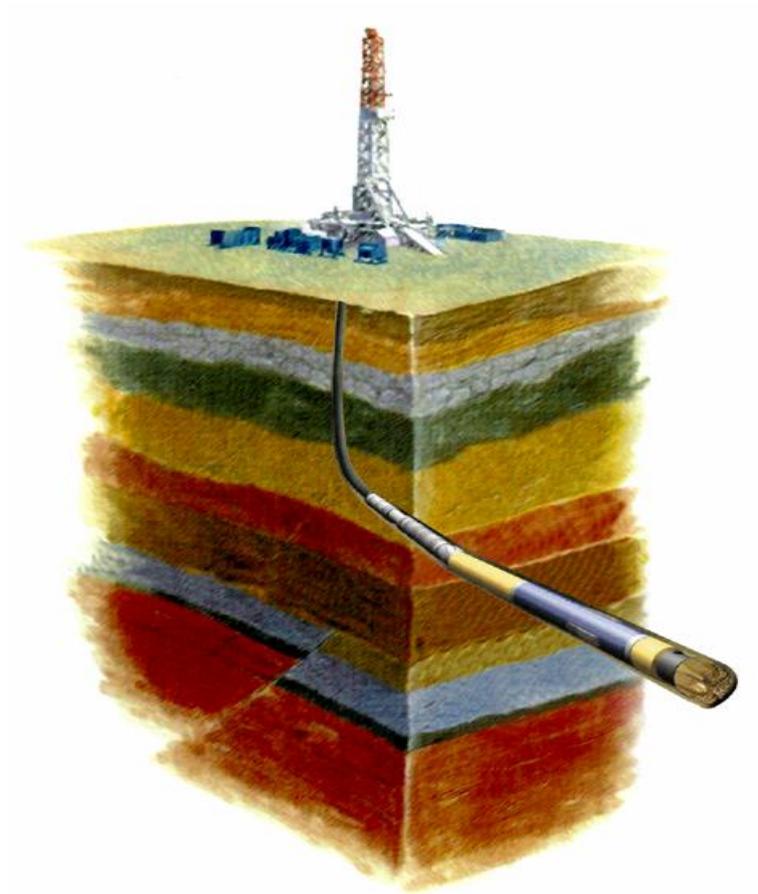


Figura 2.3 Diagrama básico de un pozo horizontal. Fuente (9)

De acuerdo con el ángulo de desviación, el radio de los pozos horizontales se clasifica de la siguiente manera:

Tabla 1.1 Tipo de radio según el ángulo de desviación. Fuente: Perforación no convencional, encuentro técnico de PDVSA

TIPO DE RADIO	GRADOS/100 PIES
LARGO	0 - 7
MEDIO	8 - 35
CORTO	36 - 90
ULTRACORTO	> 91

Se han construido miles de pozos horizontales a nivel mundial. Las técnicas de perforación y la tecnología de completación han avanzado a una etapa donde el costo de un pozo horizontal no es mucho mayor al de uno vertical, pero la

ingeniería de yacimientos y atributos de desempeño no se pueden predecir claramente. Aunque los pozos horizontales tienen un gran potencial y han sido muy exitosos en muchos casos, algunos han experimentado un desempeño decepcionante, y algunos han fracasado desde el punto de vista económico. Muchos pozos horizontales se han perforado para producción primaria en campos con geología complicada, como en las formaciones fracturadas de “The Austin Chalk”. Algunas veces la aplicación ha sido utilizada en campos específicos con dificultades especiales, como prevención de la conificación de agua o gas. Por ejemplo, estos podrían ser usados para reducir los efectos de la gravedad en el desplazamiento miscible de gas o inyección de vapor en yacimientos maduros. En el Campo Bare ubicado en el sector noroccidental del área Hamaca la cual se encuentra localizada del centro al este de la Faja del Orinoco, en el Estado Anzoátegui, Venezuela; se utiliza este tipo de pozo con la finalidad de incrementar la tasa de producción de petróleo, disminuyendo de esta manera el costo por barril, además de ser utilizados para inyección de vapor, donde este tipo de pozos incrementa el área expuesta a la inyección.

2.1.2.2.1 Tipos de pozos horizontales

Pozos horizontales someros: Son aquellos que alcanzan una profundidad vertical de hasta mil (1000) pies. En el Oriente del país están conformados por tres diámetros de hoyo, mientras que en el Occidente y Sur por tres o cuatro diámetros. El fluido de perforación, en ambos casos, es diferente para cada diámetro. El hoyo de superficie se perfora con lodo agua gel, la construcción del ángulo se realiza con lodo base aceite o agua fuertemente inhibido, y la zona productora se perfora con polímero inhibido con base agua o aceite. La cementación se realiza hasta la construcción del ángulo y el pozo se completa a hoyo abierto con camisa ranurada o preempacada.

Pozos horizontales profundos: Se localizan en las regiones Sur y Oriental de Venezuela. Se construyen con cuatro o cinco diámetros de hoyo y alcanzan una profundidad vertical de más de diez mil (10000) pies. Al igual que

en el caso anterior, se usan tres tipos de fluidos de perforación, utilizándose el mismo tipo para los hoyos intermedios. La cementación y terminación son iguales a las de los pozos someros.

2.1.2.3 Pozos de sección extendida

Los pozos de sección extendida son aquellos donde las secciones horizontales, desviadas, curvas en ángulo o combinaciones de éstas, son unas dos veces la profundidad vertical verdadera del pozo total.

2.1.2.4 Pozos de reentrada

La reentrada o reperforación horizontal consiste en abandonar la sección inferior de un pozo original y abrir una ventana para luego realizar un desvío hasta la arena objetivo (la perforación de esta arena es similar a la de pozos altamente inclinados u horizontales). El pozo original, seleccionado para este tipo de perforación, generalmente no presenta otra alternativa de rehabilitación.

2.1.2.5 Pozos multilaterales

Los pozos multilaterales son aquellos que tienen más de un hoyo productor conectados a un solo cabezal de producción (Figura 1.4). Cada hoyo es llamado lateral, rama o brazo y estos pueden seguir la misma o diferentes direcciones entre sí. El pozo puede producir conjuntamente todos los laterales desde un mismo yacimiento o tener laterales con producción independiente desde diferentes yacimientos.

Esta tecnología comenzó a evaluarse debido a los éxitos obtenidos por la industria petrolera con los pozos horizontales y de reentrada, con la finalidad de obtener una explotación óptima de las reservas. De acuerdo a los conocimientos adquiridos mediante la práctica, el costo de un lateral en un pozo vertical representa aproximadamente 10 a 60% del costo de uno vertical.



Figura 2.4 Diagrama básico de un pozo multilateral. Fuente (9)

La ubicación de los pozos y su configuración geométrica depende de la estrategia seleccionada para drenar o inyectar los fluidos desde o hacia el yacimiento. Las características del pozo dependen de la arquitectura del yacimiento, propiedades petrofísicas, requerimientos de producción y capacidad de los equipos de perforación y producción.

La planificación y diseño de los pozos multilaterales requiere la conformación de un equipo multidisciplinario de trabajo integrado por especialistas en las áreas de geología, geomecánica, yacimientos, producción, completación, perforación y reparación de pozos. Además, es conveniente el apoyo de personal en las áreas de ambiente, legal, contratación de servicios, evaluaciones económicas y análisis de riesgos.

2.1.2.5.1 Tipos de pozos multilaterales

Dual Alas de Gaviota: Esta conformado por dos laterales horizontales. Generalmente la completación se realiza con un lateral buzamiento arriba y otro en sentido opuesto, conformando un ángulo de 180° (Figura 2.5). Sin embargo, el pozo puede ser completado con diferentes ángulos entre los laterales.

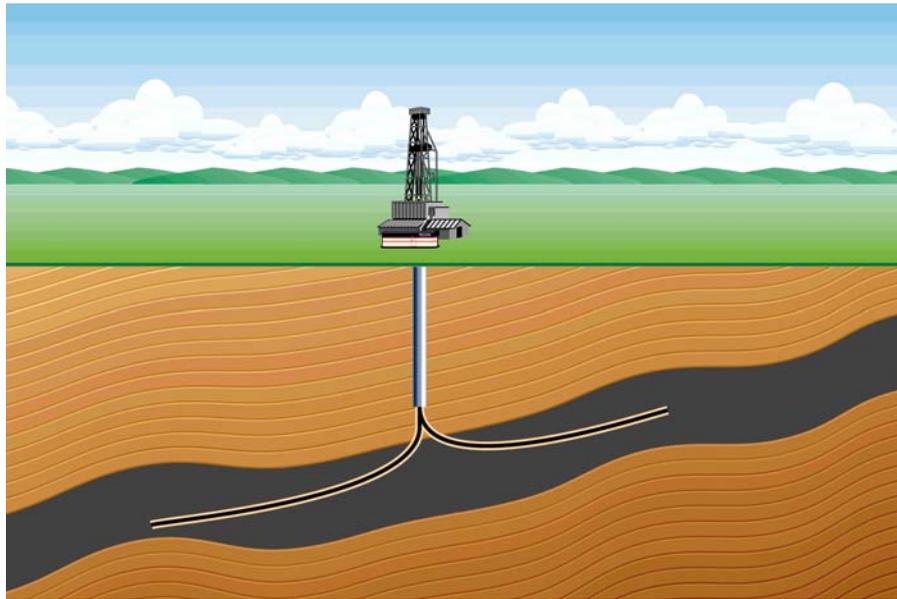


Figura 2.5 Pozo multilateral Alas de Gaviota. Fuente (9)

Dual Apilado: Consiste en dos laterales dispuestos uno encima del otro (Figura 2.6). Esta configuración de pozo puede ser usada para producir de dos o más zonas que estén separadas por zonas de baja permeabilidad.

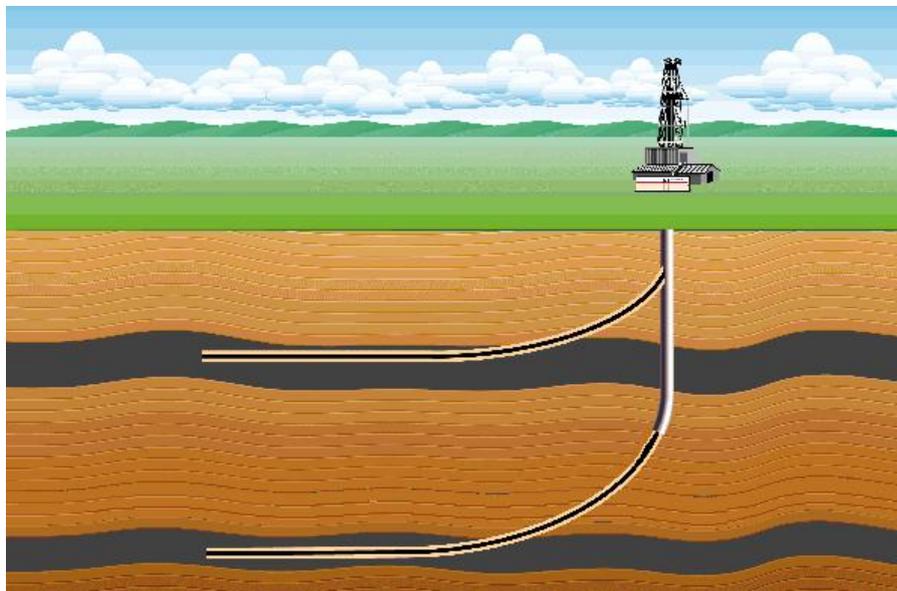


Figura 2.6 Pozo multilateral Dual Apilado. Fuente (9)

Tenedor: Esta configuración de pozo posee dos o tres laterales en la misma dirección y a una misma profundidad vertical (Figura 2.7).

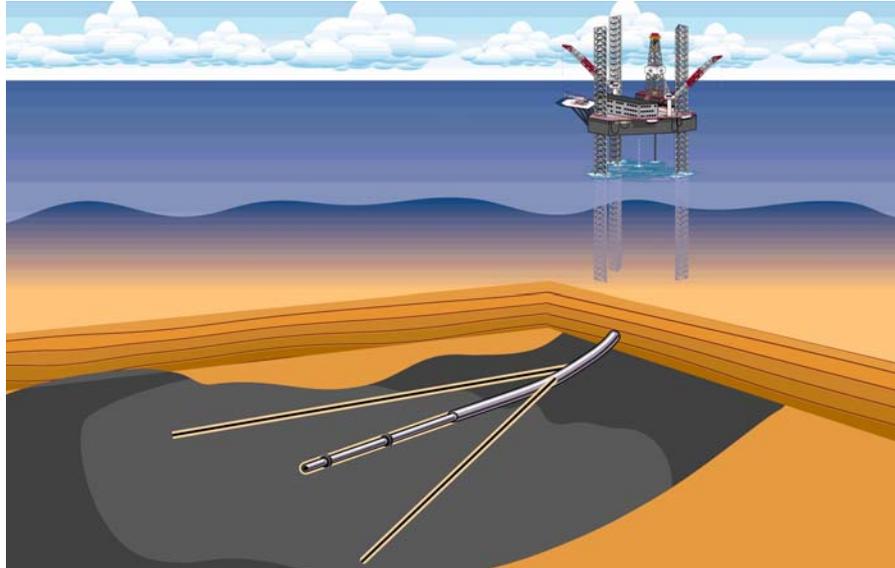


Figura 2.7 Pozo multilateral tenedor de tres laterales. Fuente (9)

Espina de Pescado: Este tipo de pozo presenta como hoyo madre un pozo horizontal de donde salen varios laterales en diferentes direcciones (Figura 2.8).

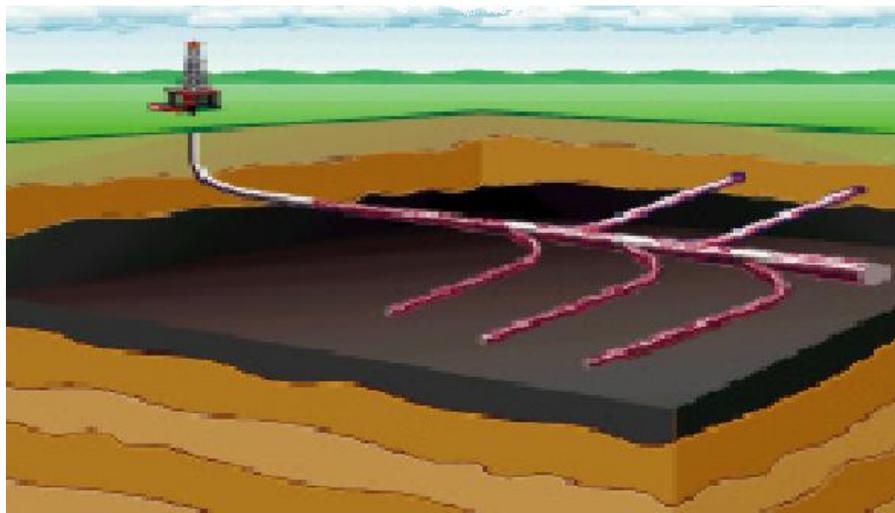


Figura 2.8 Pozo multilateral Espina de Pescado. Fuente (9)

“Backbone and Rib”: Esta configuración de pozo presenta como hoyo madre un pozo horizontal de donde salen varios laterales en diferentes direcciones pero siempre manteniéndose en un plano vertical (Figura 2.9).



