

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE GEOTECNIA**



**DISEÑO DEL POZO HI 25-10 MACOLLA HI EN EL
YACIMIENTO OF INF SDZ-2X A1, BLOQUE JUNÍN, CAMPO
ZUATA PRINCIPAL, DISTRITO CABRUTICA, ESTADO
ANZOÁTEGUI.**

**TRABAJO FINAL DE GRADO
PRESENTADO POR LA
BACHILLER VANESSA DEL V.
VALERIO G. PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO
GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, JUNIO DE 2010

HOJA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado intitulado “Diseño del pozo HI 25-10 macolla HI en el yacimiento OF INF SDZ-2X A1, bloque Junín, campo Zuata Principal, Distrito Cabrutica, estado Anzoátegui.”, presentado por la bachiller Valerio G. Vanessa Del V., ha sido aprobado, de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombre:

Firma:

Profesora

Rosario Rivadulla

(Asesor)

Profesor Enrique Acosta

Jefe del Departamento de Geotecnia

DEDICATORIA

Después de haber culminado este trabajo con gran dedicación y esmero se lo dedico principalmente a DIOS y a la Virgen del Valle, mis fieles acompañantes en esta hermosa trayectoria universitaria y en toda mi vida.

A mis padres Rino Valerio y Yelitza de Valerio, por su apoyo, confianza y su esfuerzo constante por hacer posible esta meta. ¡LO LOGRAMOS!

A mis hermanas Ana, Ileana, Valeria y Valentina, igualmente a mi sobrina Antonella por llenar muchos momentos de alegría y hacerlos felices.

A mi novio Héctor Marín, una persona muy especial en mi vida, gracias por todo tu apoyo, ayuda y confianza, haz compartido conmigo los buenos y malos momentos ¡Te Amo!

A mi tía Odilys García mi segunda madre, quien ha permanecido siempre a mi lado y es la encargada de consentirme. A mi abuela Flor de García que partió de una manera inesperada pero sé que está conmigo en estos momentos como siempre ha estado en los más importantes de mi vida. A mis suegros Yofre Marín e Isaura Cabrera por toda su ayuda y apoyo, muchas gracias.

A mis amigas Aurelis Ruíz y Raiza Guzmán con quienes estude y disfrute tantos momentos agradables.

A todos muchas gracias...

Vanessa Valerio

AGRADECIMIENTO

Quisiera agradecer a todas aquellas personas que me apoyaron incondicionalmente en toda ocasión.

A mi Asesora Académica profesora Rosario Rivadulla por su amistad y orientación, ya que sin su ayuda no hubiera sido posible este logro.

A la empresa PDVSA Distrito Cabrutica por brindarme esta maravillosa oportunidad en especial al Ingeniero Fernando España mi Asesor Industrial.

Después de tanto esfuerzo hoy juntos podemos decir: **LO LOGRAMOS.**

Vanessa Valerio

RESUMEN

El propósito de esta investigación consiste en un Diseño del Pozo HI25-10 macolla HI en el Yacimiento OF INF SDZ-2X A1, Bloque Junín, Campo Zuata Principal, Distrito Cabrutica, División Faja estado Anzoátegui. La investigación fue desarrollada siguiendo tres etapas, basándose en la metodología VCD: la primera etapa abarca la búsqueda de información relacionada con la situación a estudiar. La segunda consistió en determinar cuál es la mejor área para ubicar el pozo, empezando la etapa de conceptualización, para ello se revisó el mapa isópaco estructural para conocer la profundidad de la arena objetivo. Con la ayuda de registros de los pozos estratigráficos vecinos se estudió la continuidad de la arena de interés. La tercera es la etapa de definición, lo cual con la ayuda de programas de perforación en este caso el Software Compass utilizado por PDVSA se diseñó la trayectoria del pozo a perforar, creando los targets u objetivos de la trayectoria. Esta etapa también encierra la composición del fluido a utilizar, para ello se tomo en consideración las aguas superficiales existentes en el campo. En lo concerniente a los cálculos de cementación se toma en consideración el diagrama mecánico del pozo y la profundidad del mismo. Por último se tiene la estimación donde se toma en cuenta la producción de los pozos vecinos. Por consiguiente, la metodología se ubico en un nivel de campo y documental y un diseño no experimental. La población quedó representada por 530 pozos distribuidos en 44 macollas que son todos los que conforman el Distrito Cabrutica. De estos 530, se tomaron como muestra 10 pozos, de los cuales 6 están ubicados en la macolla HI25. Se concluyo que la mejor zona para realizar la perforación posee como coordenadas de superficie N 930.778,42 y E 302.485,58. El pozo HI25-10 es un pozo Horizontal Multilateral tipo Dual Apilado, con dirección Oeste. En el hoyo los fluidos a emplear son: en la fase superficial en base agua - gel, en la fase intermedia en base agua polimérico inhibido, y para los laterales el fluido es base agua Polimérico Viscoelástico. En la fase superficial de la cementación, la cantidad a procesar son 62 barriles, mientras que en la fase intermedia se deben de usar 3 lechadas con diferentes densidades y volúmenes empezando por la de menor densidad Scavenger con 30 barriles, para luego aplicar 123 barriles de la lechada de llenado y finalmente 108 barriles de cola para completar toda la operación de cementación. La productividad del Pozo Horizontal HI25-10 será de unos 500 Barriles de petróleo mensuales.

CONTENIDO

HOJA DE APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO	iv
RESUMEN.....	v
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS	xi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
SITUACIÓN A INVESTIGAR	3
1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.2 Objetivos de la investigación	4
1.2.1 Objetivo general	4
1.2.2 Objetivos específicos	5
1.3 Justificación de la investigación.....	5
1.4 Limitaciones de la investigación.....	6
CAPÍTULO II	7
GENERALIDADES	7
2.1 Ubicación geográfica del área de estudio.....	7
2.2 Características físico naturales del área de estudio	8
2.2.1 Clima	8
2.2.2 Vegetación.....	8
2.2.3 Geomorfología	8
2.3 Geología regional	9
2.3.1 Faja Petrolífera del Orinoco	9
2.3.2 Estructura de la Faja del Orinoco.....	12
2.4. Geología local	13
2.5 Características de diseño de los pozos del Distrito Cabrutica	20
CAPÍTULO III.....	22
MARCO TEÓRICO.....	22

3.1 Antecedentes de la investigación	22
3.2 Bases teóricas	23
3.2.1 Pozos horizontales.....	23
3.2.2 Ventajas de pozos horizontales ante la perforación de pozos verticales....	24
3.2.3 Parámetros geométricos para el diseño de la trayectoria de un pozo horizontal.....	25
3.2.4 Tipos de pozos horizontales	27
3.2.5 Aplicaciones de los pozos horizontales.....	29
3.2.6 Parámetros a considerar para la perforación de un pozo horizontal	32
3.2.7 Perforación direccional	34
3.2.8 Diseño de la trayectoria de un pozo direccional	35
3.2.9 Herramientas de control direccional	36
3.2.10 Técnica de pozos multilaterales	38
3.2.11 Beneficios de la perforación multilateral	42
3.2.12 Riesgos y desventajas de la perforación multilateral	43
3.2.13 Planificación de pozos multilaterales.....	46
3.2.14. Variables a considerar en la planificación y diseño de pozos multilaterales	49
3.2.16 Tipos de pozos multilaterales.....	63
3.2.17 Factores geológicos críticos para el diseño de pozos multilaterales en Venezuela.....	67
3.2.18. Fluidos de perforación	69
3.2.19 Ciclo del fluido de perforación	70
3.2.20 Funciones del fluido de perforación.....	71
3.2.21 Selección del sistema de fluidos	73
3.2.22 Clasificación de los fluidos de perforación.....	73
3.2.23 Composición de los fluidos de perforación.....	75
3.2.24 Funciones de los aditivos químicos utilizados en los fluidos de perforación	75
3.2.25 Aditivos utilizados en los fluidos de perforación.....	76
3.2.26 Fluidos base agua	83
3.2.27 Cementación de pozos.....	87

3.2.28 Atributos del pozo que condicionan la operación de cementación primaria	89
CAPÍTULO IV	98
METODOLOGÍA DE TRABAJO	98
4.1 Nivel de investigación.....	98
4.2 Diseño de la investigación	99
4.3 Población y muestra	99
4.4 Procedimiento metodológico	99
4.4.1 Recopilación y validación de información.....	101
4.4.2 Establecimiento del punto en superficie	101
4.4.3 Diseño de la trayectoria.....	102
4.4.4 Composición del fluido de perforación.....	102
4.4.5 Cálculos de cementación.....	103
4.4.6 Estimación de la productividad del pozo	104
CAPÍTULO V	105
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	105
5.1 Establecimiento del punto en superficie	105
5.2 Trayectoria del pozo HI25-10	107
5.3 Fluido de perforación	111
5.4 Cementación del pozo HI25-10	113
5.5 Estimación de productividad del pozo HI25-10.....	115
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	116
Conclusiones	116
Recomendaciones.....	117
REFERENCIAS	118
APÉNDICES.....	120
APÉNDICE A	121
SURVEY DE LA TRAYECTORIA DEL POZO HI25-10 LATERAL A.	121
APÉNDICE B	124
SURVEY DE LA TRAYECTORIA DEL POZO HI25-10 LATERAL BTabla	
B1. Survey del lateral B, pozo HI25-10.....	124
APÉNDICE C	127
GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS VECINOS AL HI25-10..	127