Figura 2.9 Pozo multilateral “Backbone and Rib” . Fuente (9)

Radial: En este tipo de pozo se perforan múltiples hoyos a partir de un hoyo central (Figura 2.10).

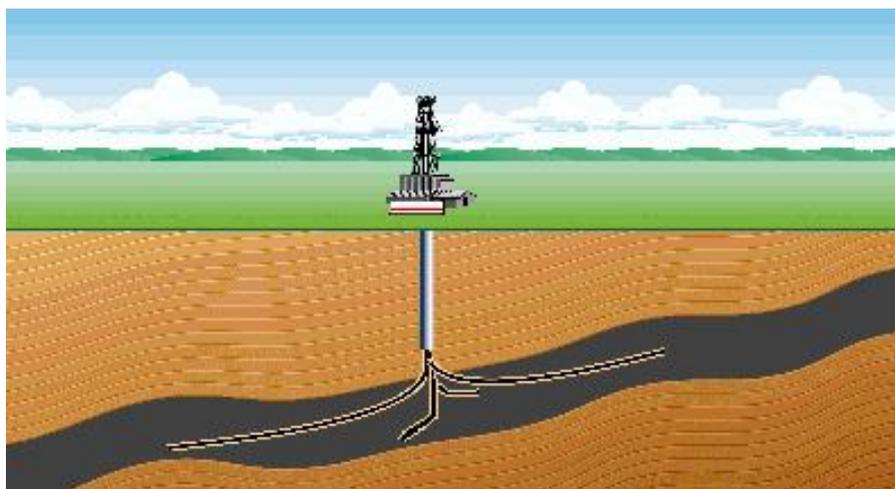


Figura 210 Pozo multilateral Radial. Fuente (9)

2.2 Aplicaciones de la perforación multilateral

Zonas de Petróleo Pesado y Extrapesado: Con los pozos multilaterales se obtienen incrementos significativos en la producción debido a que a mayor área de exposición de la zona productora y a un mayor el drenaje areal (comparado con los pozos verticales), mayor será el drenaje gravitacional por la interconexión en estos pozos. Otra aplicación de las perforaciones multilaterales es la de inyección de vapor en zonas de petróleo pesado y extrapesado.

Zonas Productoras Laminadas: Los pozos multilaterales tienen la capacidad de conectar múltiples zonas en yacimientos laminados o multiestratos. La perforación de varios pozos verticales resultaría de poco atractivo económico debido al poco espesor de las arenas, lo cual está asociado a bajas tasas de producción por tener una menor área de contacto, menor drenaje y por consiguiente un menor recobro final.

Yacimientos Naturalmente Fracturados: Los pozos multilaterales proporcionan una mayor posibilidad de interceptar fracturas naturales localizadas en la trayectoria de la sección de desvío, drenando así el área en cuestión. Estos pozos conectan mecánicamente dichas fracturas con el sistema de producción, siendo deseable que el pozo intercepte las fracturas de mayor extensión en el yacimiento, ya que así se expone una mayor área de las mismas.

Yacimientos de Poco Espesor Neto de Arena: Con el pozo multilateral la productividad obtenida debe ser mayor a la que se podría obtener con un pozo vertical, debido a que el pozo multilateral atraviesa la arena productora a lo largo y posee una mayor área de contacto, así como un radio hidráulico equivalente de pozo mayor. Esto favorece aún más la producción si la arena es de gran extensión y posee reservas apreciables y difíciles de extraer. Lo anterior también aplica para los pozos horizontales, pero la alternativa de usar cualquiera de las dos tecnologías depende de los costos, beneficios económicos y de los riesgos que la empresa operadora esté dispuesta a asumir.

Zonas de Baja Presión de Yacimiento: Este tipo de pozos reduce las caídas de presión en las cercanías del pozo, debido a que la mayor área de exposición al flujo reduce la velocidad del fluido (para una misma tasa) y, según la ley de Darcy, “la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión(1)”. Las zonas de baja presión pueden ser someras o zonas de presión agotada, donde este tipo de pozos es muy atractivo porque además de reducir las caídas de presión en las cercanías del pozo, permiten obtener un mayor drenaje areal.

Petróleo Remanente en Bloques Aislados: El petróleo remanente se encuentra generalmente en bloques o zonas aisladas, donde la perforación de varios pozos verticales no resultaría económica por los costos de perforación. Mediante la perforación de un solo pozo con varios brazos laterales o direccionales, que intercepte simultáneamente estos bloques de petróleo aislados, sería económicamente accesible el drenaje de ese volumen de hidrocarburos.

Zonas de Gas: El utilizar pozos multilaterales permite explotar los yacimientos de gas en menor tiempo debido a que la mayor área de exposición al flujo genera mayores tasas de producción.

Zonas con Alta Densidad de Pozos: Una de las principales características de los pozos multilaterales es que causan menor impacto ambiental por tener menos instalaciones en superficie con menor densidad de pozos. Además, son tan atractivos como los pozos de diámetro reducido, ya que en ellos se reduce el desecho de ripios y otras materias.

Yacimientos con Conificación de Agua o Gas: La conificación es uno de los problemas más serios que pueden presentarse en la vida de un yacimiento en producción. Cuando se tiene un pozo vertical, se tienen altas caídas de presión

⁽¹⁾ B. Craft y M. Hawkins, Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos, Pg.328.

en la cercanía del pozo, por lo que los fluidos que tienen mayor movilidad (como el gas y el agua) tienden a canalizarse o conificarse. Una manera de minimizar este problema sería reduciendo la caída de presión, lo que resultaría de poco atractivo económico, debido a que se reduciría la tasa de petróleo.

En los pozos horizontales y multilaterales la caída de presión es menor y en lugar de producirse canalización, lo que se produce es un fenómeno llamado “encrestamiento”, que retarda en cierto grado la llegada del fluido que se canaliza a los pozos de producción. La reducción de la caída de presión en las cercanías del pozo se debe a la mayor área de exposición al flujo, por lo que disminuye la velocidad de fluido. Esto trae como consecuencia que, a pesar que la producción por unidad de área es menor, los pozos horizontales y multilaterales pueden generar mayores tasas absolutas de producción, controlando en cierto grado la conificación.

Producción Aislada de Formaciones: Cuando se tiene la necesidad de perforar o producir aisladamente formaciones de gas y de petróleo, entonces se puede producir un fluido por el anular y el otro por la tubería de producción. Este tipo de producción no se realiza en Venezuela, en la actualidad, debido a problemas de corrosión y que esta prohibido por regulaciones gubernamentales.

2.3 Juntas en pozos multilaterales

El término “Junta” se refiere a la unión entre los laterales del pozo multilateral. Esta se construye mediante un instrumento denominado “cuchara deflectora”, el cual permite realizar el cambio de dirección del hoyo.

Existen seis (6) niveles para clasificar el tipo de junta entre el hoyo primario y secundario de un multilateral. Los dos primeros son comúnmente llamados “multilaterales de junta abierta”. La complejidad, costo y riesgo aumentan proporcionalmente al nivel de la junta:

Nivel 1: Pozo principal y lateral hoyo desnudo (Figura 2.11). No provee aislamiento ni integridad hidráulica entre las zonas.

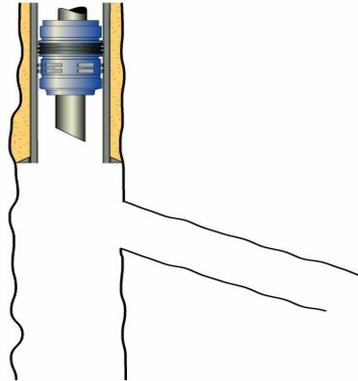


Figura 2.11 Junta Multilateral Nivel 1. Fuente: (10)

Nivel 2: Pozo principal entubado y cementado con lateral a hoyo abierto con camisa ranurada (Figura 2.12). No provee aislamiento de zonas ni integridad hidráulica en la junta.

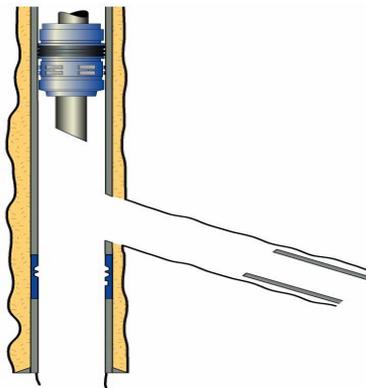


Figura 2.12 Junta multilateral Nivel 2. Fuente: (10)

Nivel 3: Pozo principal cementado y lateral entubado pero no cementado (Figura 2.13). No provee aislamiento y la junta proporciona presiones diferenciales no mayores a la resistencia de la roca en la junta.

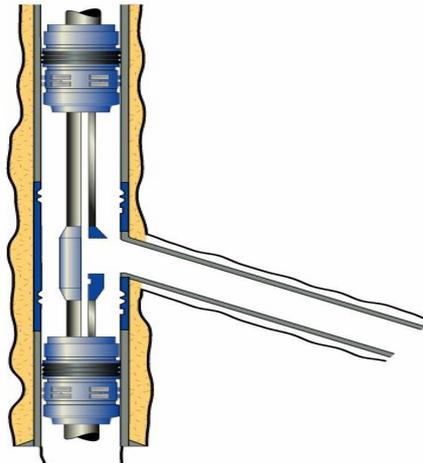


Figura 2.13 Junta multilateral Nivel 3. Fuente: (10)

Nivel 4: Pozo principal y lateral entubado y cementado, lo cual permite operar a presiones mayores al gradiente de fractura de la roca (Figura 2.14). Provee aislamiento de las zonas debido a que la empacadura del hoyo primario aísla el lateral con una tubería de producción. Este es el tipo de junta utilizado en el Campo Bare.

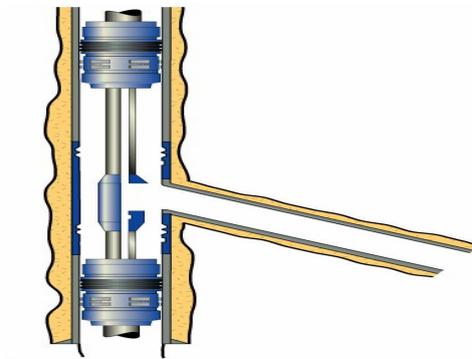


Figura 2.14 Junta multilateral Nivel 4. Fuente: (10)

Nivel 5: Unión con integridad mecánica e hidráulica. Esto se logra con un deflector en la junta y un sistema de empacaduras en el hoyo primario y secundario (Figura 2.15).

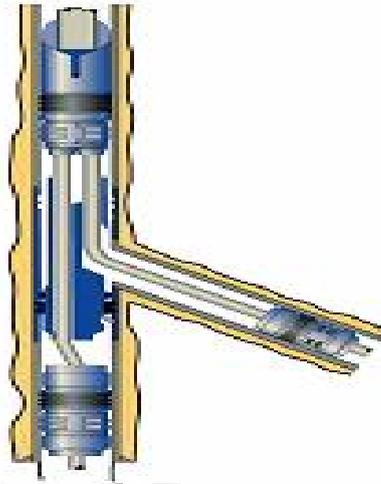


Figura 2.15 Junta multilateral Nivel 5. Fuente: (10)

Nivel 6: Unión con integridad mecánica e hidráulica, suministrada por un revestidor (Figura 2.16), además de resistencia a la presión y temperatura.

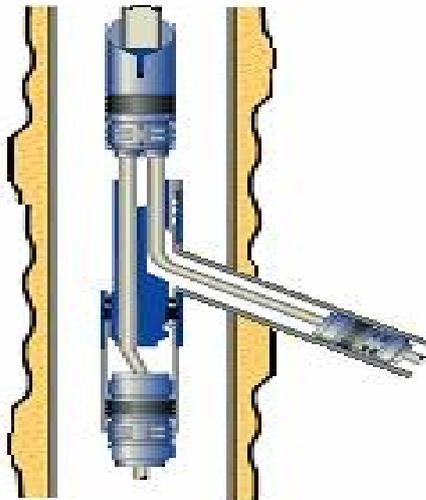


Figura 2.16 Junta multilateral Nivel 6. Fuente: (10)

Nivel 6S: Permite completar dos pozos distintos en un mismo revestimiento de superficie (Figura 2.17). Tiene las mismas características de integridad y resistencia de la junta de Nivel 6.



Figura 2.17 Junta multilateral Nivel 6S. Fuente: (10)

2.3.1 Conexión RapidConnect™

Este es el conjunto de accesorios que se usan para crear la junta en el pozo, dependiendo del tipo de junta se utiliza un paquete de conexiones adecuado para cada caso.

2.3.1.1 Componentes del producto

Acople Indicador del Revestidor (ICC): Los acoples se instalan permanentemente en la sarta de revestimiento para posicionar el fresado y reingresar equipo durante el proceso de construcción de un pozo lateral.

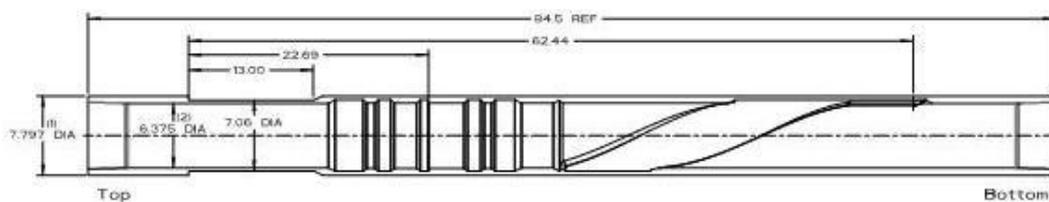


Figura 2.18 Vista transversal del ICC. Fuente: WCP

Herramienta Selectora de Anclaje (SLT): Es el dispositivo de anclaje para orientar, asentar y cerrar la guía-barrenas de fresado y reincorporar herramientas de desviación dentro del ICC.

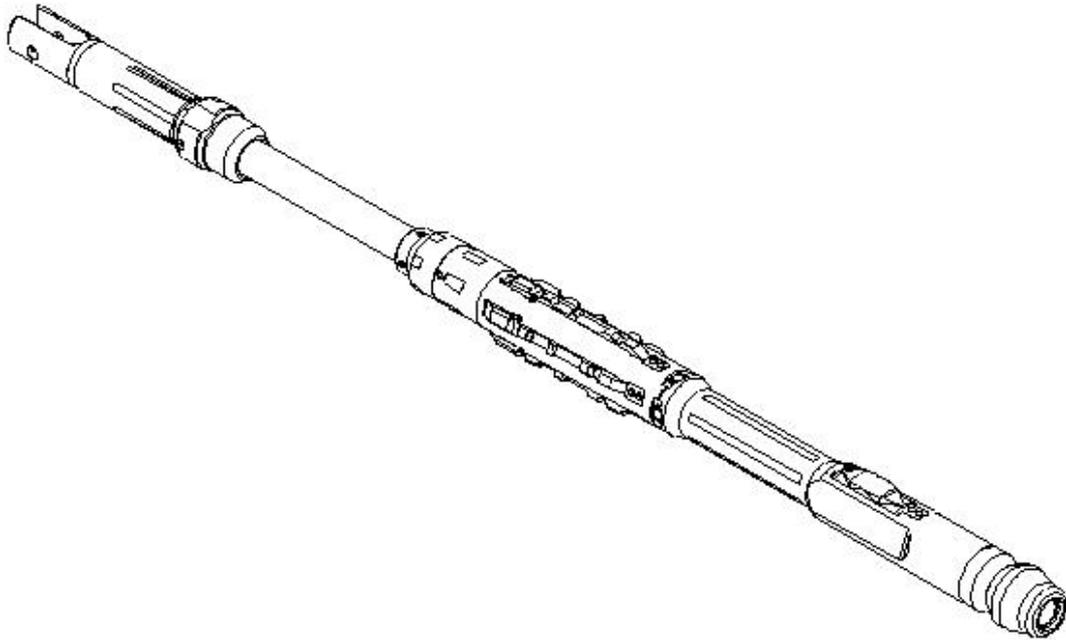


Figura 2.19 Herramienta selectora de anclaje. Fuente: WCP

Herramienta Deflectora de Reacceso (RDT): Es la herramienta que se utiliza para guiar la perforación, terminación y mantenimiento de ensambles en el lateral.



Figura 2.20 Herramienta deflectora (Whipstock) . Fuente: WCP

Guía Barrenas de Fresado: Es la herramienta usada para desviar las fresas en la tubería para fresar una ventana.

Extensor: Es una pieza tubular entre el guía-barrenas de fresado y la Herramienta Selectora de Anclaje SLT.

Enchufe de Pesca Tipo Bowen: Es un enchufe de pesca convencional de la Serie Bowen 150 con gancho y extensión que se usa para pescar el RDT.

Macho de Pesca: Es una herramienta recuperadora para el guía-barrenas de fresado.

Unión Sustituta Selectora de Anclaje (SLS): Es una herramienta de producción que ancla, orienta y se cierra en el niple del Cople Indicador del Revestimiento (ICC) del RapidAccess™.

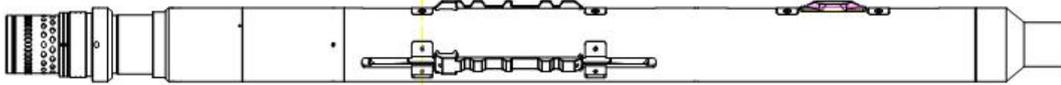


Figura 2.21 Unión sustituta de anclaje (SLS) . Fuente: WCP

Plantilla (Template): Es la porción de ventana pre-maquinada del sistema RapidConnect. La ventana proporciona acceso de intervención al lateral cuando se instala el Acceso Selector a través de Tubería de Producción (STTA). La ventana de esta herramienta está ajustada con guías internas que alinean y cierran el conector en sitio.

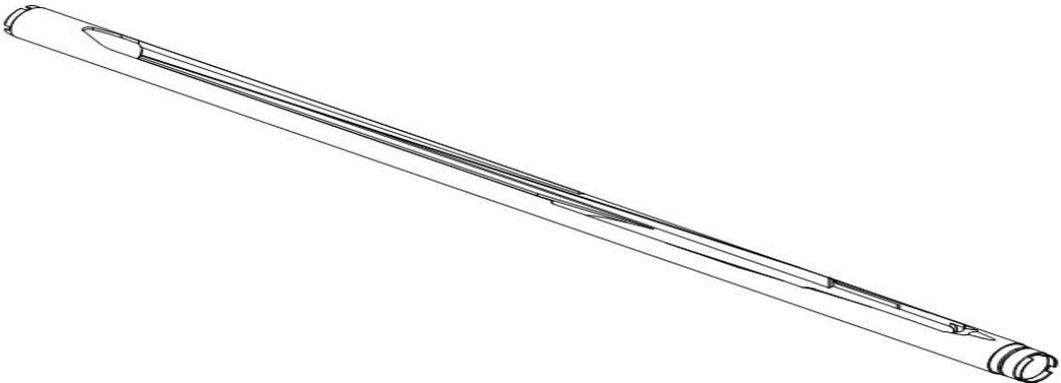


Figura 2.22 Plantilla (Template) . Fuente: WCP

Receptáculo de Diámetro Pulido (PBR): Es un receptáculo de sello pulido que acepta sellos que hidráulicamente cierran una parte de una terminación a otra.

Acceso Selector a través de Tubería de Producción (STTA): Es un dispositivo que se corre con tubería flexible y se instala en la Plantilla y que desvía herramientas de intervención hacia dentro del lateral.

Camisa de Aislamiento Lateral: La camisa orienta a la ventana de pre-maquinado en la plantilla para aislar el lateral.

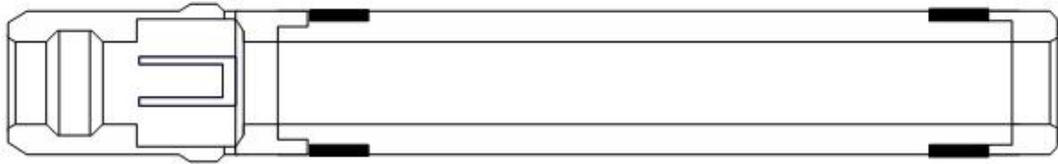


Figura 2.23 Camisa de aislamiento lateral. Fuente: WCP

2.4 Utilidad de la perforación multilateral

Algunas de las ventajas más reconocidas de la perforación de pozos multilaterales son las siguientes:

- ✓ Aceleración de la producción por incremento de la productividad por pozo debido a mayor área de exposición con el yacimiento.
- ✓ Mantenimiento de un alto potencial a menor costo, reutilización de inversiones existentes y perforación de menor cantidad de pozos.
- ✓ Reducción de las inversiones en áreas con altos costos de perforación.
- ✓ Mejor control ambiental, debido a la menor cantidad de ripios con manejo de menos efluentes (menos longitud perforada para exponer igual o mayor área del yacimiento), además de disminuir el impacto ambiental debido a la construcción de un número menor de localizaciones.
- ✓ Disminución del costo de capital en activos (tuberías y equipos) tanto en superficie como en el subsuelo.

-
- ✓ Para transformar campos marginales en económicamente rentables por medio de la reducción en el costo total de desarrollo.
 - ✓ Conexión de yacimientos compartamentalizados.
 - ✓ En algunos casos, mejoramiento del barrido y optimización de tasas críticas.

2.5 Limitaciones de la perforación multilateral

- ✓ Producción diferida, debido a que se emplea más tiempo para la perforación.
 - ✓ Mayor esfuerzo de planificación con respecto a pozos convencionales.
 - ✓ Implica más requerimientos para la intervención de los pozos y los equipos de levantamiento artificial.
 - ✓ Riesgos en la instalación de las juntas multilaterales.
 - ✓ Es más fácil detectar una arremetida en pozos verticales que en configuraciones horizontales o multilaterales.
 - ✓ No es sencillo hacer perfiles de producción ni pruebas individualizadas.
 - ✓ Se presentan con alguna frecuencia problemas de colapso.
-

2.6 Retos tecnológicos en la perforación de pozos horizontales y multilaterales

Transporte de Ripios: Riesgo de formación de “camas” por acarreo inadecuado. Necesidad de mejor prevención de daño debido a mayor tiempo de exposición de la zona productora al fluido de perforación.

Estabilidad de hoyo: Mayor tiempo de operación a hoyo desnudo, requiere mejor comprensión de esfuerzos (Geomecánica y Diseño de trayectoria).

Estabilidad de la junta Multilateral: La selección del nivel adecuado de junta y su ubicación son los factores críticos para el éxito mecánico de este tipo de pozos.

Control del peso sobre la mecha: Es afectado por fricción en la curvatura y en la zona horizontal, lo cual lleva a mayor riesgo de pandeo en la sarta de perforación.

Geonavegación: Hay necesidad de herramientas de monitoreo y control para corregir el rumbo y/o la inclinación en tiempo real.

Terminación del pozo: Se impone la selección del método adecuado de completación del pozo (hoyo desnudo, camisa ranurada, ubicación de camisa “lisas”, rejillas, cañoneo).

Método de levantamiento: Se generan requerimientos geométricos asociados a sistemas de levantamiento (longitud e inclinación de tangentes, diámetro libre a la altura de ventanas, etc.).

2.7 Técnicas de completación de pozos

Las técnicas más usadas para la completación de pozos horizontales y multilaterales se describen a continuación:

Hoyo abierto: Este tipo de completación no es costosa, pero está limitada al tipo de roca de formación. Además, es difícil estimular pozos a hoyo abierto y controlar tanto la inyección como la producción a lo largo de la longitud del pozo.

Empaque con grava a hoyo abierto: En este tipo de completación no hay un revestidor entre el empaque con grava y la formación (figura 2.24). Además, presenta la más alta productividad con respecto a todas las demás completaciones de empaque con grava.

Una de las principales desventajas del empaque con grava a hoyo abierto es la dificultad que se presenta para excluir fluidos extraños como el gas o el agua en la cara de la formación, lo cual eventualmente puede representar un problema. Una segunda limitación es que no todas las formaciones están físicamente estructuradas para acomodar este tipo de completaciones, lo cual lleva a inestabilidad del hoyo.

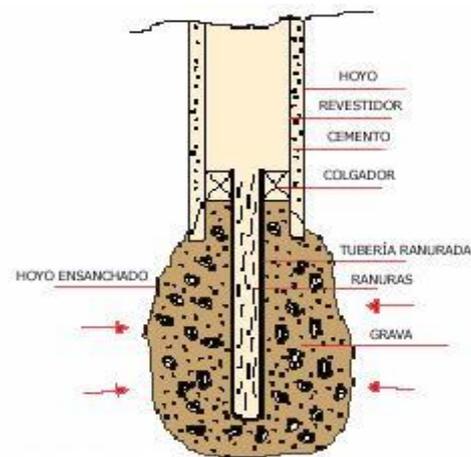


Figura 2.24 Empaque con grava a hoyo abierto. Fuente (9)

La sección de hoyo abierto debe ser ampliada de 4 a 6 pulgadas, adicionales al diámetro del revestidor para permitir ubicar suficiente grava con el fin de remover los sólidos de perforación y el revoque del lodo de la cara del hoyo abierto. Los fluidos de ampliación deben limpiarse a medida que progresa la operación. Ellos deben construir un revoque filtrante que pueda ser fácilmente removido.

“Liner” o Camisa Ranurada: Posee pequeñas aberturas que tienen como finalidad impedir el paso de los granos de arena de tamaño mayor a las mismas. El propósito principal de completar con camisa ranurada en un pozo

horizontal o multilateral es el de prevenir que éste colapse. Del mismo modo, se previene la producción de arena y consecuentemente el arenamiento del pozo.

CAPITULO III

METODODOLOGÍA

3.1 Tipo de investigación

El tipo de investigación a utilizar es descriptiva, ya que según Bavaresco de Prieto. (1997: 18 – 19), expresa lo siguiente:

“Los estudios descriptivos persiguen el conocimiento de las características de una situación dada, donde se plantean objetivos y formula hipótesis sin usar laboratorios”.

Según Hernández, Fernández y Baptista. (1991: 60 – 61), *“Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades importantes de personas, grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno que sea sometido a análisis”.*

Para Tamayo y Tamayo (2000), la investigación descriptiva comprende la descripción, registro, análisis e interpretación de la naturaleza actual y la composición o procesos de los fenómenos. El enfoque se hace sobre conclusiones dominantes o sobre como una persona, grupo o cosa se conduce o funciona en el presente. Trabaja sobre realidades de hechos, y sus características fundamentales es la de presentarnos una interpretación correcta.

Esta investigación se emprende con el objeto principal de efectuar un seguimiento operacional del Pozo Multilateral PB-764 con Junta de Grado 3 llevado a cabo en un yacimiento de Edad Mioceno del Lago de Maracaibo, para generar conocimiento útil en lo que se refiere a futuros trabajos de perforación multilateral aplicando esta tecnología.

Se considera esta investigación como descriptiva, puesto que persigue registrar, describir y analizar el resultado generado en la perforación del Pozo PB-764ML, previamente diseñado por el departamento de IPM, enfocándose en su completación final.

Por otro lado, la investigación es de tipo explicativa ya que según Hernández, Fernández y Baptista. (1991: 66 – 67), ***“Los estudios explicativos van mas allá de la descripción de conceptos o fenómenos o del establecimiento de relaciones entre conceptos; están dirigidos a responder a las causas de los eventos físicos y sociales. Como su nombre lo indica, su interés se centra en explicar porque ocurre un fenómeno y en que condiciones se da este, o por qué dos o más variables están relacionadas”***

Reafirmando lo antes expuesto por los autores, para la realización de esta investigación se requiere un seguimiento detallado de los trabajos realizados por los taladros de perforación pertenecientes al proyecto IPM, en el Campo Costanero Bolívar, lo cual será de tipo descriptivo y explicativo debido a que la información tomada para el análisis, tiene como propósito describir las características de cada una de las variables tales como, la tasa de penetración, reología y propiedades del lodo, dentro de otras, y derivar recomendaciones para optimizar las operaciones de construcción de pozos ubicados en Campo Costanero Bolívar, específicamente para los pozos horizontales, inclinados, re-drill, re-entry, verticales y multilaterales de la edad geológica Mioceno y Eoceno en algunos casos, además plantear diferentes métodos que disminuyan los tiempos en las operaciones de perforación, y las mismas sean usadas en el campo de estudio.