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación Geográfica del Distrito Cabrutica en la.....	7
Faja Petrolífera del Orinoco (Petrozuta 2000).	7
Figura 2.2 Ubicación de la faja petrolífera del Orinoco (PDVSA, San Tomé).	9
Figura 2.2 Columna Estratigráfica de el Área de San Diego de Cabrutica, realizado por Petrozuata. (Petrozuata, 2000. Regional Overview.).....	14
Figura 2.3 Columna estratigráfica de la Formación Oficina (Petrozuata, 2000).	14
Figura 2.4 Evaluación petrofísica del pozo ZPZ0308 (I26-1S) CORE. Petrozuata, 2000.....	17
Figura 2.5 Vista vertical con los parámetros geométricos	20
de un pozo horizontal (Petrozuata, 2000).	20
Figura 3.1 Pozos horizontales (Halliburton 2009).	24
Figura 3.2 Productividad y área de drenaje de pozos verticales vs. pozos	25
horizontales (El pozo ilustrado, 1998).	25
Figura 3.3 Vista Vertical con los parámetros geométricos	27
de un pozo horizontal (Petrozuata, 2000).	27
Figura 3.4 Tipos de pozos horizontales según su radio de curvatura.....	28
(PDVSA, San Tomé).....	28
Figura 3.5. Efecto de conificación de agua y/o gas (Buccarello, G. 1999).....	29
Figura 3.6 Yacimientos naturalmente fracturados (Buccarello, G. 1999)	30
Figura 3.7 Recuperación mejorada de crudos utilizando pozos horizontales (Buccarello, G. 1999).....	31
Figura 3.8 Perforación de localizaciones inaccesibles (Buccarello, G. 1999).	32
Figura 3.9 Pozo Horizontal en un yacimiento de espesor delgado	33
(Buccarello, G. 1999).....	33
Figura 3.10 Trayectoria de pozos direccionales (Buccarello, G. 1999).....	36
Figura 3.11 Tipos de pozos multilaterales (PDVSA, San Tomé).	39
Figura 3.12 Pozos multilaterales en Venezuela (PDVSA San Tomé).	41
Figura 3.13 Pozos multilaterales en el Distrito Cabrutica	42
(PDVSA, Cabrutica).	42
Figura 3.14 Mapa de conocimiento de las disciplinas involucradas en la selección del tipo de junta multilateral. (PDVSA, San Tomé).	47
Figura 3.15 Mapa de conocimiento de los aspectos geológicos a revisar en la planificación y diseño de los pozos multilaterales (PDVSA San Tomé).....	48
Figura 3.16 Pozo multilateral nivel 1.....	57
(PDVSA Cabrutica, 2007).	57
Figura 3.17 Pozo multilateral nivel 2.....	59
(PDVSA Cabrutica, 2007).	59
Figura 3.18 Pozo multilateral nivel 3.....	59
(PDVSA Cabrutica, 2007).	59
Figura 3.19 Pozo multilateral nivel 4.....	60

(PDVSA Cabrutica, 2007).	60
Figura 3.20 Pozo multilateral nivel 5.....	61
(PDVSA Cabrutica, 2007).	61
Figura 3.21 Pozo multilateral nivel 6 y 6s	62
(PDVSA Cabrutica, 2007).	62
Figura 3.22 Pozo multilateral tipo dual apilado	64
(PDVSA).	64
Figura 3.23 Pozo multilateral tipo dual alas de gaviota	64
(PDVSA).	64
Figura 3.24 Pozo multilateral tipo trilateral apilado	65
(PDVSA).	65
Figura 3.25 Pozo multilateral tipo triple pie de cuervo.....	65
(PDVSA).	65
Figura 3.26 Pozo multilateral tipo horquilla	66
(PDVSA).	66
Figura 3.27 Pozo multilateral tipo espinas de pescado	67
(PDVSA).	67
Figura 3.28. Ciclo del fluido. (UNEFA, 2009).	71
Figura 3.29. Clasificación de los fluidos de perforación. (UNEFA, 2009).	74
Figura 3.30 Densidad de los fluidos de perforación (UNEFA, 2009).	74
Figura 3.31 Clasificación de los fluidos base agua (UNEFA, 2009).	86
Figura 4.1 Flujograma de la metodología VCD.....	100
Figura 5.1 Mapa Isopaco-Estructural del Yacimiento OF INF SDZ-2X A1.	105
Figura 5.2 Mapa de ambiente sedimentario Arena DWS5A.....	106
Figura 5.3 Sección Estructural Suroeste-Noreste de la arena DWS5A.	107
Figura 5.4 Trayectoria del pozo HI25-10 Vista tridimensional.	109
Figura 5.5 Trayectoria del pozo HI25-10 Vista de perfil.....	109
Figura 5.6 Trayectoria del pozo HI25-10 con elipses de incertidumbre.....	110
Figura 5.7 Trayectoria del pozo HI25-10 con los targets vista 3D.	110
Figura 5.8 Diagrama mecánico del pozo HI25-10.	114

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Propiedades básicas del yacimiento OF INF SDZ-2X A1.....	16
Tabla 2.2. Análisis petrofísico de la Arena DWS5A del Yacimiento OF INF-SDZ-2X A1.....	16
Tabla 2.3. Resumen evaluación petrofísica pozo ZPZ0308 (I26-1S).....	18
Tabla 3.1 Aditivos densificantes.....	76
Tabla 3.2 Aditivos para controlar el filtrado.....	77
Tabla 3.3 Aditivos reductores de filtrado.....	78
Tabla 3.4 Aditivos para controlar la reología y alcalinos.....	78
Tabla 3.5 Surfactantes.....	79
Tabla 3.6 Contaminantes típicos de los fluidos de perforación.....	82
Tabla 3.7 Materiales para tratar la contaminación.....	82
Tabla 3.8 Aditivos para formular soluciones salinas.....	83
Tabla 3.9 Fluidos base agua.....	86
Tabla 3.10 Cementación de revestidores.....	88
Tabla 3.11 Aditivos aceleradores.....	94
Tabla 3.12 Aditivos extendedores.....	95
Tabla 3.13 Aditivos densificantes.....	96
Tabla 5.1 Targets con profundidades del Lateral A.....	108
Tabla 5.2 Targets con profundidades del Lateral B.....	108
Tabla 5.3 Fluido de perforación recomendado.....	111
Tabla 5.4 Aditivos para la formulación del Fluido Agua – Gel.....	112
Tabla 5.5 Aditivos para la formulación del Fluido Polimérico Inhibido.....	112
Tabla 5.6 Aditivos para la formulación del Fluido Polimérico Viscoelástico.....	113
Tabla 5.7 Volúmenes de cemento a emplear.....	115
Tabla 5.8 Producción promedio años 2007 – 2008.....	115

INTRODUCCIÓN

Los pozos multilaterales ofrecen más opciones para el drenaje de yacimientos. Un pozo multilateral se bifurca en el subsuelo para drenar varios horizontes o proporcionar varias entradas hacia la misma formación para mejorar su alcance espacial y recuperación. Los ingenieros deben decidir el emplazamiento óptimo de estos pozos ramificados, por ello modelar estos yacimientos ante la perforación resulta extremadamente importante. Debido a que los hidrocarburos pueden provenir de diferentes zonas con propiedades de fluidos diferentes, los modelos deben también considerar estas dificultades.

Es por ello, que el análisis de las trayectorias de cada uno de los pozos y los reportes de las anticollisiones debe de realizarse con gran cuidado. Para eso se realizan simulaciones y programas de perforación en los cuales se informa desde la geología del área, el yacimiento y la arena objetivo hasta los revestidores y fluidos a utilizar. Muchas veces la profundidad programada no se logra alcanzar en la perforación debido a que existen una gran cantidad de factores ya sean geológicos como mecánicos que impiden el cumplimiento a cabalidad del programa.

Es por todo lo antes expuesto, que surge la necesidad de realizar una investigación con el propósito de diseñar la perforación del pozo multilateral HI 25-10 macolla HI ubicado en el yacimiento OF INF SDZ-2X A1 del bloque Junín, campo Zuata Principal, Distrito Cabrutica, estado

Anzoátegui. Se tiene de esta manera como finalidad de la investigación la de establecer las coordenadas de superficie y fondo del pozo, diseñar la trayectoria de dicho pozo considerando las características litológicas de las unidades a atravesar, los acoples mecánicos de los revestidores y los equipos a utilizar en la perforación. Así

como también establecer la composición de los fluidos a utilizar en las diferentes fases de la perforación, calcular los volúmenes de cemento para culminar la perforación y por ultimo estimar la productividad del pozo HI 25-10, estudiando la producción de pozos vecinos.

En tal sentido, la investigación está estructurada en cinco capítulos, los cuales se llevaron a cabo como sigue: el capítulo uno, corresponde a la situación a investigar, donde se refleja el planteamiento del problema, los objetivos de la investigación, la justificación, así como también las limitaciones. El capítulo dos establece las generalidades, donde se destaca la ubicación geográfica, las características físico naturales, la geología regional y local. El capítulo tres, muestra el marco teórico que engloba los antecedentes y las bases teóricas que sustentan el estudio. El capítulo cuatro reseña al marco metodológico, este incluye el nivel y diseño de la investigación, población y muestra, procesamiento metodológico, recopilación y validación de la información, entre otros. El capítulo cinco, refleja el análisis e interpretación de los resultados. Seguidamente se presentan las conclusiones y las recomendaciones y finalmente se exponen las referencias bibliográficas.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Planteamiento del problema

PDVSA es la empresa petrolera más importante del país, uno de sus principales objetivos sin duda alguna es el desarrollo de tecnologías que permitan incrementar el factor de recobro y el de generar soluciones con especial énfasis en crudos extrapesados y pesados como los que se encuentran en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Debido a que los crudos de la faja poseen una viscosidad baja en comparación con otros crudos pesados a nivel mundial, de densidades similares, razón por la cual, fue posible bombear crudo desde el yacimiento, obteniéndose producciones de unos cientos de barriles sin métodos térmicos, en virtud de que se necesita más volumen de crudo para justificar las grandes inversiones, surgió la necesidad de implementar nuevas tecnologías para elevar la producción en los campos de la zona.

La primera solución al problema de producción fue aportada por el área de perforación, la cual, a través de pozos horizontales confirmó que se obtenían mayores flujos con menor diferencial de presión y una minimización de la producción de arena. Por medio de ésta tecnología se obtuvo recobros semejantes al uso de pozos verticales con inyección cíclica de vapor.