De acuerdo con información manejada, ***esta investigación se perfila de tipo documental y de campo***. Partiendo del hecho que la investigación documental se entiende como el proceso de búsqueda y tratamiento de información generada a partir de estudios realizados sobre un particular que se ha venido acumulando en el transcurso de la historia de la humanidad y se presentan en las más diversas modalidades. La investigación estará desarrollada basándose en información obtenida directamente del trabajo realizado el cual se obtuvo a partir de los reportes diarios que se generaron en el transcurso de la operación por parte del personal a cargo de la Unidad Multipropósito la cual llevó a cabo la ejecución del Pozo PB-764ML.

Adjunto a esto la información presentada se fundamentara por medio de material de consulta (trabajos de grado, manuales y material multimedia) lo cual permitirá el desarrollo del proyecto a realizar. Considerándose como investigación de campo ya que su objetivo es el estudio directo en el lugar de ocurrencia del fenómeno a estudiar.

3.2 Población y muestra

Según Tamayo y Tamayo (2000), *“la población es la totalidad del fenómeno a estudiar en donde las unidades de población poseen una característica común, la cual se estudia y da origen a los datos de la investigación”*. Por lo tanto en este caso el total de elementos a tomar en estudio esta vinculado al pozo multilateral caracterizado en este proyecto, de Edad Mioceno, localizado en la Costa oriental del Lago de Maracaibo, en la parcela A-101, perteneciente al Yacimiento LL-03, con los lentes LR-60 y LR-30 como objetivo.

En la presente investigación se decidió trabajar con una muestra de un (1) pozo dado que la adquisición de los resultados obtenidos durante las operaciones de Perforación es completa.

3.3 Instrumentos (Recolección de datos)

Según Bavaresco de Prieto. (1997: 60 – 61), *“La recolección es el acopio de la información obtenida de las diferentes fuentes consultadas”*, y los instrumentos de recolección de datos son según Sabino (1992), *“cualquier recurso del cual se valga el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos la información”*.

En la recolección de la información necesaria para sustentar la investigación en curso fueron empleados varios medios que permitieron cumplir los objetivos previamente establecidos. Como primer y principal medio para la obtención de información se recurrió a la revisión teórica de los aspectos involucrados en el

estudio, y al enfoque realizado a los programas de diseño y reportes de ejecución del Pozo PB-764ML.

Conjuntamente fue llevada a cabo una recopilación documental a través de la consulta de textos bibliográficos, manuales técnicos, trabajos especiales de grado vinculados con el tema en cuestión, y la revisión de páginas web.

3.3.1 Observación directa: según Tamayo y Tamayo (2000), establece que la observación directa no participante, *“es aquella en la que el investigador hace uso de la observación directa sin ocupar un determinado status o función dentro de la comunidad, en la cual se realiza la investigación”*, de esta forma se realizó una observación directa de las operaciones, ya que se visitaron los taladros tanto de perforación como de rehabilitación, para observar las diferentes etapas en la perforación y en la completación de los pozos¹, así como los diferentes procesos que involucran a las contratistas de servicio que brindan apoyo a todo el proceso. También se realizaron las observaciones directas de la parte de reología, cementación, registros, corridas de revestidor, manejo de herramientas, y herramientas para hacer los reportes diarios de las operaciones. Así como los tiempos operacionales para cada actividad efectuada. Esto incluyó la propuesta que se le efectuó al cliente (PDVSA) y toda la información de la completación del pozo.

3.3.2 Observación indirecta: esta se realizó a través del estudio de la documentación relacionada con los equipos de perforación y completación, siendo de gran importancia los parámetros de perforación, junto con los tipos de herramientas que se pensaron utilizar para la completación del pozo. Para el análisis de la investigación es necesario tomar en cuenta la información de los pozos vecinos que se encuentra anexo en las carpetas junto con los reportes diarios de perforación y completación del pozo, el reporte del Geolograph, análisis de tiempos, entre otros.

¹ Se realizó el seguimiento a pozos horizontales y verticales

Se procedió a la recopilación de la información, como fue el diseño del programa de perforación, los estudios previos y el análisis del programa de completación para el pozo multilateral. Así mismo se verificó el análisis nodal que presentó el departamento de DCS de Schlumberger para tener un estimado de las propiedades del pozo y sus respectivas ventajas así como el diseño que se presentó al cabo de los 3 años anteriores a su ejecución.

Mediante la revisión bibliográfica se pudo obtener todas las definiciones y términos básicos empleados en esta investigación así como un conocimiento más amplio de la perforación de pozos y los parámetros y herramientas utilizadas durante la ejecución de ella.

3.3.3 Entrevistas: se utilizó esta técnica definida por Tamayo y Tamayo (2000) como *“La relación directa establecida entre el investigador y su objeto de estudio a través de individuos o grupos con el fin de obtener testimonios orales”*. Esto permitió obtener información de carácter cualitativo. De esta forma se realizaron reuniones y entrevistas con el personal de perforación y rehabilitación del proyecto y de otras localidades², con representantes del segmento WCP y Compañía Weatherford, los cuales contribuyeron al momento de realizar el análisis y la forma de abordar el tema de la completación y las posibles causas que generaron la falla en el pozo multilateral. Así mismo se lograron entrevistas con especialistas en el campo de producción y simulación de yacimientos para las diferentes propuestas que se le propondrán al cliente (PDVSA) para la recuperación del pozo.

3.4 Procedimiento (Resumen de cada paso para la ejecución de la investigación)

Con el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado fue posible a través de la ejecución de una serie de pasos que conforman la metodología, aplicada de la siguiente manera:

3.4.1 Fase I. Adecuación a la empresa y realización de los cursos básicos: primero se llevó a cabo un entrenamiento en la parte de QHSE (Quality Healthy Security Environment), que fue indispensable el acceso al campo y la posterior recolección de la data. Esto con el fin de garantizar un trabajo seguro y sin riesgos para las visitas a los taladros.

Se realizaron visitas a las unidades multipropósito para contribuir de esta manera al entendimiento del proceso de perforación y de la actividad operacional que realiza la empresa.

3.4.2 Fase II. Selección del tema: partiendo de la capacitación se presenta la oportunidad de presenciar la realización del pozo multilateral PB-764 con junta de grado 3 lo cual se mostró como un proyecto innovador y con muchas perspectivas.

3.4.3 Fase III. Estudio del diseño y de la propuesta del pozo: acá se revisó el programa de perforación y completación para entender como se pensaba ejecutar este pozo, además se trabajo con pozos previamente perforados y se les realizó un análisis de tiempos y parámetros de perforación lo cual ayudó al manejo básico de los conocimientos.

3.4.4 Fase IV. Recolección y organización de la información a través de tablas y gráficos: una vez terminado el pozo se analizó toda la ejecución del mismo por medio de los informes diarios para diseñar una tabla o matriz de información.

3.4.5 Fase V. Análisis de los resultados obtenidos: en esta fase se analizaron los gráficos obtenidos y en general toda la data generada para la evaluación posterior del pozo. Fue necesario recopilar la Información para enmarcar esta investigación en un contexto teórico, se procedió a consultar textos

² Richard May auditor externo.

relacionados con el tema en cuestión, manuales técnicos, trabajos especiales de grado vinculados con la investigación, y la revisión de páginas web.

3.5 Análisis de datos (Técnicas para el procesamiento de datos)

Con el objetivo principal de optimizar el proceso de perforación en el Campo Costanero Bolívar se realizó el análisis de la investigación a través de las técnicas de análisis del contenido al recopilar toda la información presentada, la cual debió ser debidamente analizada para trasformarla en una descripción propia, mediante las matrices de análisis. Estas fueron las técnicas que se utilizaron durante la investigación.

3.6 Limitaciones

Durante el desarrollo del trabajo se presentaron inconvenientes con el equipo de registro de operaciones del taladro (Geolograph) el cual estuvo averiado durante 4 días en la operación, impidiendo el registro de los parámetros de perforación durante este tiempo. Situación que se convirtió en consecuencia fundamental para el análisis del problema acontecido en el pozo.

Otro aspecto importante para el análisis de este proyecto fue el hermetismo que se mantuvo durante toda la operación.

CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

Para el análisis de la perforación del pozo multilateral PB-764 fue necesario la revisión bibliográfica de la propuesta (PDVSA), el programa de perforación y asimismo el programa de completación. Para reforzar los conocimientos en materia de perforación se realizó un estudio preliminar de un grupo de pozos del yacimiento LL-05 ubicado en la Costa Oriental del Lago, los cuales presentaban problemas de arenamiento y como consecuencia se requería un mayor número de viajes de calibración, situación que generó pérdida de tiempo lo cual se tradujo en incremento de costos. De esta manera se realizó la clasificación de las diferentes operaciones llevadas a cabo en los pozos de este yacimiento antes mencionado. El trabajo se vino realizando con soporte del departamento de perforación de la Empresa Schlumberger.

Para este caso en particular se hizo un estudio de todas las actividades operacionales discriminando en tiempo y clasificando los diferentes parámetros. Así como se estudiaron las diferentes etapas de perforación y completación las cuales se describen a continuación.

4.1 Síntesis operacional programada

4.1.1 Hoyo de superficie de 12 ¼"

Debido a que esta localización se encuentra en una zona con riesgo de Gas Superficial, el hoyo de superficie será perforado por la unidad de tubería continua CT-1021 hasta 1600'

4.1.2 Hoyo Intermedio de 8 ½"

El hoyo intermedio (8 ½") será perforado verticalmente desde 1600' hasta el punto de arranque (KOP) a 1977' y direccionalmente hasta el punto de entrada a la arena objetivo (Entry Point) a 3945' MD (3137' TVD), usando lodo Polímero Glycol de densidad 9.0 – 9.2 lpg.

Seguidamente se correrá y cementará el revestidor de 7" a 3945' MD.

4.1.3 Hoyo de producción lateral inferior de 6 1/8"

La sección horizontal del lateral Inferior de 6 1/8" será perforado utilizando mechas tricónicas con lodo salino de densidad 10.4 – 10.5 lpg hasta la profundidad final de 5714' MD (3161' TVD).

Seguidamente se completará con rejillas de meshrite de 4 1/2" a hoyo abierto y colgador hidráulico.

Se colocará tapón puente recuperable a +/- 3552' (MD) para proteger la sección inferior durante la perforación del brazo lateral superior.

4.1.4 Hoyo de producción lateral superior de 6 1/8"

Se asentará herramienta de desviación (Whipstock) con el CSLT (Casing Selecting Landing Tool) para abrir ventana en el intervalo 3454' - 3466', dentro de la sección tangencial construida durante la perforación del hoyo intermedio (3301' - 3671' MD), para la colocación de La Junta multilateral Nivel 3 RapidConnect™.

Seguidamente el lateral superior de 6 1/8" será perforado utilizando mechas tricónicas y lodo salino de 10.4 - 10.5 lpg, direccionalmente hasta el punto de entrada a la arena objetivo (Entry Point) a 3930' MD (3068' TVD), para continuar perforando la sección horizontal del hoyo hasta la profundidad final de 5932' MD (TVD: 3071').

Posteriormente se completará en hoyo abierto con rejillas de mallas de 3 1/2", empacadura inflable y receptáculo pulido (PBR) para el conector de la junta Multilateral.

4.1.5 Completación final

Para la etapa final de la completación será necesario correr la junta RapidConnect™ de tal forma que se puedan conectar los dos laterales por medio

de esta herramienta y la cual va a hacer posible producir las dos arenas por una misma tubería de producción.

Inicialmente se bajará el SLT (Selective Landing Tool) y será colocado en el ICC inferior para así determinar la ubicación de este con respecto al ángulo de la ventana, posteriormente será bajado el Template el cual se conectará a la empacadura que sostiene la completación del brazo inferior y finalmente la herramienta de asentamiento será retirada del Template.

Posteriormente será bajado el conector que entra en el Template y va a conectarse al PBR del lateral superior.

La fase final de la completación será con tubería perforada de 2 3/8", sensores de fondo de Presión y Temperatura, seguida de tubería de 2 7/8" + obturador hidráulico multipuerto + tubería de 3 1/2", N-80, EUE y mandriles de gas lift.

4.2 Secuencia operacional ejecutada

4.2.1 Hoyo de superficie de 12 1/4"

Debido a que esta localización se encuentra en una zona con riesgo de Gas Superficial, el hoyo de superficie fue perforado por la unidad de tubería continua CT-1021 hasta 1600'

4.2.2 Hoyo intermedio de 8 1/2"

1. Instaló y probó sección "A" en revestidor de 9 5/8".
2. Instaló y probó VIR'S, con agua a baja y alta presión, 300 psi y 2500 psi respectivamente.

4.2.2.1 Sección vertical

1. Se armó un BHA convencional con la siguiente configuración.

-
- ✓ Mecha 8 ½” Tricónica, Bit sub con válvula flotadora, Portamechas, HWDP 4 ½”, Martillo, DP’s 4 ½”, Crossover y DP 3 ½”

2. Se bajó con mecha tricónica de 8 ½” hasta el cuello flotador probando revestimiento con 1500 psi.

3. Rompió cuello flotador a 1553’, y limpió cemento 10’ antes de la zapata del revestimiento de 9 5/8”, probó revestidor con 1000 psi.

4. Desplazó ADL por lodo Polímero Glycol de densidad 9.0 lpg.

5. Limpió cemento, rompió zapata, perforó 10’ de formación, circuló y homogeneizó lodo polímero de 9.0 lpg. Se levantó tubería hasta 10’ por encima de la zapata de 9 5/8”.

6. Se realizó Prueba de Integridad obteniendo una DE=14.0 lpg.

7. Perforó verticalmente hasta 1977’ (KOP) y circuló con 500 gpm hasta obtener retornos limpios.

8. Realizó Viaje corto hasta la zapata del revestidor de 9 5/8” @ 1600’.

9. Circuló hasta retornos limpios y se sacó tubería hasta superficie para cambio de sarta.

4.2.2.2 Sección direccional

1. Se armó y bajó BHA direccional con mecha PDC de 8 ½” hasta 1977’ (KOP) para comenzar la sección de construcción de ángulo. Orientando la herramienta en dirección 144.00° Azimuth.

2. Se perforó direccionalmente desde 1977’ (KOP) construyendo ángulo a una tasa de 6.00°/100’ hasta alcanzar una inclinación de 60° a la profundidad medida de 3127’ (TVD: 2879’). [Tangente para una futura Bomba Elctro Sumergible.](#)

3. Se continuó perforando construyendo ángulo a una tasa de 5.73°/100' hasta alcanzar una inclinación de 70° a la profundidad medida de 3301' (TVD: 2952'). **Inicio de Tangente para la Junta RapidConnect™**, continuando hasta la profundidad medida de 3671' (TVD: 3079') **Fin de la Tangente para la Junta RapidConnect™**.

- ✓ Durante toda esta sección se tomaron survey's cada 30' con el fin de dar cumplimiento al plan direccional.
- ✓ Durante este tramo se tomaron muestras de canal (arcilla y arena), para el análisis de laboratorio con el lodo Salino a utilizarse en la perforación del brazo lateral superior.

4. Se continuó perforando construyendo ángulo a una tasa de 5.68°/100' hasta alcanzar el punto de entrada a la arena objetivo (Entry Point) con 85.57° de inclinación a la profundidad de 3945' MD (3137' TVD).

- ✓ La toma de muestras se empezó a efectuar 600 pies antes del entry point bajo la supervisión de un Geólogo de PDVSA.

5. Circuló hasta obtener retornos limpios y realizó viaje de calibración hasta la zapata del revestidor de 9 5/8". Regresó al fondo. Se hizo la respectiva evaluación de la tendencia de arrastres y apoyos. Se circuló hasta retornos limpios y sacó mecha hasta superficie

4.2.2.3 Corrida del revestimiento intermedio de 7"

1. Bajó revestidor de 7", 23 lb/ft, N-80, Butt.

2. Se aseguró la colocación de los dos (2) ICC (Indexing Casing Collars) en la sarta del revestidor de 7" procurando un espaciamiento entre los dos de 44 pies. La profundidad de la ventana se ajustó de acuerdo a:

- ✓ El registro de la sección de 8 ½"
 - ✓ La sección tangencial para la junta
-

-
- ✓ Las medidas reales del reporte longitudinal del revestidor intermedio de 7"
 - ✓ Para la apertura de la ventana se utilizó el ICC inferior.

3. Se cementó el revestidor con 103 bls de lechada de 13,5 lpg asegurándose que el tope del cemento quedara por lo menos 300 pies sobre el tope estimado de la ventana para perforar el brazo lateral.

4. Se colgó el revestidor de 7" con el peso de la sarta al final del trabajo de cementación, registrado en el indicador de peso. Se instaló y probó sección "B" con 2200 psi.

5. Se esperó el tiempo de fraguado necesario y se procedió a correr el registro de cementación USIT.

4.2.3 Hoyo de producción lateral inferior de 6 1/8"

1. Se armó y bajó BHA direccional con mecha tricónica de 6 1/8" hasta el cuello flotador a 3900' (MD).

2. Rompió cuello flotador y limpió cemento hasta 10' por encima de la zapata. Probó revestidor con 1000 psi x 15 minutos.

3. Desplazó ADL por lodo salino de densidad 10.4 lpg. Rompió la zapata.

4. Perforó direccionalmente el hoyo de 6 1/8" levantando ángulo a una tasa de 4.78°/100' hasta horizontalizar a la profundidad medida de 4900' (TVD: 3156'). Inclinación: 89.40°, Azimuth: 139.01°.

7. Circuló y sacó tubería del hoyo hasta superficie para cambio de mecha.

- ✓ Se realizó el cambio de la mecha una vez que esta sobrepasó las 30 horas de rotación. Las mechas están diseñadas para ser usadas con
-

un máximo de 900.000 vueltas, pero por experiencia de campo se ha determinado un uso máximo de 400.000 vueltas.

8. Se armó y bajó el mismo ensamble direccional con nueva mecha 6 1/8" con igual TFA hasta la profundidad de 4911'.

9. Terminó de perforar horizontalmente el hoyo de 6 1/8" hasta la profundidad final medida de 5714' (TVD: 3161'). Inclinación: 90.07°, Azimuth: 140.93°.

10. Realizó maniobra operacional con dos viajes cortos, acondicionamiento de lodo y desplazó píldora de Ultrasal de 10.5 lpg para cubrir el hoyo abierto hasta 200' por encima de la zapata del revestidor de 7".

11. Sacó mecha hasta 200' por encima de la zapata del revestidor de 7" y terminó de desplazar el fluido con salmuera de 10.0 lpg filtrada.

12. Sacó mecha a superficie.

4.2.4 Fase de completación hoyo 6 1/8" lateral inferior

1. Se armó el siguiente ensamblaje de completación y se corrió en el pozo con tubería de perforación de 3 1/2" IF + HWDP.

✓ Zapata de circulación con doble válvula flapper, Pup Joint, Oring Seal Sub, Rejillas MeshRite, Liner Hanger y Liner Top Packer.

2. Colocó el tope de las rejillas a 15 pies dentro de la zapata de 7". Calibrando la tubería de 4-1/2" y rejillas para asegurar la bajada de la tubería lavadora.

3. Se armó e instaló la tubería lavadora internamente del ensamblaje compuesto por:

✓ Herramienta de servicio, Crossover, Tubería Lavadora y Stinger.

Para la instalación de la tubería lavadora de 2 3/8", esta se introdujo por dentro del liner de 4 1/2" hasta empotrar el stinger de 2.5' en el área de sello del 'O' ring seal sub.

Bajó la tubería y conectó Colgador (liner) con rejilla MeshRite de 4 1/2" al liner hanger.

Para la corrida de las rejillas se tuvieron las siguientes consideraciones:

- ✓ No exceder de 10.000 lbs de sobrepeso en las rejillas en caso de encontrar apoyo.
- ✓ No exceder 1000 psi durante la circulación para no asentar el colgador.

4. Probó circulación cerca de la zapata Rev. 7"

5. Después de llegar al fondo, chequeó el peso y el arrastre de las rejillas bajando y subiendo.

6. Desplazó la píldora brine-wate de 10.5 lpg por Salmuera 10.0 lpg, hasta superficie 200' por encima del Liner Hanger con una tasa máxima de 2.0 bpm y una presión máxima de 1000 psi y con la salmuera de 8.5 lpg (3% KCl) hasta superficie.

7. Asentó y probó Liner Hanger sin éxito, encontrando falta de sello pero buen asentamiento por parte de las cuñas, se decidió bajar top packer para proveer de sello a la sección del brazo inferior.

8. Sacó tubería 3-1/2"IF, HWDP, con setting tool y tubería lavadora.

4.2.5 Instalar tapón puente

1. Levantó y conectó el tapón puente con la válvula igualizadora P-1B a la herramienta de asentamiento.

2. Conectó el setting tool con el tapón puente recuperable, instalado a la tubería de trabajo HWDP 3 1/2”.

3. Bajó hasta posicionar el tapón @ 3552' (60 pies por debajo del ICC- con perfil “H”, Inferior).

4. Colocó el tapón @ 3552' (60 pies del ICC inferior), levantando 10 pies y rotando la tubería a la derecha al mismo tiempo que esta fue bajada lentamente.

5. Aplicó 15,000 lbs de peso sobre el tapón para asegurarse que el mecanismo haya quedado plenamente activado y las gomas estén haciendo el sello. Desconectó el setting tool del tapón levantando la tubería lentamente al mismo tiempo que se aplicó torque a la izquierda.

6. Realizó maniobra de despresurización y bombeó píldora viscosas sobre el tapón.

7. Sacó la tubería de trabajo con el setting tool.

4.2.6 Limpieza y determinación de la orientación del ICC

1. Armó y bajó BHA direccional compuesto por:

✓ Jetting tool (bola instalada), HWDP 3 1/2”, CSLT, Crossover, MWD, crossover y HWDP 3 1/2”.

2. Bajó ensamblaje de limpieza anterior hasta la profundidad, posicionando el CSLT a 30 pies sobre el ICC superior ubicado a +/- 3416'.

3. Alineó la llave del CSLT a cero (0) grados con respecto al tool face del MWD.

4. Bajó ensamblaje hasta 3380' MD (\pm 30 pies por encima del ICC superior), registrando el torque y el peso hacia arriba y hacia abajo de la sarta.

5. Bajó la sarta hasta alinear el Jetting Tool frente al ICC superior @ 3424' (MD) para comenzar la limpieza de este último.

6. Se comenzó a bombear a una tasa baja (5 bpm), reciprocando y cambiando la orientación de los chorros del Jetting Tool. Dicha operación se repitió varias veces recorriendo la longitud del ICC, desde 3416' hasta 3432' (MD).

7. Se bajó el ensamblaje con jetting tool hasta 3476' MD y repitió la misma operación sobre el perfil del ICC inferior ("H") recorriendo la longitud del ICC, desde 3476' hasta 3492' (MD).

8. Bajó y asentó llaves del CSLT en los perfiles del ICC inferior (perfil "H") @ 3484' (MD).

9. Se colocó peso según instrucciones del operador del equipo RapidConnect™ de Schlumberger y circuló para obtener lecturas de la cara de la herramienta (tool face). Esta operación se repitió hasta obtener dos o tres lecturas iguales de la cara de la herramienta (tool face) referente al lado de arriba (high side).

10. Asentó el CSLT y se obtuvo la lectura de la cara de la herramienta (tool face).

11. Desasentó CSLT con \pm 45K lbs de over-pull y STH.

✓ Una vez que se determinó la orientación, se calibraron todas las herramientas con base en la orientación del ICC utilizado.

4.2.7 Instalación del Wipstock y apertura de la ventana

1. Armó BHA direccional compuesto por:

✓ CSLT, extender, wipstock, starter mill, crossover y tubería.

2. Bajó BHA con herramienta CSLT (Construction Selective Landing Tool), extender, Whipstock. Previamente a esto en superficie se ajustó el ángulo de orientación del toolface de la cara del whipstock con el fin de asegurar que esta se encuentre orientada entre -15 y $+15$ grados del High Side ver [figura 4.1](#).

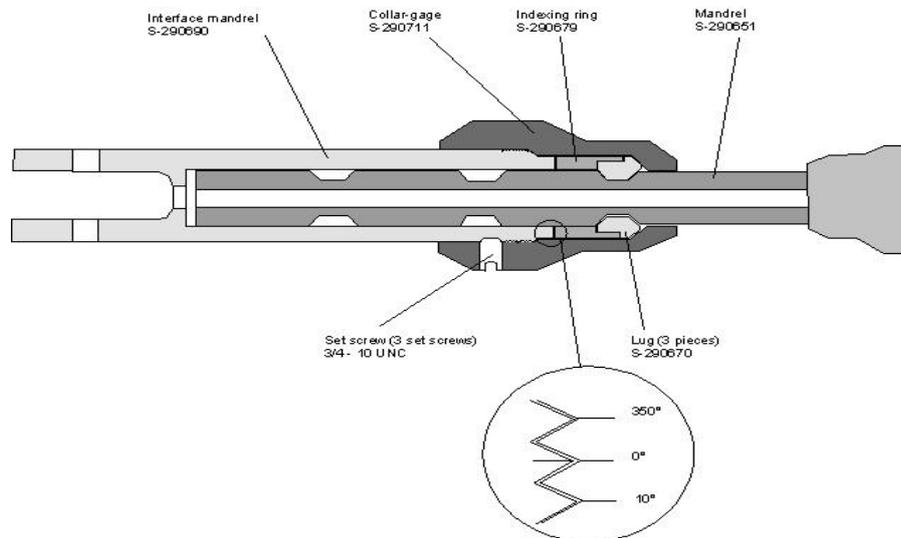


Figura 4.1 Ajuste angular de interfase para la conexión del guía barrenas de fresado. Fuente: WCP

3. Se bajó aproximadamente con una velocidad de 1000 pies por hora.
 4. Se revisaron los parámetros de torque, peso hacia arriba y hacia abajo a una profundidad de 30 pies por encima de los ICC.
 5. Se ubicó y comprobó la orientación del ICC inferior. Asentó el Whipstock, Rompiendo pernos previamente probados con 40 klbs de peso.
 6. Desplazó ADI x lodo salino de 10.5 lpg
 7. Abrió 12 pies de ventana @ 3454'- 3466' y perforó 2 pies de formación hasta 3468' (MD) de acuerdo al procedimiento del operador del Starter-Mill (Weatherford). Circuló hasta retornos limpios y sacó tubería con Starter-Mill
- ✓ Para la primera sarta de apertura de la ventana se bajó el MWD para confirmar la orientación de la misma.

8. Se armó un segundo BHA para completar la apertura de la ventana, el cual estuvo compuesto por:

- ✓ Window mill, watermelon mill, bit sub, crossover, magnetos, DC's y HWDP.

9. Bajó BHA anterior y continuó abriendo ventana desde 3454' hasta 3466' y perforó 10 pies de formación hasta 3476' (MD) de acuerdo al procedimiento de instalación del Whipstock. Se circuló hasta obtener retornos limpios y sacó tubería del hoyo.

- ✓ Se utilizaron un set de magnetos en los retornos para cuantificar la cantidad de metal y de esta forma mantener el lodo limpio.
- ✓ Se abrió la ventana hasta que el último de los water-mellon mills pasó y se repasó todo el intervalo (aproximadamente 14 pies de hoyo de rata). Realizó varias pasadas por la ventana para observar que no hubiese arrastre que indicasen una mala ventana.

4.2.8 Perforación del hoyo de 6 1/8" lateral superior

1. Se armó y bajó BHA direccional con mecha de 6 1/8".

2. Perforó direccionalmente con lodo salino de 10.5 lpg desde 3476 hasta 3930 pies MD (3068' TVD) donde se encontró el Punto de Entrada a la arena objetivo, siguiendo plan direccional, con el menor dogleg permisible, con un máximo de 5.37°/100 pies, Incl.: 89.07°, Azimuth: 134.12°.

3. Se continuó perforando desde 3930' hasta 4500' MD (3076' TVD) siguiendo plan direccional.

4. Circuló y sacó tubería del hoyo hasta superficie para cambio de mecha.

5. Armó y bajó misma configuración direccional con mecha nueva.

6. Continuó perforando horizontalmente dentro de la arena objetivo desde 4500' hasta alcanzar la profundidad final del hoyo a 5932' MD (3071' TVD) siguiendo plan direccional, Incl.: 90.55°, Azimuth: 133.76°.

9. Realizó maniobra operacional con circulación, viaje de calibración y píldora ultrasal 10.5 lpg para cubrir el hoyo abierto.

10. Sacó la mecha hasta 200' por encima de la ventana y terminó de desplazar el fluido con salmuera de 10 lpg filtrada.

11. Sacó mecha a superficie.

4.2.9 Etapa de completación hoyo 6 1/8" lateral superior

1. Se levantó el siguiente ensamblaje de completación para correrlo en el pozo con tubería HWDP de 3 1/2".

✓ Zapata de circulación con doble flapper, Pup Joint, Oring Seal Sub, Rejillas Meshrite, Crossover y Empacadura ECP.