Por consiguiente el primer campo en probar suerte con pozos horizontales fue Zuata (Petrozuata), hoy llamado Junín, quien a partir de 1997, inicio el estudio de sus áreas observando que el campo se compone de extensos depósitos fluviales, que formaron cuerpos de areniscas continuos y bien conectados, con espesores de 50 pies

en promedio, y canales de varios kilómetros de extensión. Cada pozo perforado en Zuata, poseía entre 1200 y 1500 metros de sección horizontal, con el fin de atravesar gran parte del canal.

Con la perforación de pozos horizontales en Zuata, se esperaba producir entre 1200 y 1500 Bbl /día, pero la producción promedio alcanzó unos 800 Bbl/día, dando indicios de que algo estaba sucediendo. El problema fue resuelto por el análisis de registros eléctricos, los cuales mostraron que los pozos horizontales, en ocasiones penetraban areniscas intercaladas con limolitas, es decir, yacimientos delgados con poco volumen de petróleo, dando indicios de una geología más complicada de lo que se esperaba. Llegándose a la conclusión que para drenar éste tipo de yacimientos, hacia falta tramos laterales y por ende pozos más complejos como los horizontales y multilaterales.

Es por todo lo antes expuesto que este estudio enmarca todas las consideraciones a llevar a cabo para la planificación de un pozo multilateral, el pozo HI 25-10, en el yacimiento OF INF SDZ 2X A1, en la macolla HI, el cual busca incrementar la producción de petróleo en el Distrito Cabrutica.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Diseñar la perforación del pozo multilateral HI 25-10 macolla HI ubicado en el yacimiento OF INF SDZ-2X A1 del bloque Junín, campo Zuata Principal, Distrito Cabrutica, estado Anzoátegui.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Establecer las coordenadas de superficie y fondo del pozo, utilizando el mapa isópaco – estructural del campo y correlaciones estratigráficas.

2. Diseñar la trayectoria del pozo, considerando las características litológicas de las unidades a atravesar, los acoples mecánicos de los revestidores y los equipos a utilizar en la perforación.

3. Establecer la composición de los fluidos a utilizar en las diferentes fases de la perforación.

4. Calcular los volúmenes de cemento para culminar la perforación, tomando en cuenta las zonas no productivas y las zonas de fluidos no deseables.

5. Estimar la productividad del pozo HI 25-10, estudiando la producción de pozos vecinos, aplicando softwares especializados.

1.3 Justificación de la investigación

Esta investigación pretende dar a conocer todas las consideraciones para la perforación de un pozo en el yacimiento OF INF SDZ-2X A1, desde la trayectoria del pozo, programa de perforación, cálculos relativos a la cementación y fluidos a usar.

La razón de llevar a cabo este estudio, se debe, a que este permitirá una comprensión apropiada de la trayectoria de los pozos y, de su eficiente funcionamiento. De tal manera, que contribuirá a aportar información para tener una mejor visión de los problemas teóricos para luego solucionar los prácticos de la temática en estudio.

Se pretende que esta investigación, sirva como marco de referencia para activar y profundizar investigaciones sobre los factores que inciden en los pozos, y traen como consecuencia resultados ineficaces.

Este estudio va en beneficio de PDVSA Distrito Cabrutica, puesto que se lleva a cabo en busca de mejoras continuas de los pozos de perforación, proporcionándole de esta manera a la empresa una mayor solides y confiabilidad a la hora de realizar sus operaciones.

1.4 Limitaciones de la investigación

Durante el desarrollo de la investigación las limitaciones que se presentaron fueron:

1. El ángulo del pozo que es de aproximadamente 85-87° hace que imposibilite correr registros Electrog, Microlog, Sónico, Potencial Espontáneo, Densidad-Neutrón entre otros, trayendo consigo el que no se puedan hacer análisis petrofísicos del pozo de producción, por lo que se debe correlacionar con los pozos estratigráficos de las macollas vecinas.

2. En el área de realización del trabajo no se podía visualizar mapas, ni lograrse la realización de los mismos; solo se tenía acceso a los programas de perforación por medio de los software Well View y DIMS y programas para el diseño de trayectorias de pozos como los software Sysdrill y Compass.

CAPÍTULO II GENERALIDADES

2.1 Ubicación geográfica del área de estudio

El Campo Zuata Principal se encuentra ubicado en la región Central – Sur del bloque Junín, en la Faja Petrolífera del Orinoco. Cuenta con una superficie aproximada de 299,50 Km². Está localizado a 81 Km al Suroeste de la población de El Tigre. Limita al Norte, Sur, Este y Sureste por un límite arbitrario asignado a la extinta asociación estratégica Petrozuata, al Oeste y Suroeste: por un límite de concesión con Petrocedeño (antigua Sincor). (Figura 2.1)

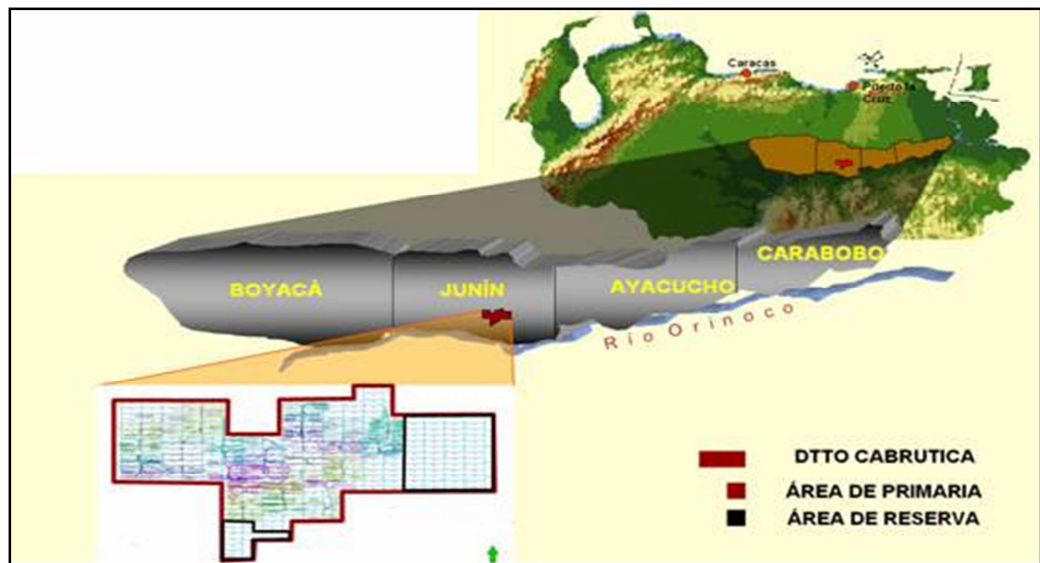


Figura 2.1 Ubicación Geográfica del Distrito Cabrutica en la Faja Petrolífera del Orinoco (Petrozuta 2000).

2.2 Características físico naturales del área de estudio

2.2.1 Clima

El clima predominante en el área de estudio es el Tropical Húmedo. Cabe destacar que la zona cuenta con una temperatura media entre los 26 °C y 32 °C, con una humedad relativa anual de 3%, una precipitación media anual con valores entre 1200 y 1400 mm. y una evaporación media anual entre 1900 y 2000 mm. (Petrozuata, 2000).

2.2.2 Vegetación

Es típica de sabana tropical, constituida por especies arbóreas de poca altura, pastizales constituidos casi en su totalidad por especies conocidas como paja peluda, paja estrella. Una vegetación diferenciable del resto que encontramos en esta zona, son los morichales, estos bordean los márgenes de drenaje. (Petrozuata, 2000).

2.2.3 Geomorfología

La geomorfología del área corresponde a extensas planicies con suaves ondulaciones en su relieve denominadas mesas, por lo general estas mesas están constituidas por arenas con granos de tipo variable generalmente más gruesos hacia los bordes Norte y Oeste y más finos hacia el Este y el Sur, caracterizadas por estar truncadas a lo largo de las rutas principales de drenaje por escarpes de pendientes fuertes, que constituyen los estribos de las mesas. (Petrozuata, 2000).

2.3 Geología regional

2.3.1 Faja Petrolífera del Orinoco

La región de la Faja del Orinoco está ubicada al Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, se extiende desde las cercanías de Tucupita, en el estado Delta Amacuro, hasta las inmediaciones de la Ciudad de Calabozo, en el estado Guárico. Cubre una zona de 600 Km. de largo con un promedio de 70 km. de ancho, lo cual le da un área de 420000 km² en los estados Monagas, Anzoátegui, Guárico y Delta Amacuro. (Figura 2.2). (PDVSA, San Tome).

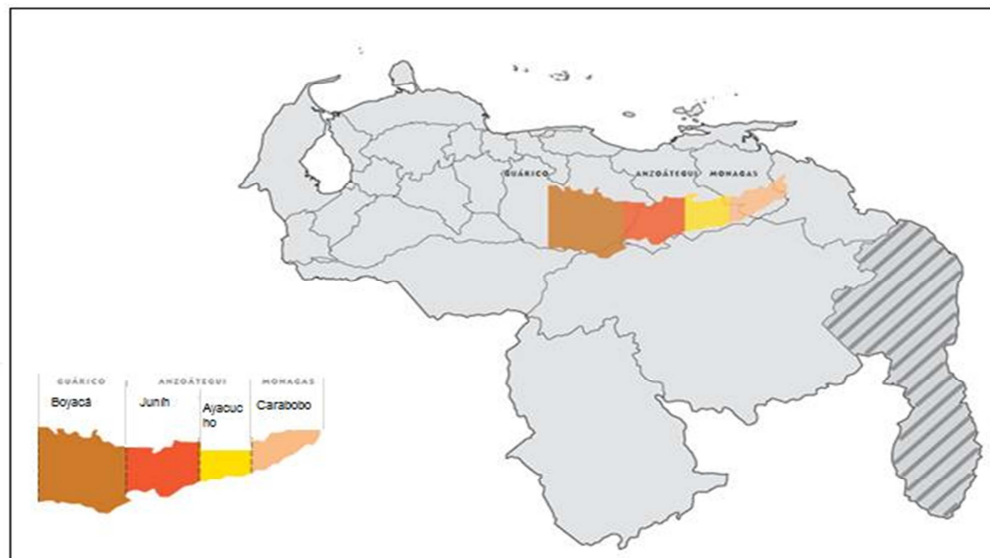


Figura 2.2 Ubicación de la faja petrolífera del Orinoco (PDVSA, San Tomé).