2. Después de haber conectado el ensamblaje, se probó circulación. Y continuó bajando todo el ensamblaje con tubería Drill-Pipe lentamente (1000 pies/hora y 600 pies / hora en la sección horizontal). Tratando de no exceder 10 klbs de sobrepeso en las rejillas.

3. Probó circulación cerca de la ventana, antes de entrar en hoyo abierto.

4. Después de llegar al fondo, se chequeó el peso y el arrastre de las rejillas bajando y subiendo.

5. Se levantó y conectó la empacadura Inflable ECP.

4.2.9.1 Instalación de la tubería lavadora

1. Bajó el stinger y la tubería lavadora lentamente dentro de la tubería y Rejillas de 3 1/2" hasta llegar a la posición de espaciamiento.

2. Antes de insertar el estinger en el O´ring Seal Sub, se registró el peso saliendo y bajando de la tubería lavadora 2 3/8”.

3. Insertó el estinger en el O´Ring Seal sub y aplicó 2000 lbs de peso para verificar que se encontrara debidamente empotrado.

4. Levantó 5 pies y marcó la tubería lavadora.

5. Ensambló la Herramienta Combo Tool a la tubería Lavadora, e instaló Pup Joints para dar el espaciamento requerido. Aseguró el ensamblaje de tubería lavadora con las grapas de seguridad.

6. Se realizó el cambio en los elevadores de la tubería lavadora a los de tubería Drill Pipe.

4.2.9.2 Acople y bajada del PBR

1. Acopló la tubería Wash pipe al swivel de la herramienta running tool Drop-off del PBR.

2. Retiró las Grapas de seguridad y el plato de seguridad del la tubería lavadora 2 3/8”.

3. Acopló el PBR al Liner de 3 1/2”.

4. Levantó la herramienta de asentamiento Drop-Off, quitó la Grapa de seguridad de 5.0” y la cuña.

5. Conectó tubo de drill pipe, llenó la tubería con fluido de completación y estableció circulación.

4.2.9.3 Corrida del empaque a hoyo abierto

1. Bajó lentamente la tubería al pozo a una velocidad de una pareja por minuto. Después de haber conectado el ensamblaje, bajó una pareja y probó

circulación. Continuó bajando todo el ensamblaje con tubería Drill-Pipe lentamente (600 pies / hora).

2. Continuó bajando la tubería hasta que la Válvula de doble flapper estuvo a 100 pies por encima de la ventana.

3. Probó circulación cerca de la ventana, antes de entrar en hoyo abierto.

4. Paró la bomba después de obtener circulación y tomó peso bajando y subiendo antes de pasar por la ventana para entrar luego en el hoyo abierto.

5. Continuó bajando la tubería lentamente llenando la tubería cada 3 parejas.

6. Una vez que la sarta estuvo a 30 pies por encima de la profundidad total, se inició circulación para limpiar el asiento de bola de cualquier sucio depositado sobre el. Manteniendo circulación constante y registrando el peso de la tubería.

7. Después de llegar al fondo, chequeó el peso y arrastre de las rejillas bajando y subiendo. Levantó 5 pies y espació entre 6 y 10 pies sobre la mesa rotaria, conectó líneas y equipo de superficie para probar este con 3000 psi durante 5 minutos.

4.2.9.4 Inflado de la ECP

1. Se lanzó la Bola y una vez que esta quedo en el sitio de asiento, presurizó la tubería con 500 psi y probó las copas de la herramienta de asentamiento Combo tool.

2. Una vez establecida la presión y la verificación de no tener fugas, se incrementó la presión a 700 psi y observó por 5 minutos, posterior a esto se incrementó la presión hasta 900 psi y observó por 5 minutos. Una vez que se mantuvo la presión, se incrementó hasta 1050 psi.

✓ La ECP se infló con fluido de completación.

-
- ✓ El pin de la válvula de inflado estaba calibrado para 1100 psi.
 - ✓ La presión comenzó a incrementar a medida que la empacadura se inflaba. Al alcanzar 1100 psi la válvula se cerró y la presión incrementó rápidamente.

3. Se paró la bomba y descargó la presión lentamente a cero, en este momento la válvula quedó bloqueada en la posición de cierre.

4.2.9.5 Desacople del running tool del PBR

1. Lanzó la bola y esperó tiempo suficiente para que esta llegara a su asiento. Con la bola ya en posición, presurizó con incrementos de 500 psi hasta alcanzar 3200 psi para así liberar la herramienta Drop-off. Se mantuvo la presión por espacio de 2 minutos y descargó la presión a cero lentamente.

2. Levantó la tubería lentamente 5 ft para confirmar que los candados del PBR estuviesen liberados.

3. Sacó la tubería de trabajo con el Setting tool y la tubería lavadora.

4.2.10 Recuperación del Whipstock y tapón puente

1. Bajó y pescó el Whipstock con CSLT.

2. Se liberó el CSLT con aproximadamente 48 Klbs.

3. Sacó tubería.

4. Armó BHA de pesca y bajó a recuperar tapón puente recuperable con tubería.

5. Circuló, limpió y desplazó píldora viscosa encima del tapón puente. Después se circuló hasta obtener retornos limpios.

6. Se registraron los parámetros de peso subiendo y bajando así como el torque aplicado.

7. Se procedió a pescar y recuperar el tapón puente. Una vez recuperado, se movió 15 pies por debajo de la profundidad de asentamiento para confirmar.

8. En ese momento se observó una gran pérdida de circulación, debido al efecto de vacío generado por el lateral inferior que ha estado aislado con el tapón puente durante varios días mientras se perforaba el lateral superior. De esta forma se fue llenando el pozo con lodo a medida que se presentó la pérdida de circulación y se mantuvo el pozo lleno en todo momento.

9. Se sacó la tubería con el tapón puente

4.3 Tiempo de operación

4.3.1 Tiempo de operación planeado

Según el diseño que se llevo a cabo por parte del equipo de ingeniería de IPM, se planeo un tiempo estimado total de operación de 569 horas ó 24 días, tiempo en el cual no se contempló ningún tipo de falla operacional ni tiempo afectado por complicaciones climáticas.

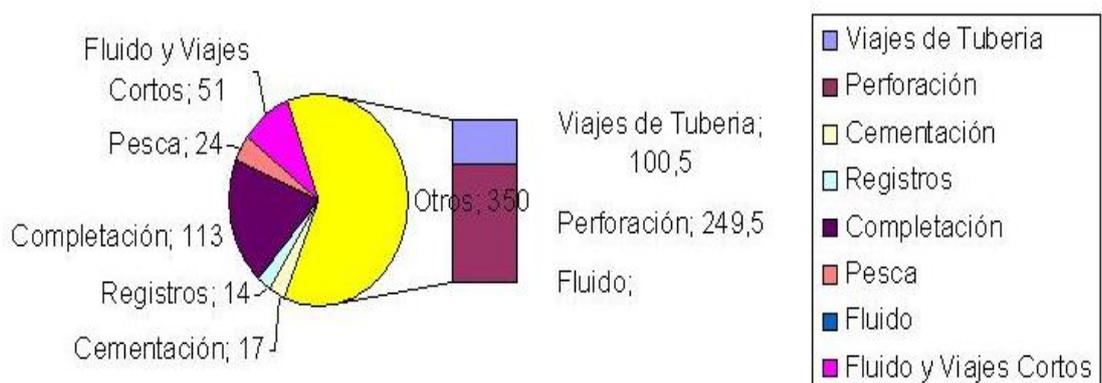


Figura 4.2 Tiempo de operación planeado. Fuente: IPM

4.3.2 Tiempo de operación ejecutado

Para esta parte se desarrolló una matriz de análisis de las diferentes actividades operacionales, según lo ejecutado en toda la operación del pozo, dando como resultado un tiempo total acumulado de 1075 horas ó 45 días. En este análisis se contempló la parte de fallas técnicas y paradas por mal tiempo.

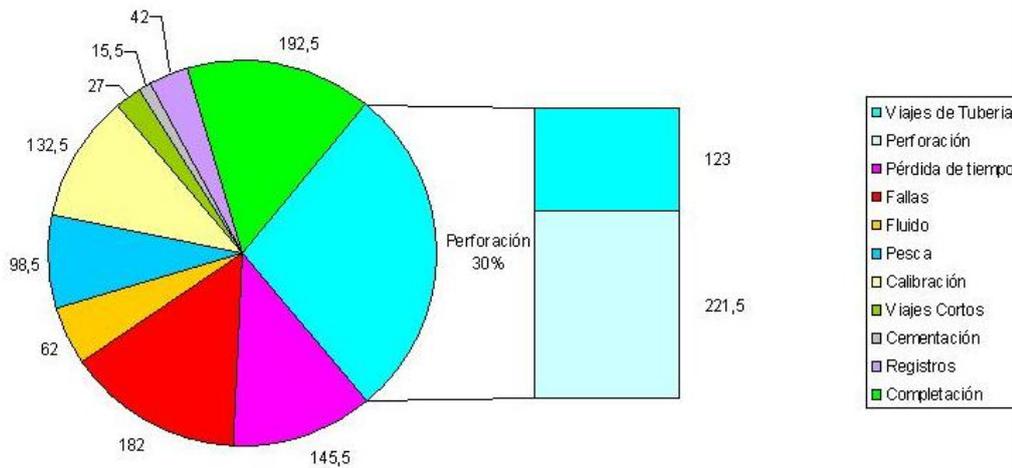


Figura 4.3 Tiempo de operación ejecutado: Fuente: IPM

A partir del trabajo realizado para el departamento de IPM, se pudo observar que hubo un incremento de 21 días en el tiempo estimado para la realización del proyecto, presentándose un incremento en horas perdidas por mal tiempo y fallas en la parte logística de la operación. Por otra parte se puede ver que el tiempo de perforación estuvo muy adecuado al tiempo estimado en la planeación incluso cinco (5) horas por debajo de lo planeado.

4.4 Análisis de resultados

Partiendo de los estudios previos realizados por los expertos en operaciones de pozos multilaterales, se presentan las siguientes alternativas como las más viables en lo que se refiere a las actividades a tomar en cuanto al futuro del pozo.

4.4.1 Alternativa I

Consiste en reparar la ventana, pescar la fresa y completar el pozo como estaba contemplado en el programa original. Como primera acción se debe seguir el consejo de los expertos en pesca a nivel mundial (experiencia principalmente en reparar ventanas realizadas con Whipstock). De estar disponible, correr una video cámara de fondo (asumiendo que se tiene una circulación total y el hoyo esté limpio). Para esta alternativa se recomienda un ensamblaje de fondo con una zapata fresadora (con insertos especiales) con extensión de tubos lavadores de 4¾" a 5" con motor de fondo de acción positiva y trabajar la obstrucción usando un peso sobre la mecha bajo. Esta alternativa esta evaluada para tener unas posibilidades de éxito del 50%, esto se debe principalmente a que la zapata fresadora puede quedar atorada o simplemente no pueda fresar la obstrucción. Esta operación puede ser realizada en un tiempo aproximado de 5 a 7 días. El costo estimado es de US\$ 600K.

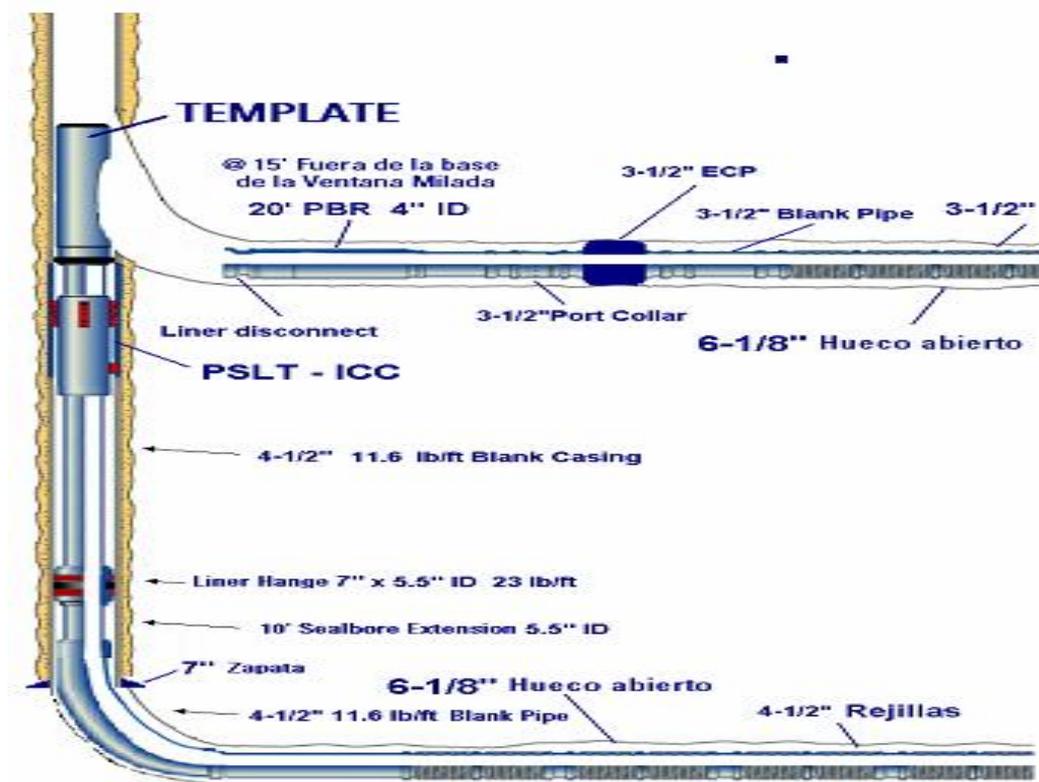


Figura 4.4 Completación según el diseño original. Fuente: IPM

4.4.2 Alternativa II

Perforar un solo brazo horizontal, abandonando las secciones multilaterales (brazos superior e inferior), cortar una nueva ventana, realizar un sidetrack y perforar un solo brazo horizontal lateral dentro de la arena LR-60. Como primera acción se debe obtener la aprobación del cliente y preparar un plan para el sidetrack que se realizará a través del lateral superior. Las probabilidades de éxito son altas (90%), tomando un tiempo aproximado para esta operación de 7 a 10 días y un costo estimado de US\$ 1.5M. Esto trae como beneficio el hecho de tener un pozo productor garantizado, por otro lado esta opción puede dejar en el cliente una sensación de decepción ya que se perdería la inversión original de US\$ 4.0M.