La exploración de la Faja del Orinoco se efectuó desde 1.920 en una manera esporádica, al no encontrarse manifestaciones superficiales de hidrocarburos. La Faja limita al Norte con las áreas mayores de Temblador, Oficina y las Mercedes, al Sur

con el Río Orinoco, al Este con la región Deltana y al Oeste con el extremo Oriental de la Cuenca Barinas-Apure. (PDVSA, San Tomé).

La Faja Petrolífera del Orinoco contiene una sola segregación de crudo extrapesado, con varios rangos de gravedad y un amplio intervalo que cubre desde 5° hasta 20° API; la gravedad promedio está cerca de los 9° API. Durante la campaña exploratoria se encontraron algunas acumulaciones de gas seco, con pruebas de hasta 107600 m³/día. La profundidad de los yacimientos disminuye desde 700 pies. En el límite Norte hasta el acuñamiento cerca del Río Orinoco. Las rocas del subsuelo de la Faja abarcan edades desde el Precámbrico hasta el Reciente, afectada por varios períodos tectónicos con eventos regionales que favorecen la acumulación de grandes cantidades de petróleo. (PDVSA, San Tomé).

En la actualidad la Faja del Orinoco constituye uno de los mayores yacimientos del mundo, cuyos enormes depósitos contienen alrededor de 1.2 billones de barriles de crudo pesado, extrapesado y bitumen, de los cuales unos 270 millares de barriles son económicamente recuperables con la tecnología actualmente disponible. Hasta el presente, tomando en cuenta las condiciones físicas de densidad y fluidez, que exigen métodos y prácticas especiales de producción, al igual que técnicas e instalaciones de refinación adecuadas, se han logrado definir y planificar para la faja los recursos tecnológicos, humanos y financieros requeridos, a la evaluación geológica, la metodología y práctica de la explotación comercial de los yacimientos, el transporte y mejoramiento de la infraestructura y la protección ambiental del entorno.

La Faja Petrolífera del Orinoco representa el borde meridional externo de la Cuenca Oriental de Venezuela. Las zonas de reconocido potencial petrolífero pertenecen al Cretáceo y al Terciario Superior, y los sedimentos perforados indican ambientes de muy poca profundidad, desarrollados sobre penillanuras erosionales ocasionadas durante dos períodos de hiatos, en la región situada cerca del borde

septentrional del cratón Guayanés. En esta zona las columnas sedimentarias poseen profundidades de soterramiento que fueron insuficientes desde el momento mismo de su sedimentación.

La columna sedimentaria que se perfora en la Faja Petrolífera del Orinoco comprende tres ciclos distintos. Un primer ciclo de edad Paleozoico Superior se encuentra en contacto discordante sobre el complejo ígneo-metamórfico del cratón de Guayana y comprende las Formaciones Hato Viejo y Carrizal. La primera de ellas muestra areniscas arcósicas de grano grueso y posiblemente por transición a la sección limolítica de Carrizal. (Don Clemente González de Juana et., al 1980).

La Formación Carrizal como se menciona anteriormente es fundamentalmente limolítica con algunas arenas locales, ubicadas en las grandes depresiones paleozoicas, y alcanza hasta más de 6000 pies de espesor. Estas formaciones desaparecen hacia el este de Anzoátegui meridional, posiblemente por erosión. La disparidad de espesores encontrados en los pozos del sur de Guárico e incluso las espesas columnas encontradas en fosas profundas, sugieren remanentes erosionales de la sedimentación Paleozoica. (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1970).

El siguiente ciclo sedimentario corresponde a una trasgresión cretácica, la cual llegó tarde a la parte meridional de la cuenca y se desarrolló sobre un substratum peniplanado, dentro de ambientes sedimentarios típicos de pequeñas profundidades. Por ello las dos formaciones clásticas del Grupo Temblador: Formación Canoa de ambiente continental, y Formación Tigre de ambiente moderadamente marino, son difíciles de diferenciar y se agrupan bajo el nombre de Temblador, aplicando a una secuencia de areniscas macizas con intercalaciones de lutitas delgadas que en la parte central y occidental de la faja presenta espesores de 50-150 pies de arena neta petrolífera. (Don Clemente González de Juana et. al., op. cit).

Posteriormente los mares cretácicos se retiraron hacia el Norte de la faja, y esta fue sometida a erosión. Formaciones transgresivas se depositaron durante el Ciclo Terciario Superior cubriendo diacrónicamente toda el área hasta una línea cercana al curso actual del río Orinoco.

2.3.2 Estructura de la Faja del Orinoco

La Faja del Orinoco se caracteriza estructuralmente como una fosa tectónica de bloques con fallas normales tensionales, sin evidencia de plegamientos mayores. El salto vertical de las fallas regularmente no excede los 200 pies. Los rasgos regionales predominantes permiten identificar dos provincias tectónicas, separadas por el sistema de fallas de Hato Viejo. (PDVSA, San Tome).

Los bloques de Carabobo y Ayacucho, al Este, se caracteriza por mostrar el Terciario transgrediendo al basamento ígneo metamórfico, excepto en una franja estrecha al Norte donde el Terciario descansa sobre capas cretácicas. El Terciario refleja en los bloques fallamiento del basamento.

Los bloques de Junín y Boyacá, al Oeste presentan al Terciario discordante sobre una secuencia espesa de sedimentos paleozoicos y cretácicos que se depositaron en profundas depresiones; solamente al Sur de la provincia el Terciario yace sobre el basamento. El Terciario no siempre refleja la tectónica del basamento, amortiguada por la gruesa sedimentación infrayacente.

La estructura al Sur de Monagas y Anzoátegui de la Faja del Orinoco se describe como un homoclinal de suave buzamiento hacia el Norte (3 a 4 grados) cortado por fallas normales de rumbo predominante Noreste y un sistema más joven de dirección Noroeste. La mayor parte de las fallas buzan al Sur y sus bloques

levantados presentan plegamientos menores. La Faja Petrolífera del Orinoco está dividida en cuatro grandes áreas de crudos pesados y extrapesados como son:

1. Área Boyacá: ubicada al Centro Sur del Estado Guárico.
2. Área Junín: ubicada al Sur Este del Estado Guárico y al Sur Oeste del Estado Anzoátegui.
3. Área Ayacucho: ubicada al Sur del Estado Anzoátegui.
4. Área Carabobo: ubicada en la zona Centro Sur del Estado Monagas y Sur Este del Estado Anzoátegui.

2.4. Geología local

La principal formación dentro del área de estudio la constituye la Formación Oficina, del Mioceno Inferior, donde Petrozuata desarrolló una columna estratigráfica, basada en el esquema de estratigrafía secuencial, con el propósito de incrementar el entendimiento de las diversas facies depositacionales, y en donde se dividió la Formación Oficina, en dos unidades fundamentales, una con bajo contenido de arenas representado por la secuencia 1 y 5, y un paquete suprayacente caracterizado por intercalaciones de areniscas y lutitas, representado en la secuencia 6 (Petrozuata, 2000).

Reconstrucciones paleo-geográficas realizadas en el área sugieren que la tendencia de la línea de costa, durante la depositación de Oficina fue fundamentalmente Este-Oeste, con una orientación del drenaje que fluctúa alrededor del eje Sur- Norte, y algunas orientaciones Suroeste-Noreste (Petrozuata, 2000).

Los ambientes sedimentarios interpretados en el campo son predominantemente fluviales, o fluviales con influencia de marea. Las secuencias inferiores (1-4) se depositaron dentro de un sistema fluvial, sin influencia marina, y a partir de la secuencia 5, se observa un incremento en los niveles de marea e influencia marina, conforme se acerca la superficie de máxima inundación registrada en el área 5MFS40; la cual, de acuerdo a información bioestratigráfica es la más marina en el campo (Petrozuata, 2000). (Figura 2.3).

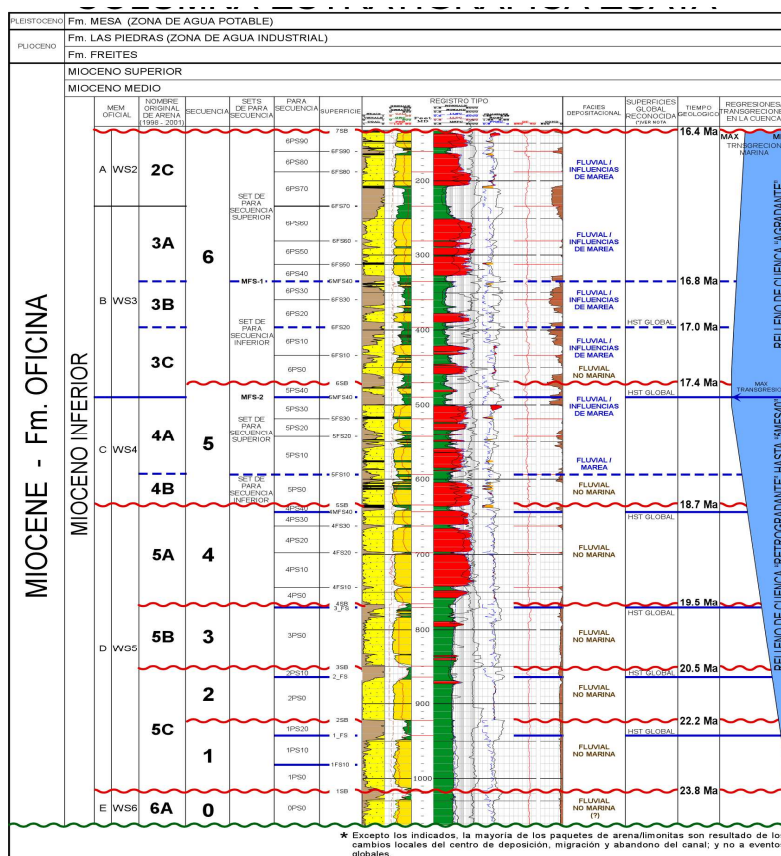


Figura 2.2 Columna Estratigráfica de el Área de San Diego de Cabrutica, realizado por Petrozuata. (Petrozuata, 2000. Regional Overview.)