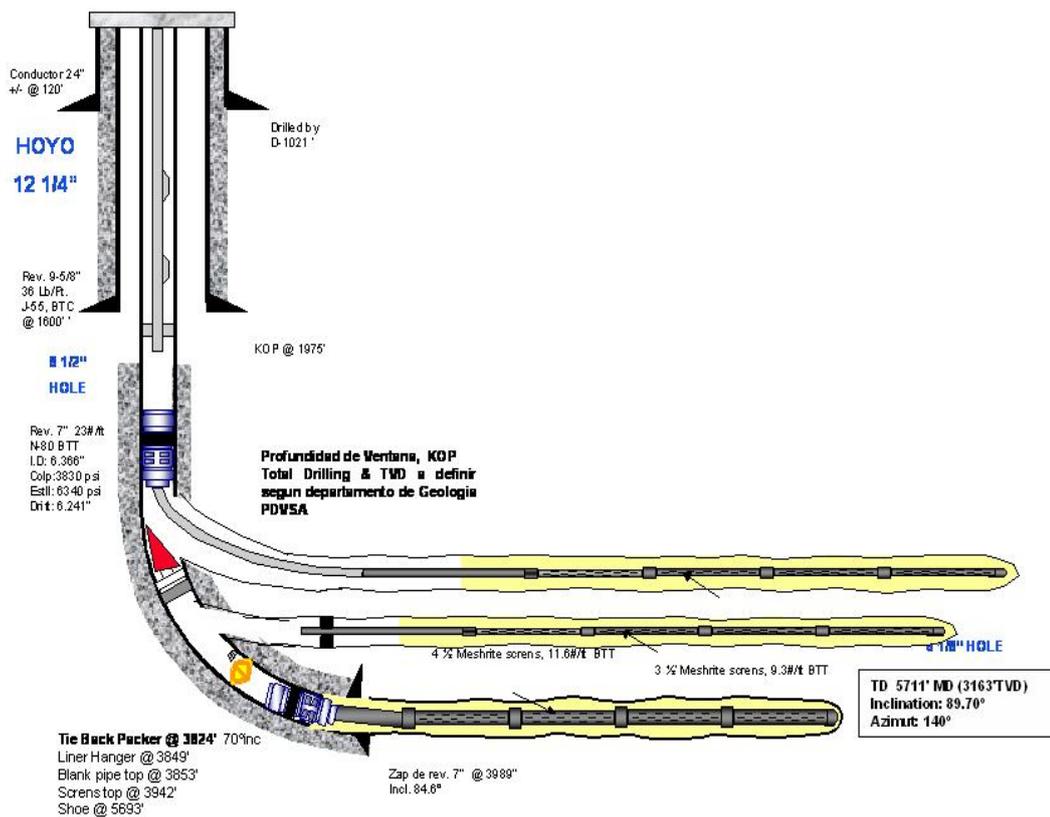


Figura 4.5 Completación con radio corto en el lente superior y abandono de los dos brazos originales. Fuente: IPM

4.4.3 Alternativa III

Completar el pozo con rejilla interna en el revestidor, correr una completación de levantamiento artificial por gas por encima de la ventana del sidetrack, a mas o menos 3450'. Esta opción contempla el uso de rejillas (Meshrite) para el control de arena suspendidas debajo de la empacadura y a través de la ventana. (Esta se ha hecho anteriormente en Petrozuata). Como primera acción se debe recibir la aprobación por parte del cliente y se debe realizar un plan para el programa de completación, realizando un análisis nodal completo con la mayor cantidad de asunciones posibles. Las posibilidades de éxito son del 50%, esto puede tomar de 2 a 4 días con un costo estimado de US\$ 350K. Esta es una opción relativamente fácil de realizar, pero se puede presentar una baja producción y el pozo puede desconectarse y colapsar en cualquier momento, situación que seria muy inaceptable por parte del cliente para próximos proyectos de este tipo en el futuro.

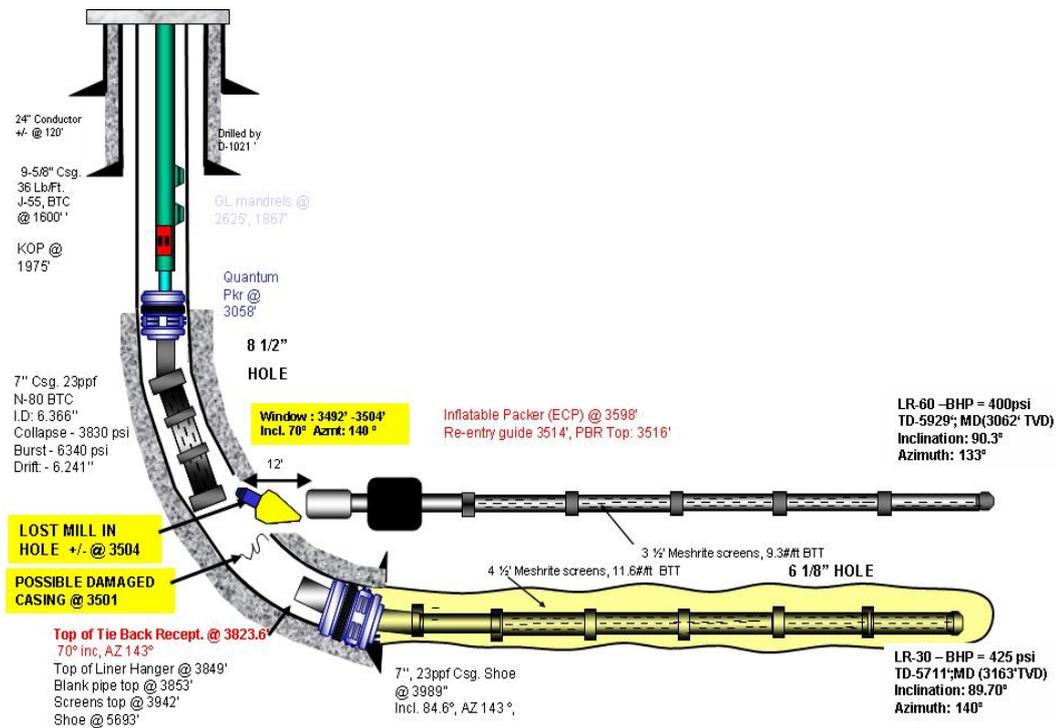


Figura 4.6 Completación con rejilla interna en el revestidor. Fuente: IPM

4.4.4 Alternativa IV

Reacceder al lateral superior y completar el pozo como un lateral único, abandonando el lateral inferior. Como acción principal se debe discutir la opción con el cliente y obtener su aprobación, y conseguir el apoyo y soporte de los expertos a nivel mundial de cómo proceder. El ensamblaje de fondo recomendado sería probablemente con una junta flexible. La posibilidad de éxito para esta operación se espera como baja (10 – 20 %) y tiene un costo estimado de US\$ 350K. Existe un alto riesgo ya que no hay forma de alinear y orientar el template debido a que el ICC se encuentra debajo de la obstrucción actual.

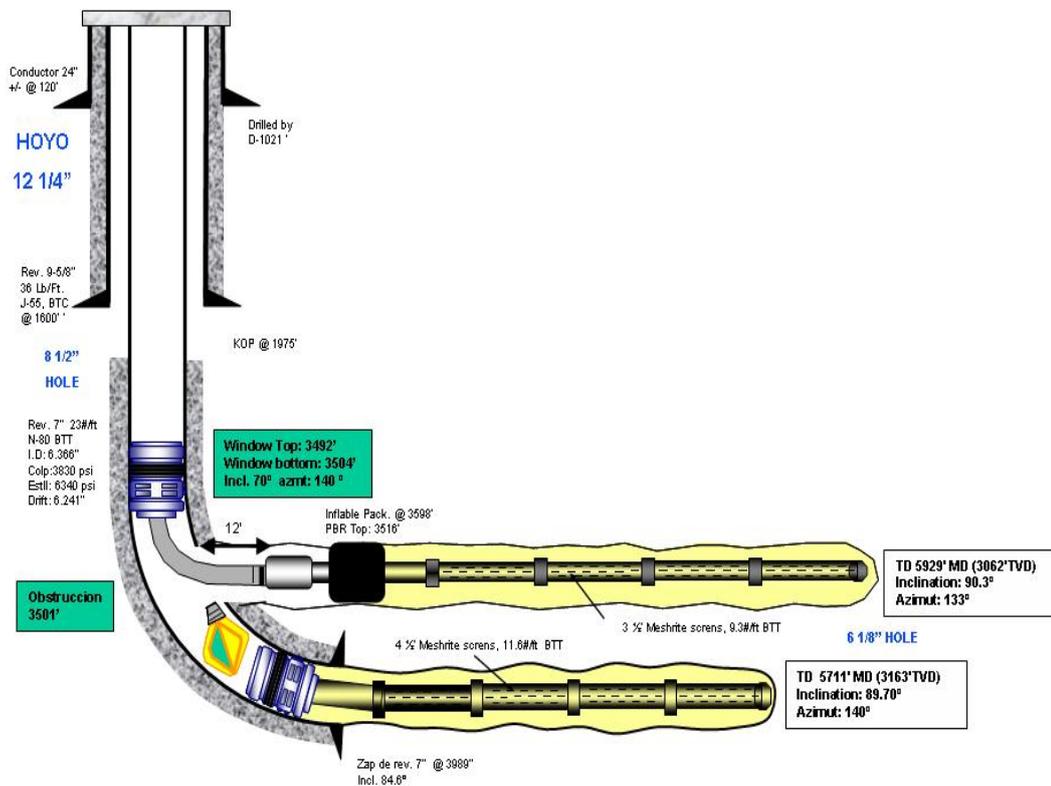


Figura 4.7 Completación en el brazo superior y abandono del brazo inferior. Fuente: IPM

4.4.5 Alternativa V

Asentar una empacadura por encima de la ventana dañada y perforar lateral en la arena LR – 60 y completar con sistema ML pero con la posibilidad de

desconectar los laterales dañados de ser necesario. Como primera acción se debe discutir con el cliente y obtener su aprobación, realizar el estudio de factibilidad de producción del pozo a través de los tres laterales. El ensamblaje de fondo recomendado es muy parecido al de los pozos originales, algunos cambios serian posibles debido a la profundidad del ICC superior versus la obstrucción en el pozo y la empacadura actual, así como las profundidades de PBR. Las oportunidades de éxito son relativamente altas (75 – 85 %). Se corre el riesgo de que esto sea un medio para obtener una baja producción a través de la sección dañada, también existe la posibilidad de usar una empacadura de pasaje pleno para alinear el pozo ya que el ICC superior puede estar muy bajo para que sea usado. Se estima un tiempo aproximado para realizar esta operación de 7 a 10 días con un costo no estimado por el momento.

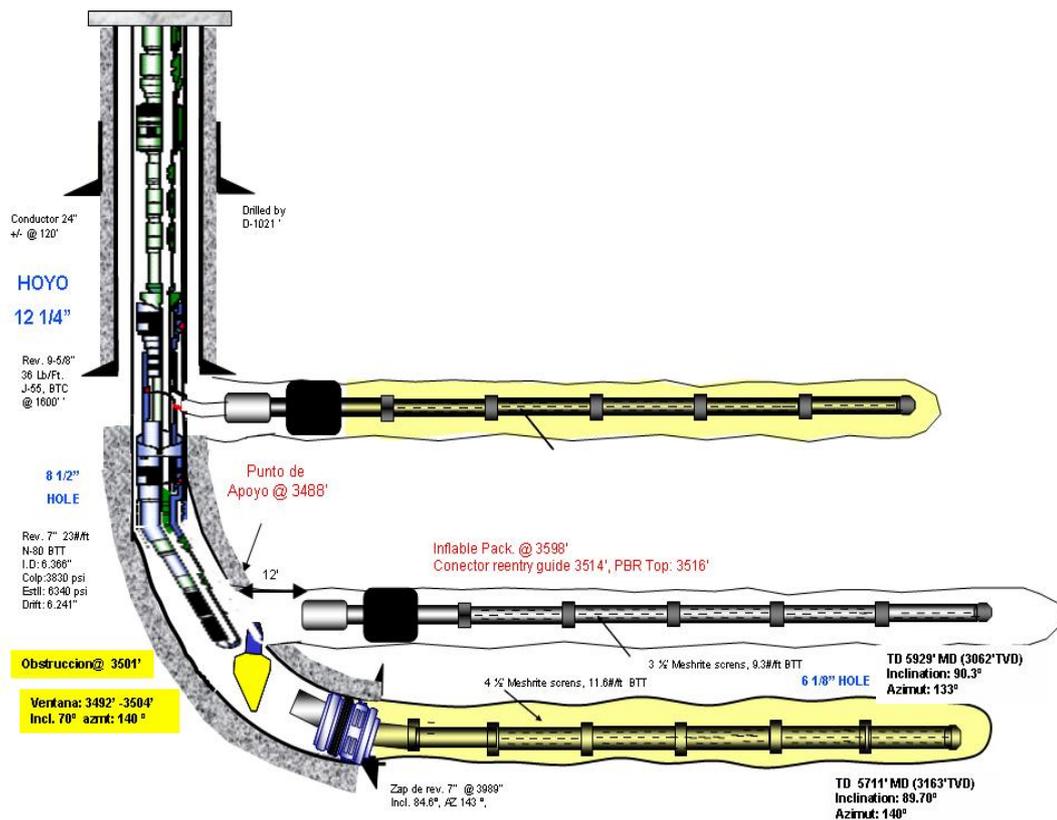


Figura 4.8 Trilateral con dos brazos en el lente superior y un tercer brazo en el lente inferior.

Fuente: IPM

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

5.1.1 Causa Inmediata

Como principal causa de la falla en el pozo fue la pérdida de circulación que ocurre cuando un yacimiento repletado (BHP – 425psi = 2.6ppg), con alta porosidad (35%) y Buena permeabilidad (500 – 1100 md) es expuesto a un fluido de completación limpio y libre de sólidos filtrado con un bajo grado de turbidez, la baja presión de formación, el alto diferencial hidrostático (+ 1220 psi), esto en contacto con arenas de alta porosidad y permeabilidad causa una pérdida de circulación masiva. Como nota importante se pudo observar que no hubo perdida de circulación cuando se perforó usando con una salmuera saturada con agentes densificantes.

5.2 Recomendaciones

- ✓ Usar y mantener el sistema con un solo fluido de completación (salmuera densificada), aun cuando se asiente la empacadura ECP. No cambiar el fluido a salmuera limpia (ocurrirá pérdida de circulación).
- ✓ Si ocurre pérdida de circulación es de vital importancia controlarla inmediatamente antes de proceder con la siguiente operación.
- ✓ Considerar la empacadura inflable, el tapón de tubería y la válvula mecánica de una sola dirección de flujo en la válvula FIV debajo del colgador del liner como primera barrera para prevenir pérdidas de circulación y eliminar el uso del tapón puente.
- ✓ El espacio de separación con los pup joints entre los ICCs debe ser correctamente planeado desde el comienzo, tomando en consideración la profundidad de la empacadura Quantum.

-
- ✓ Realizar una limpieza en el revestidor luego de la operación de cementación para asegurar la limpieza de este para el asentamiento de colgadores, empaaduras o algún otro componente. Se puede incluir un raspador/escariador de revestimiento en las conexiones de fondo de limpieza si se requiere. No rotar el raspador a través del ICC, solamente efectuar un movimiento de vaivén.
 - ✓ Tener en consideración otros sistemas para colgar liners, sistemas de Whipstock así como diferentes distribuidores para dichos sistemas.
 - ✓ Se debe tener un esquema detallado con su respectivo reporte longitudinal preparado al detalle de cada equipo que se va a correr. (Por ejemplo en este caso, el operador de la Compañía Weatherford que operaba uno de los colgadores el reporte longitudinal no estuvo lo suficientemente claro).
 - ✓ Evitar el uso de empaaduras inflables. De ser necesario el sello, considerar el uso del swell packers.
 - ✓ El planificador del pozo, el perforador direccional y el especialista en completación deben estar en directa comunicación y acuerdo en la trayectoria antes de comenzar el trabajo.
 - ✓ Correr el registro de cáliper para evaluar la condición del hoyo en el brazo lateral una vez perforado (para determinar el PBR y la profundidad de las empaaduras).
 - ✓ Hacer el menor uso posible de crossovers. De ser necesario, todos los crossovers provistos por el cliente deben tener su esquema y dimensiones.
 - ✓ Eliminar el no-go en el ensamblaje del sello (la espiga en la empaadura superior del liner) e incrementar la longitud de las unidades de sello para tener una mayor posibilidad de sellar stingin in.
-

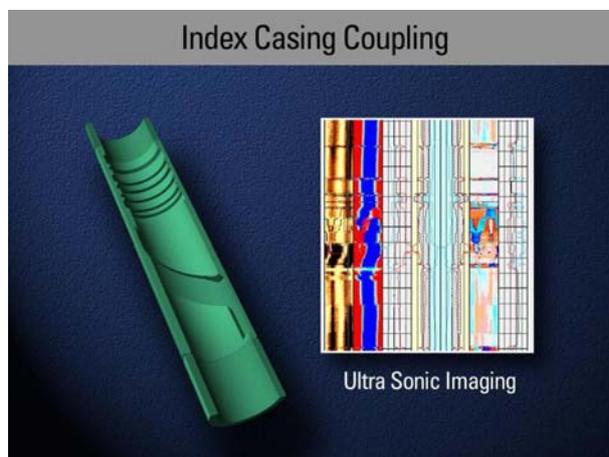
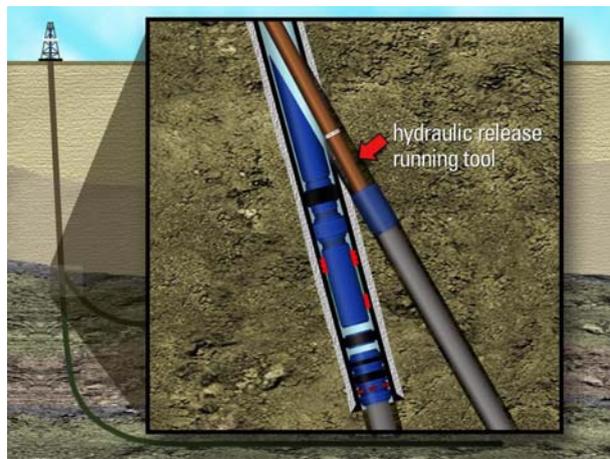
-
- ✓ Asegurarse que el personal del taladro (especialmente el company man y el tool pusher) entiendan claramente cada procedimiento. Asegurarse que el programa haya sido leído y entendido completamente.
 - ✓ Revisar y verificar el buen funcionamiento de las maquinas registradoras del taladro (geolographs).
 - ✓ Se debe correr un correcto y completo control de calidad en cada uno de los componentes de perforación como de completación.
 - ✓ Tener presente y al alcance de todos los involucrados en la operación la data pertinente, registros de operación y lecciones aprendidas de otros pozos multilaterales hechos por la empresa.
 - ✓ Generar una matriz de riesgos para cada operación y tener al personal al tanto de que tan alto es el riesgo para cada operación que se va a ejecutar.

APÉNDICE

Anexos

[Presentación interactiva de la Junta RapidConnect™](#)

La siguiente presentación estará disponible en formato digital adjunta con el tomo de este documento. En ella se describe de manera interactiva la ejecución de un Pozo Multilateral con Junta Nivel 3.



GLOSARIO

ADL: Agua del lago.

Azimuth: Dirección de brújula de un survey direccional o del pozo como planeado o medido por un survey direccional. El acimut por lo general es especificado en grados respecto al norte geográfico o norte magnético.

BHA: Es la porción mas baja de la sarta de perforación, que se le conoce como ensamblaje de fondo, el cual consiste en (desde el fondo hasta arriba en un pozo vertical) mecha, bit sub, motor (en algunos casos), estabilizadores, drill collars, heavy-weight, drillpipe, martillo, crossovers y accesorios. Este ensamblaje provee fuerza sobre la mecha para romper la formación.

Bit Sub: Cualquier pequeño componente de la sarta de perforación, como un pequeño drill collar o un crossover tratado.

Crossover: Accesorio corto usado para unir dos componentes del ensamblaje con diferentes conexiones o tamaños a ser conectados.

Dogleg: Nombre que se le da a la inclinación en la parte direccional, este debe ser un ángulo controlado, ya que si supera el permitido se puede presentar el colapso en la tubería.

ECP (External Casing Packer): Empacadura inflable que permite hacer sello contra la formación, esta es inflada con fluido de perforación o de completación.

Entry Point: Profundidad a la cual se alcanza la arena productora o de interés.

Geolograph: Sistema de monitoreo instalado en los taladros, el cual registra los parámetros de perforación tales como peso, tensión, torque, RPM, profundidad y propiedades de las bombas, que se miden continuamente durante toda la operación.

HWDP: Tubería pesada de transición, que permite la reducción de los esfuerzos entre la tubería de perforación y los portamechas.

KOP (Kickoff Point): Profundidad en la que un pozo vertical comienza a desviarse, este término es usado en perforación direccional.

Liner Hanger: Dispositivo acuñado que añade el liner al revestidor.

Magnetos: Accesorio imantado el cual permite recoger los pedazos de revestidor perforado.

Martillo: Accesorio hidráulico utilizado en la mayoría de BHA que permite tensionar la tubería cuando esta queda atorada.

MD (Measured Depth): Profundidad total recorrida por el pozo. Que debe coincidir con el total de tubería con la cual se esta perforando.

MWD: Herramienta utilizada en pozos direccionales para la evaluación de propiedades físicas, usualmente presión, temperatura y trayectoria del pozo en tres dimensiones, mientras se esta perforando. Esta medición es hecha en el fondo y almacenada en una memoria interna de la herramienta la cual es transmitida a la superficie por medio del fluido en el pozo a través de pulsos de presión, los cuales son procesados en superficie y convertidos a señales digitales.

Oring Seal Sub: Receptáculo utilizado para recibir la punta de la tubería lavadora aproximadamente unas 15” provisto de unas gomas circulares que hacen sello contra esta y no permiten que el fluido lavador se devuelva por la tubería ranurada.

Over Pull: Termino utilizado para referirse a la tensión ejercida en la sarta.

PBR: Receptáculo de tubería pulida utilizado para conectar tramos de tubería por medio de nipples hidráulicos, en este caso se utilizó para unir la junta al lateral superior del pozo.

Rejilla Meshrite: Rejilla ranurada utilizada para realizar empaques, generalmente preempacada, la cual viene provista de una tubería con ranuras circulares y una

mallá que la envuelve en su totalidad y encima de esta se instala una camisa ranurada en forma lineal.

Setting Tool (Herramienta de Servicio): Nombre genérico que se le da a una herramienta o dispositivo que es usado para el asentamiento del equipo de fondo tal como empaaduras permanentes o tapones. La herramienta de servicio puede ser recuperada después de la operación o el proceso de asentamiento. En algunos casos, la herramienta también es usada para recuperar el equipo que o herramienta que se encuentra instalado en el pozo.

Starter Mill: Herramienta utilizada para fresar el inicio de una ventana.

Stinger: Pequeña porción de tubería relativamente pequeña en diámetro, que se extiende debajo de la herramienta de fondo a la cual se empotra para centrar la herramienta dentro de la que se va a trabajar.

Survey: Medición completa de la inclinación y la dirección de la orientación del pozo (casi siempre en tiempo real). En ambos casos, los pozos verticales como direccionales se deben conocer la posición del pozo con una precisión razonable para asegurar una trayectoria correcta en el pozo a ser perforado.

Swell Packer: Empaadura que se expande por el fluido producido, y que hace que esta se expanda aun después de la expansión inicial, lo cual provee un sello más eficiente, además no requiere de washpipe o de setting tools para ser instalado.

TFA: Es el área total acumulada de los chorros de la mecha.

Tool Face: Parte de la herramienta de desvío, usualmente marcada con una línea de referencia, que permite orientar la herramienta de deflexión (whipstock) en una dirección particular para obtener la orientación deseada.

Top Packer: Empaadura inflable expandible adicional utilizada para dar sello a la parte del lateral inferior.

TVD (True Vertical Depth): Profundidad vertical total medida desde superficie hasta el fondo del pozo.

Válvula Flapper: Válvula que permite el paso de flujo en una sola dirección, conocida también como Check Valve.

VIR'S: Válvula impide reventones, son los dispositivos de seguridad usados para controlar el pozo en caso de una arremtida.

Wash Pipe (Tubería lavadora): Sección de tubería con un diámetro menor que el de la tubería ranurada, la cual se utiliza para conducir el fluido que va a desplazar al fluido de empaque utilizado para crear un revoque en la cara de la formación, con la finalidad de obligar al fluido lavador a recorrer todo el trayecto del hoyo abierto.

Watermelon Mill: Accesorio utilizado en la perforación de laterales, especialmente cuando se perfora la ventana, que permite ensanchar el hoyo, ya que va justo detrás del starter mill.

Window Mill: Barrena utilizada para perforar el revestidor para abrir la ventana.

Wipstock: Herramienta utilizada para perforar una ventana en el revestidor, la cual tiene un plano inclinado que causa la deflexión de la mecha creando un ángulo de desviación. Esta herramienta también es utilizada en perforación direccional y en operaciones de sidetrack para evitar un pez no recuperable.

BIBLIOGRAFÍA

1. Alter, D., Carreño, Z., Garrido, M. (2001) Memoria Descriptiva Proyecto de Inyección de Agua Fase IV, Yacimiento LL-03. Maracaibo: PDVSA. 129p.
2. Bavaresco de Prieto, Aura M. (1997) Las técnicas de la investigación: Manual para la elaboración de tesis, monografías, informes. Quinta Edición. 318p.
3. Craft, B. y Hawkins, M., Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos, 328p.
4. DeMong, Karl. y otros. (2002) A Rational Approach to Multilateral Project Planning. SPE 77529.
5. Guerrero, Jesus. (2003) Introduction of RapidExclude™ Multilateral Technology in the East of Venezuela. Schlumberger. 10p.
6. Hernández, S. R., Fernández, C. C., y Baptista, P. L. (1991) Metodología de la investigación. México: Mc Graw-Hill.
7. Joshi, S. D. (1991). Horizontal Well Technology. Tulsa, Oklahoma, Penwell books.
8. Petroleum Extension Service. (1999) A Dictionary of Petroleum Industry, 3rd ed, 278p.
9. Ramirez, K. M. (2003). Efecto de la Arquitectura de Pozo en la Economía y Producción de los Pozos Multilaterales del Área La Orlyana, YAC. U2,3 MFB-53, Campo Bare, Faja del Orinoco. Caracas, Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Trabajo Especial de Grado Publicado.
10. Redrup, J., Gokhan, Y. and Besnard, F. (2001). IPM Guide to Multilateral Operations. Schlumberger. 90p.
11. Saad El-Sayed, H., Bosworth, S. and Ismail, G. (1998). Key Issues in Multilateral Technology. Oilfield Review. 15p.

-
12. Sabino, C. A. (1992). El proceso de investigación: una introducción teórico-práctica. Caracas: Panapo (Pgs: 128 a 142)
 13. Schlumberger, Baker, BP y otros. (1999). Technical Advancement of Multilateral Wells. 259p.
 14. Schlumberger and Sedco Forex. (1999). Well Control Manual. 272p.
 15. Tamayo y Tamayo, M. (2000) El Proceso de la Investigación Científica. Tercera Edición, Ed. Limusa.
 16. www.hub.slb.com

ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

ADL	Agua del Lago
BHA	Bottom Hole Assembly
BHP	Bottom Hole Pressure
Bpm	Barriles por Minuto
Butt	Tipo de Conexión
Corte de Agua	Porcentaje de agua en el crudo
CSLT	Casing Selective Landing Tool
CT-1021	Unidad de Coiled Tubing
DP	Tubería
ECP	External Casing Packer
Gpm	Galones por Minuto
HWDP	Tubería Pesada
ICC	Index Casing Coupling
IF	Tipo de Conexión
IPM	Integrated Project Management
Km ²	Kilómetros Cuadrados
KCl	Cloruro de Potasio
Klbs	Kilo Libras
KOP	Kick of Point
Lb/ft	Libras por Pie
Lpg	Libras por Galón
Lbs	Libras
m	Metros
md	Mili Darcys
ML	Multilateral
MMbls	Millones de Barriles
MWD	Measure While Drilling
OFS	Oil Field Services
P(min), P(max)	Presión mínima y máxima de la formación
PDC	Tipo de Mecha
PDVSA	Petróleos de Venezuela
Ppg	Partes por Galón
Psi	Presión
Psia	Presión Absoluta
QHSE	Quality Health Security Environment
Qo(min)	Tasa de petróleo mínimo
ROP	Rate of Penetration
RPM	Revoluciones por Minuto
SLT	Selective Landing Tool
STH	Sacando Tubería del Hoyo
TFA	Total Flow Area
TVD	True Vertical Depth
UMP	Unidad Multi Propósito

USIT
US\$
VIR'S
WCI
WCP

Ultra Sonic Imaging Tool
Dólares Americanos
Válvulas Impide Reventones
Well Completion and Intervention
Well Construction and Productivity