Figura 2.3 Columna estratigráfica de la Formación Oficina (Petrozuata, 2000).

Los depósitos transgresivos producidos durante incrementos relativos en el nivel del mar, por lo general son delgados, y pobres en arena; en donde, el poco espesor se debe a las bajas tasas de depositación y erosión por parte de los límites de secuencia (SB) suprayacentes. (Petrozuata, 2000).

Los intervalos productores consisten fundamentalmente, de varios depósitos fluviales con influencia de marea amalgamados. Los sistemas fluviales consisten en una combinación de acreción lateral de barras, canales individuales y canales amalgamados.

Los canales cortan los estratos infrayacentes y erosionan a profundidades que oscilan entre 5 y 20 metros, lo que permitió la interconexión de arenas localizadas en diferentes Parasecuencias, y por consiguiente la comunicación entre los fluidos del yacimiento (Petrozuata, 2000).

Estructuralmente el Campo Zuata Principal forma parte de un homoclinal fallado, generalmente de rumbo Este - Oeste con un buzamiento suave de dos a tres grados al Norte. Existen dos sistemas de fallas normales, uno principal con rumbo Este - Oeste y buzamiento al Sur y otro secundario de fallas con rumbo Noroeste – Sureste y gradualmente orienta el buzamiento hacia el Suroeste. En tal sentido, las propiedades básicas del yacimiento OF INF SDZ-2X A1 ubicado en el Campo Zuata se observan en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Propiedades básicas del yacimiento OF INF SDZ-2X A1.

Análisis de Registros y Núcleo	Profundidad	1700 - 2350 pies
	Porosidad	30 - 35 %
	Permeabilidad	1 - 17 darcy
Análisis de Fluidos	Temperatura	100 - 135 °F
	Gravedad	9.3 °API
	Relación Gas -Petróleo	60 - 70 PCN/BN
	Viscosidad..Muerto	+ 5000 cps
Análisis de Núcleo	Viscosidad..C. Yacimientos	1200 - 1800 cps
	Característica Arena	No Consolidada
	Compresibilidad	$88 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
	Presión Inicial	630 - 895 psi

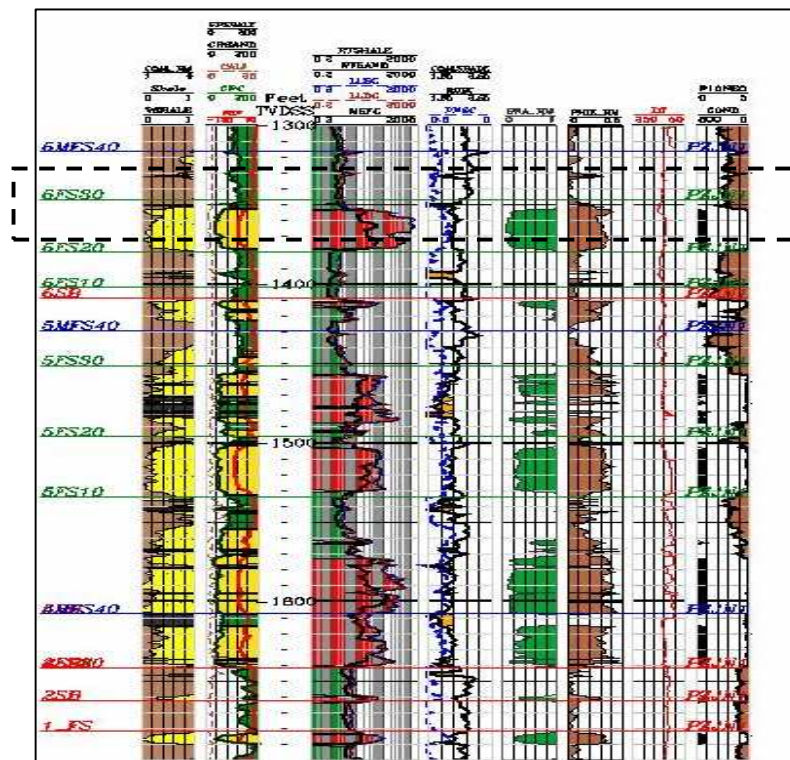
La tabla 2.2 muestra un resumen del análisis petrofísico realizado a los pozos LM20-1S y KL19-1S, de la arena de interés (DWS5A) del Campo Zuata principal, donde de acuerdo a los estudios allí realizados los promedios de porosidad (Φ), permeabilidad (K), saturación de agua (S_w) y volumen de arcilla (V_{sh}) son: 34 %, 4549 mD, 16 % y 6,78 % respectivamente.

Tabla 2.2. Análisis petrofísico de la Arena DWS5A del Yacimiento OF INF-SDZ-2X A1.

ANÁLISIS PETROFÍSICO DE LA ARENA DWS5A										
NO MBRE OFICIAL	P OZO	A RENA	OPE (TVD)	ASE (TVD)	NT (PIES)	AN P(PIES)	PORO SIDAD (%)	w (%)	sh (%)	V (Md)
ZP Z0308	I2 6-1S	D WS5A	214'	254'	0'	26'	31,19'	6,15'	,55'	6 078

ZP	H	D								1
Z0022	I25-3S	WS5A	187'	237'	3'	30'	36'	7'	,3'	314
ZP	H	D								1
Z0268	28-1S	WS5A	171'	205'	4'	23'	35'	5'	2,5'	257
PROMEDIO							34	6	,78	6
										549

La figura 2.4 muestra la evaluación petrofísica que realizó Petrozuata al pozo I26-1S, expresando los resultados tabulados en la Tabla 2.3.



**Figura 2.4 Evaluación petrofísica del pozo ZPZ0308 (I26-1S) CORE.
Petrozuata, 2000.**

Tabla 2.3. Resumen evaluación petrofísica pozo ZPZ0308 (I26-1S).

EVALUACIÓN PETROFÍSICA							
A RENA	T OPE TVD	B ASE TVD	AN (PIES)	AN P (PIES)	P HI (%)	S W (%)	Vs h (%)
B	19 90'	2 022'	32'	24'	31 ,82	18 ,9	6,8
C	21 35'	2 178'	43'	28	30 ,5	16 ,35	7,1 7
D	22 14'	2 254'	40'	26'	31 ,19	16 ,15	6,5 5

El modelo de volumen de arcilla utilizado fue el lineal, cuya ecuación se muestra a continuación:

$$VclGr = \frac{Gr - GrClean}{GrClay - GRClean} \quad (2.1)$$

Donde:

VclGr: Volumen de arcilla calculado a través del método Lineal.

Gr: Lectura del perfil de rayos Gamma frente a la arena de interés (API).

GrClay: Lectura promedio del perfil de rayos Gamma frente a las arcillas (API).

GrClean: Lectura del perfil de rayos Gamma frente a las arenas limpias (API).

El modelo de Permeabilidad utilizado fue el de Timur, como se describe a continuación:

$$K = 0,136 \cdot \frac{\phi^{4.4}}{Swir^2} \quad (2.2)$$

Donde:

K: Permeabilidad (mD).

ϕ : Porosidad efectiva (%).

Swir: Saturación de agua irreducible determinada a través de análisis de núcleos.

El modelo de Saturación utilizado fue el de Simandoux modificado cuya ecuación se observa a continuación:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m \cdot S_w^n}{a \cdot R_w \cdot (1 - V_{clGr})} + \frac{V_{clGr} \cdot S_w}{R_{cl}} \quad (2.3)$$

Donde:

Sw: Saturación de agua (%).

ϕ : Porosidad efectiva (%).

Rw: Resistividad del agua de formación (Ohm-m).

Rt: Resistividad leída en registro (Ohm-m).

Rcl: Resistividad promedio de las arcillas (Ohm-m).

VclGr: Volumen de arcilla (%).

a: Exponente de tortuosidad.

m: Factor de cementación.

n: Exponente de saturación.

Los Valores de a, m y n fueron 1, 1,81 y 2, respectivamente.

2.5 Características de diseño de los pozos del Distrito Cabrutica

Los pozos horizontales y multilaterales requieren de una gran planificación, se deben de considerar muchas variables, dentro de las más importantes encontramos las publicadas en Petrozuata (2000). (Figura 2.5).

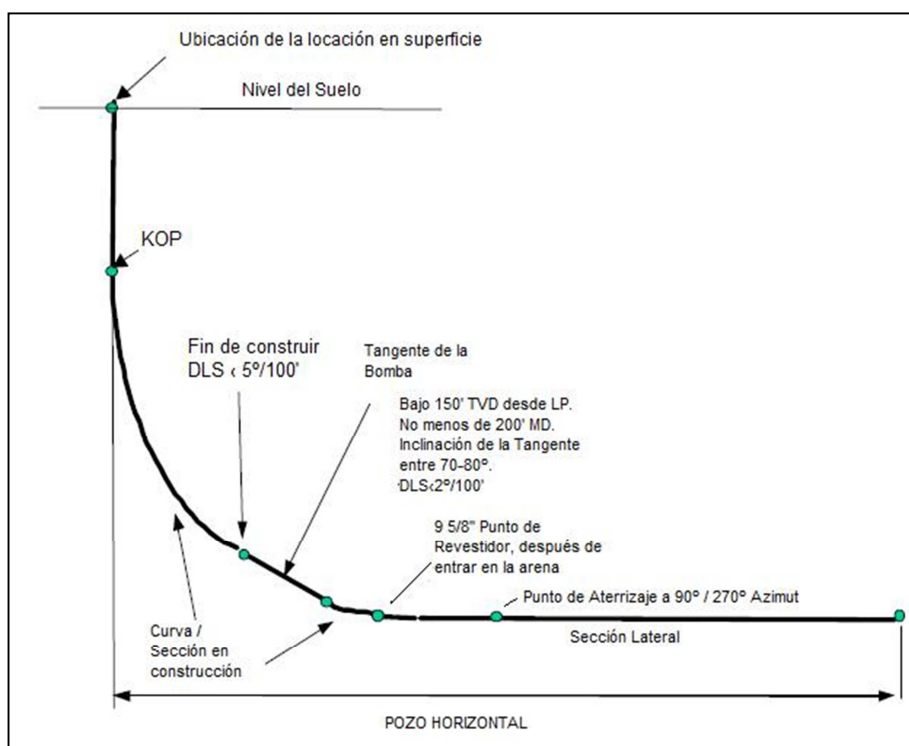


Figura 2.5 Vista vertical con los parámetros geométricos de un pozo horizontal (Petrozuata, 2000).

1. Tangente: Dog legs óptimos por encima de la tangente de $5.3 - 5.5^\circ/100$ pies (severidad en la construcción). Preferiblemente en trayectorias 2D (Dimensiones). Mientras que los Dog Legs por debajo de la tangente no mayores a los $6^\circ/100'$. La ubicación de la tangente debe de ser a partir de 150 pies TVD (True Vertical Depth; Distancia Vertical Verdadera) del punto de aterrizaje. La tangente es creada además

para la colocación de los laterales. Las ventanas de los laterales no deben de ser planificadas en la arena o en zonas de carbón, la arcilla es la mejor opción.

2. Inclinación de la Tangente: alrededor de 65 a 80°, preferiblemente en el Distrito Cabrutica de 70 a 75°.

3. Longitud de la Tangente: 200 pies para pozos con laterales dobles y 270 pies para pozos con laterales triples.

4. Ubicación del Revestidor Intermedio (9 5/8"): requiere mínimo 150 pies después del final de la tangente. La inclinación del punto de revestidor 9 5/8" es de unos 85°.

5. Inclinación del Aterrizaje: 90 grados.

6. Profundidad Total MD (Distancia Medida): máximo 9000 pies en MD debido a la seguridad del taladro.

7. Fish Bones (Espinass de Pescado): los FB 1,2,3,4 van a ser diseñados con 6°/100' de dog leg y 50° de giro como máximo azimut. Los FB 5,6,7 van a ser diseñados con 4.5-5.0°/100' de dog legs y 45° de giro como máximo azimut. El espaciado entre los FB debe de ser aproximadamente de 400 pies sin el lateral principal.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la investigación

El campo Zuata principal contiene un POES de total de 21864 MMBN y un GOES de 1421 MMMPCN con unas Reservas Recuperables de Petróleo y Gas 2744 MMBN y MMMPCN. La gravedad API del yacimiento se encuentra en 9° API. La explotación se realiza en yacimientos arenosos Terciarios, localizado en las Formación Oficina. Las propiedades básicas del yacimiento OF INF SDZ-2X A1 ubicado en el Campo Zuata han sido estudiadas anteriormente por los ingenieros que operaban el campo; pero en la actualidad no se desarrollado mucho proyectos acerca de este campo o acerca del tipo de perforación que se practica.

Entre los estudios relacionados con la investigación, cabe mencionar el realizado por Ugas, G. (1997) intitulado: “análisis de la productividad de los pozos horizontales perforados en el Campo Bare”. La productividad fue analizada tomando en cuenta los pozos vecinos y relacionando los pozos horizontales con los verticales, a fin de conocer si la inversión requerida para la perforación es rentable. Llegando así a la conclusión de que los pozos horizontales son rentables a la hora de drenar arenas de poco espesor.

Contreras, V. y Franco, F. (2001) desarrollaron una investigación titulada: “esquema de explotación con pozos de geometría compleja en el yacimiento MFB-53/U1-3 del Campo Bare”, en el cual el objetivo general consistió en diseñar un esquema de explotación no convencional para la unidad de crudo extrapesado en el Campo Bare, con una configuración optima de pozos horizontales y multilaterales. Con la implementación de estos pozos

multilaterales y horizontales, se logra drenar varias arenas a la vez evitando incrementar las inversiones para la creación de un pozo nuevo, maximizar la recuperación de petróleo y disminuir así el impacto ambiental.

Finalmente se tiene el estudio llevado a cabo por Urbano, N. (2002) que lleva por nombre: “esquema tecnológico de perforación adicional en cluster”, cuyo objetivo consiste en revisar y generar nuevos modelos geológicos de las arenas basales de la formación Oficina intervalo inferior con el fin de seleccionar y soportar un plan tecnológico de perforación adicional en el nuevo cluster de San Diego Norte área Zuata. Se concluyó que la perforación a través de cluster es más rentable y presenta un mejor arreglo en superficie, pero es importante conocer muy bien la geología del área ya que los laterales de los pozos en los cluster van a depender de la continuidad y espesores de la arena.

3.2 Bases teóricas

3.2.1 Pozos horizontales

Esta técnica consiste básicamente, en penetrar de forma horizontal un estrato productor con el fin de incrementar la exposición de la arena y maximizar el recobro final del pozo, reduciendo a su vez la caída de presión entre el borde exterior del mismo y el frente de la arena en el pozo. (Figura 3.1).

De tal manera, que la razón más importante para la aplicación de la perforación horizontal es que ésta incrementa notablemente el retorno de la inversión. Por lo que la perforación vertical o convencional no resulta económicamente atractiva.

Esta tecnología lleva mayor complejidad en las operaciones de apertura, completación y puesta en servicio de un pozo petrolero, si se le compara con un pozo

vertical, pero el contacto entre la arena petrolífera y la tubería del pozo es mayor y por tanto, el índice de productividad de crudo aumenta, con el obvio beneficio que esto representa.

Esto puede resultar en un incremento sustancial en las tasas de producción a una caída constante de presión, o a una reducción en la caída de presión a tasas de producción constantes. La reducción de la caída de presión es particularmente beneficioso en yacimientos propensos a la conificación de gas o agua, y más recientemente en yacimientos con problemas de control de la arena (Halliburton 2009).



Figura 3.1 Pozos horizontales (Halliburton 2009).

3.2.2 Ventajas de pozos horizontales ante la perforación de pozos verticales

Las ventajas de los pozos horizontales ante los pozos verticales son un factor importante que se debe analizar bien a la hora de decidir perforar un pozo de petróleo,

el Pozo Ilustrado en su cuarta edición resalta entre las ventajas de perforación (Figura 3.2) las siguientes:

1. Incremento en la tasa de producción y en el recobro.
2. Reducción de números de pozos a perforar.
3. Disminuye conificación de gas o agua, reduce la producción de arena.
4. Incrementa el área de drenaje por pozo en el yacimiento.
5. Aumenta la inyectividad, en casos de inyección de fluidos.
6. Puede conectar fracturas en formaciones calcáreas.
7. Afecta en menor escala el ambiente.

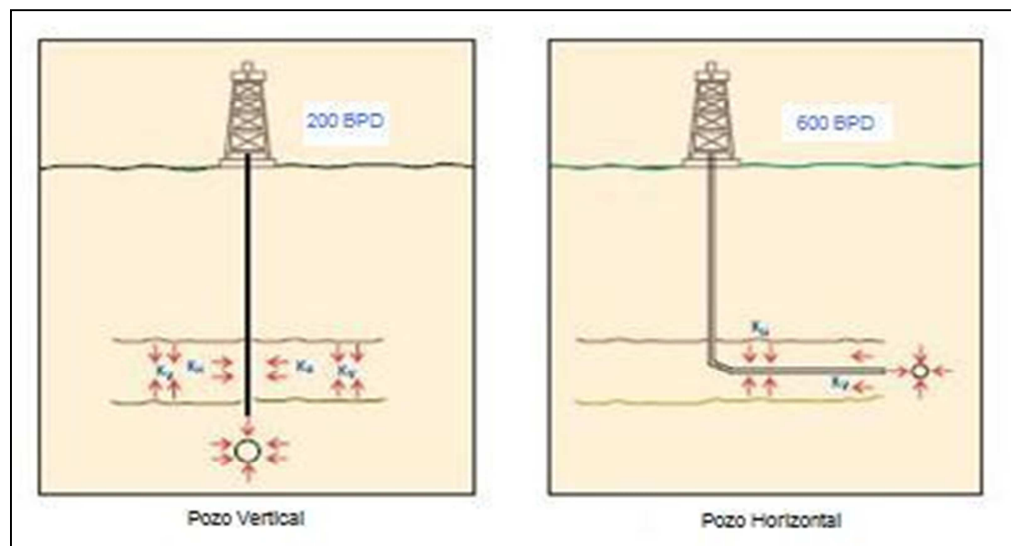


Figura 3.2 Productividad y área de drenaje de pozos verticales vs. pozos horizontales (El pozo ilustrado, 1998).

3.2.3 Parámetros geométricos para el diseño de la trayectoria de un pozo horizontal

Entre los parámetros geométricos para el diseño de los pozos horizontales señala un estudio realizado en Petrozuata, (2000) los siguientes:

1. Profundidad Vertical Verdadera o TVD (True Vertical Depth): es la distancia vertical desde la superficie hasta el objetivo.

2. Desplazamiento Horizontal (VS): es la distancia horizontal desde la superficie hasta la profundidad final.

3. Punto de Desviación (KOP): es el punto de la trayectoria en el cual el pozo se desvía de la vertical.

4. Tasa de Construcción de Ángulo (DLS): es la razón de cambio de la inclinación y azimut por unidad de longitud medida generalmente en grados por cada 100 pies de longitud.

5. Radio de Curvatura (R): es la distancia medida sobre las líneas perpendiculares a cada tangente de la curva desde el centro o punto de convergencia de todas estas líneas.

6. Punto de Revestidor (PC): es el punto de la trayectoria del pozo en el cual se asienta el revestidor de producción. Se ubica justo en el tope de la arena objetivo en algunos casos.

7. Punto Horizontal (PH): es el punto de la trayectoria del pozo en el cual se alcanza la sección horizontal.

8. Profundidad Final o Total Depth (TD): es la profundidad o longitud total alcanzada por el pozo medido en pies. (Figura 3.3).

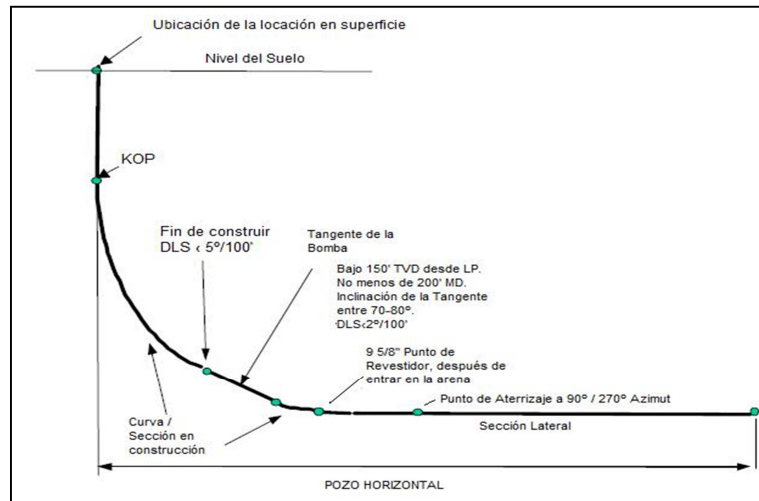


Figura 3.3 Vista Vertical con los parámetros geométricos de un pozo horizontal (Petrozuata, 2000).

3.2.4 Tipos de pozos horizontales

Los pozos horizontales se pueden dividir en opinión a Buccarello, G. (1999) en cuatro categorías generales, basadas en su curvatura de vertical a horizontal:

1. Pozos de radio ultracorto: tienen un radio de curvatura entre 1 y 2 pies. Sus ángulos de levantamiento son en consecuencia entre 45 y 60 grados por pie. Las secciones horizontales son de aproximadamente 100 pies.

2. Pozos de radio corto: tienen un radio de curvatura de 30 a 45 pies. Sus ángulos de levantamiento son en consecuencia muy grandes, tanto como 1 a 3 grados por pie. Las secciones horizontales son relativamente pequeñas (100-150 pies), con la tecnología actual, no es posible correr tubería o hacer mediciones con herramientas durante la perforación en esas secciones.

3. Pozos de radio medio: tienen un radio de curvatura que oscila entre 300 y 700 pies, y ángulos de levantamientos entre 8 y 35 grados cada 100 pies. Requieren de equipo de perforación articulada especializada. Estos pozos pueden ser registrados y entubados.

5. Pozos de radio largo: usan equipos de perforación estándar para alcanzar ángulos de levantamiento de 1 a 7 grados por cada 100 pies. Su radio de curvatura oscila entre 1000 y 3000 pies. El diámetro de los pozos son de la misma magnitud que en los pozos verticales. La configuración de sus secciones horizontales llega a tener longitudes de 4000 a 6000 pies. (Figura 3.4).

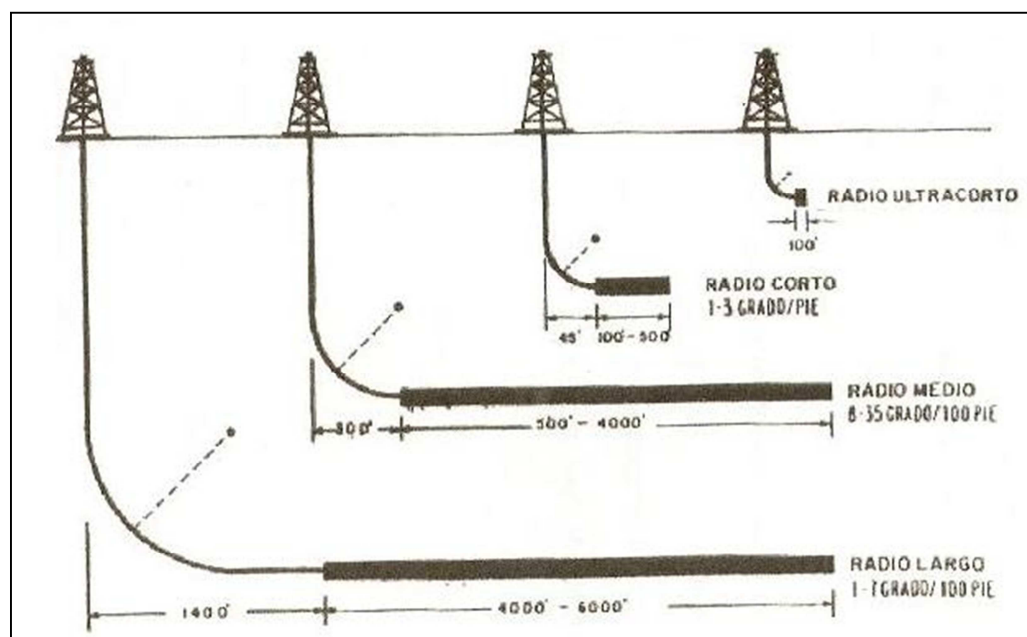


Figura 3.4 Tipos de pozos horizontales según su radio de curvatura (PDVSA, San Tomé).

3.2.5 Aplicaciones de los pozos horizontales

Los pozos horizontales han sido aplicados efectivamente en las siguientes situaciones de acuerdo a Buccarello, G. (1999):

1. Yacimientos con empuje de agua o capa de gas. Uno de los factores más importantes que limita la producción de petróleo mediante pozos verticales cuando existe un acuífero o una capa de gas asociada al yacimiento es la tendencia de estos fluidos a invadir la zona productora del pozo. En estos casos debe completarse en una distancia de los contactos que evite la temprana irrupción de los fluidos por efecto de la conificación. Un pozo horizontal tiene un mayor contacto con la formación por lo que la caída de presión para una producción dada es menor que en un pozo vertical, lo cual reduce la tendencia del agua o gas a sufrir conificación. (Figura 3.5).

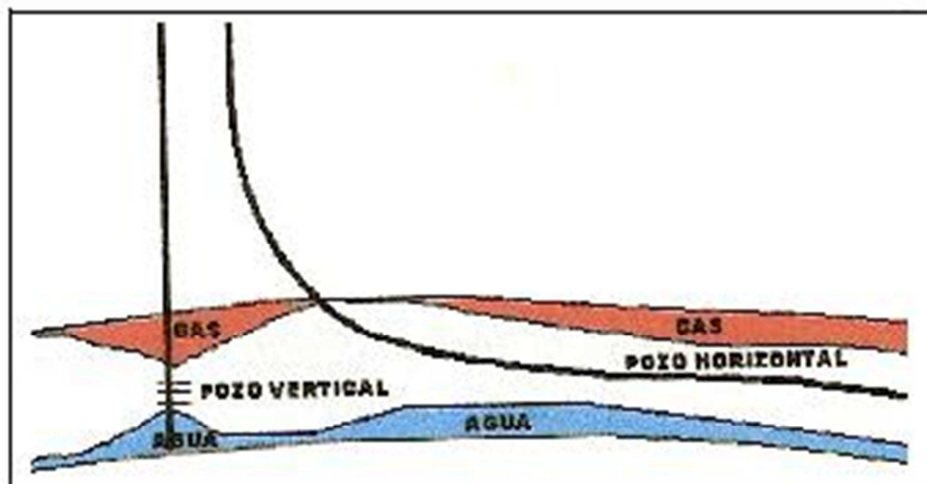


Figura 3.5. Efecto de conificación de agua y/o gas (Buccarello, G. 1999).

2. Yacimientos naturalmente fracturados. Existen yacimientos que están penetrados por fracturas verticales o aproximadamente verticales. Si se quiere obtener una

alta productividad es necesario que exista una conexión entre el pozo y las fracturas; esto es difícil de lograr con un pozo vertical, sin embargo, si un pozo horizontal es perforado con el ángulo correcto hacia los planos de la fractura, puede proporcionar el contacto con múltiples fracturas aumentando la productividad. (Figura 3.6).

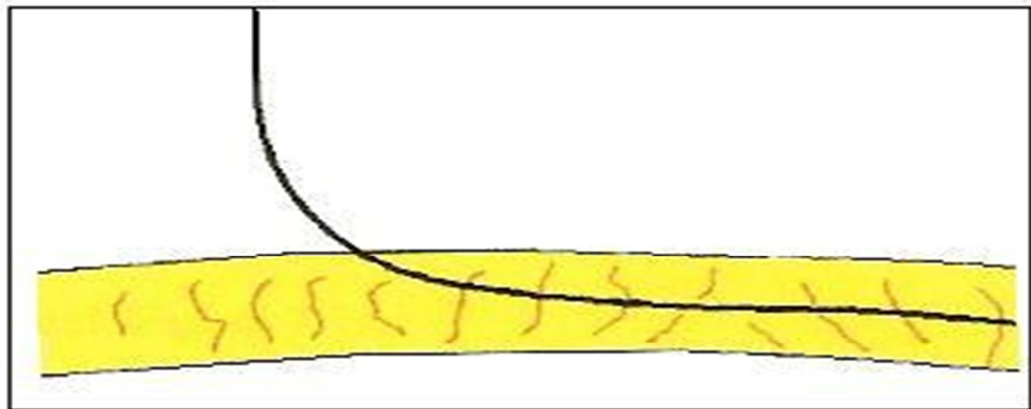


Figura 3.6 Yacimientos naturalmente fracturados (Buccarello, G. 1999)

3. Recuperación mejorada de crudo. Los pozos horizontales han sido usados en procesos de recuperación mejorada de crudos, especialmente en procesos de recuperación térmica. Un pozo horizontal proporciona una mayor área de contacto con la formación y por lo tanto mejora la inyectividad como pozo inyector. Esto es muy importante cuando se trata de yacimientos de baja inyectividad (Figura 3.7).

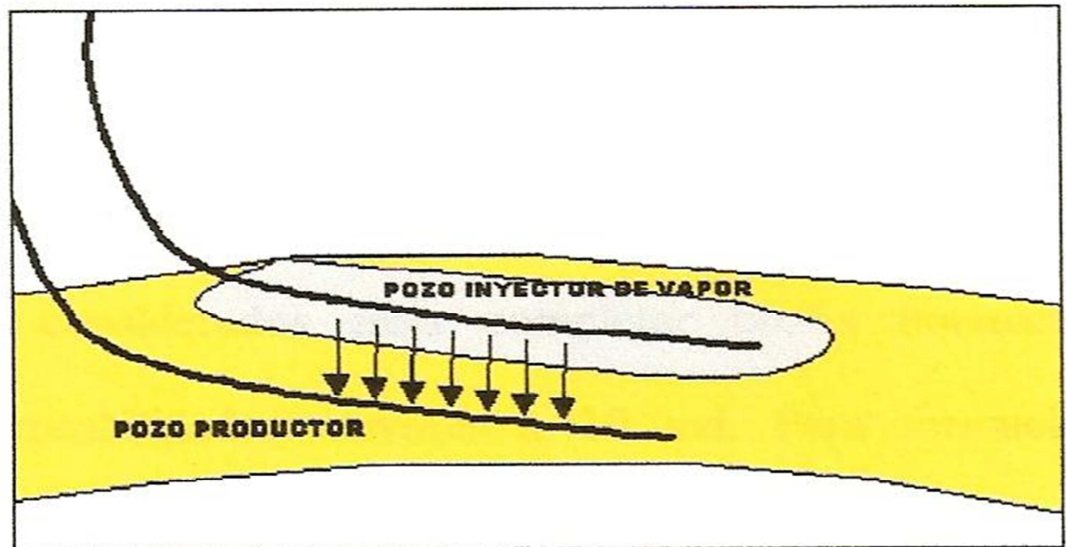


Figura 3.7 Recuperación mejorada de crudos utilizando pozos horizontales (Buccarello, G. 1999).

4. Perforación de localizaciones inaccesibles. Un pozo horizontal constituye la mejor opción cuando el objetivo se encuentra justo bajo zonas urbanas, industriales o áreas para las cuales las actividades de perforación representan un riesgo ambiental. (Figura 3.8).

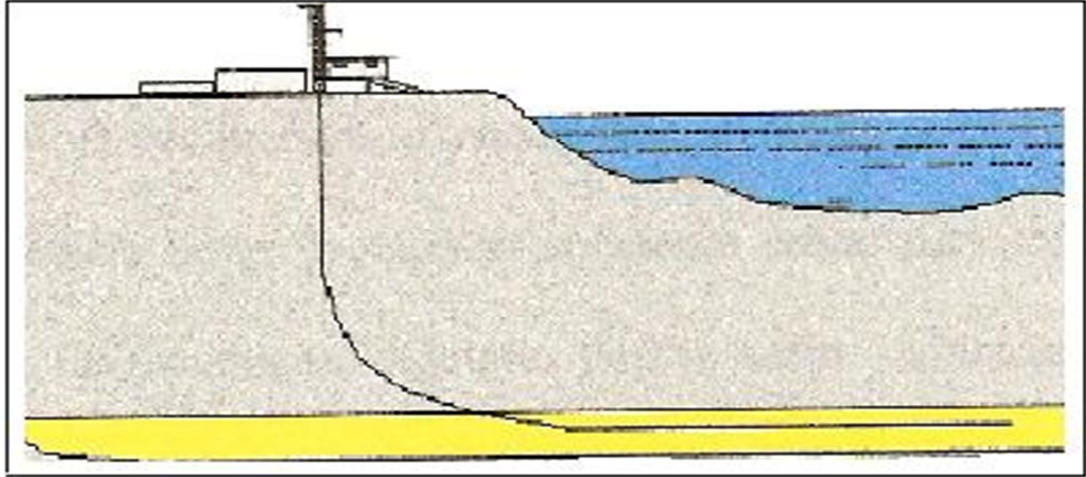


Figura 3.8 Perforación de localizaciones inaccesibles (Buccarello, G. 1999).

5. Formaciones con baja permeabilidad. No deben ser considerados para completar pozos horizontales las formaciones homogéneas con permeabilidades mayores a 10 milidarcys. Para formaciones heterogéneas, la permeabilidad vertical afecta la productividad, estas formaciones son las únicas con permeabilidad direccional, ejemplos de estos yacimientos incluyen los carbonatos, barras de canal y yacimientos fracturados.

6. Reducción del número de localizaciones. Otras aplicaciones de los pozos horizontales es reducir costos en zonas donde se requiere minimizar el número de pozos para drenar un volumen dado del yacimiento.

3.2.6 Parámetros a considerar para la perforación de un pozo horizontal

Es importante considerar diferentes parámetros que permitan la planificación de un pozo horizontal exitoso. Estos parámetros son de acuerdo a González, R. (1999) son:

Grado de agotamiento del yacimiento. La productividad que se logra con un pozo horizontal es de 2 a 8 veces más alta que la de un pozo vertical. Si el yacimiento se encuentra altamente drenado, la perforación de un pozo vertical no aumentaría la producción lo suficiente como para justificar económicamente el pozo. Sin embargo, un yacimiento agotado podría tener suficientes reservas como para justificar el aumento de los costos de la perforación horizontal en función de una mayor producción. No obstante, debe ser la evaluación económica la que indique finalmente la factibilidad del proyecto.

Espesor del yacimiento. Un pozo horizontal en un yacimiento de espesor delgado se comporta como un pozo vertical que intercepta la fractura de conductividad infinita con una longitud ideal a la del pozo horizontal (Figura 3.9).

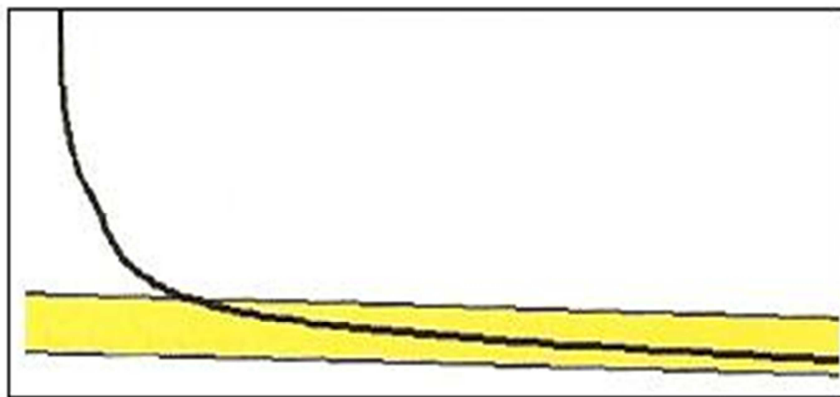


Figura 3.9 Pozo Horizontal en un yacimiento de espesor delgado
(Buccarello, G. 1999)

3. Permeabilidad vertical. Para que un pozo horizontal presente buena productividad debe drenar de un yacimiento con buena comunicación vertical. Una baja permeabilidad vertical reduce la productividad del pozo, es por ello que este tipo

de pozo no es conveniente en formaciones que presenten abundantes barreras lutíticas.

4. Geología del área. Es importante disponer de la mejor descripción geológica del área para obtener un pozo exitoso. Se deben tomar en cuenta parámetros como buzamientos, presencia de fallas, cambios de porosidad y contactos agua-petróleo o gas-petróleo.

El buzamiento estructural es un parámetro importante que debe considerarse en la planificación de la trayectoria de un pozo horizontal, ya que éste permitirá definir el ángulo óptimo con lo cual se penetrará la arena objetivo. Del mismo modo, la trayectoria del pozo debe ajustarse a la inclinación del cuerpo arenoso a fin de garantizar una navegación óptima dentro del objetivo programado.

5. Espaciado de los pozos. En yacimientos altamente drenados la perforación de pozos muy próximos entre sí puede producir una rápida interferencia en estos, mientras en el caso de yacimientos con empuje de agua o gas el espaciamiento entre los pozos dependerá de la distancia mínima requerida para evitar la conificación de agua o gas entre dos pozos adyacentes.

3.2.7 Perforación direccional

La perforación direccional constituyó de acuerdo a Buccarello, G. (1999) el primer paso para el desarrollo de la técnica de la perforación horizontal. La perforación direccional controlada es la técnica que permite la desviación intencional de un pozo desde la dirección vertical, siguiendo un determinado programa establecido en términos de la profundidad y ubicación relativa del objetivo, espaciamiento entre pozos, facilidades de ubicación de la localización en el punto de superficie, buzamiento y espesor del objetivo a interceptar.

Las operaciones de perforación direccional controlada también se efectúan para franquear un obstáculo como puede ser alguna herramienta atascada en el hoyo, la realización de un desvío en el hoyo principal cuando las características del objetivo no resultan de interés para el operador o en la perforación de pozos de alivio para controlar otro pozo.

3.2.8 Diseño de la trayectoria de un pozo direccional

La principal condición a tomar en cuenta en la planificación de un pozo direccional la constituye la ubicación del objetivo. Basados en lo anterior, se diseña un programa direccional para el cual es necesario efectuar una revisión geológica del área, una evaluación económica de los diferentes tipos de perforación y un diseño óptimo de la sarta que permita el alcance del objetivo. Existen tres tipos de trayectorias empleadas en la perforación direccional; estas son en opinión de Buccarello, G. (1999):

1. Construcción y mantenimiento de la trayectoria: en este tipo de trayectoria el pozo penetra el objetivo con un ángulo igual al máximo alcanzado. Este es el caso de los denominados pozos Tipo J. (Figura 3.10).

2. Construcción, mantenimiento y descenso de la trayectoria: este es el principio de los denominados pozos Tipo S. En este caso, se perfora una sección con incremento de ángulo para luego iniciar una caída que permite alcanzar el objetivo con un ángulo menor al del máximo registrado. El pozo puede penetrar la arena en forma vertical, lo que desde el punto de vista de explotación resulta atractivo debido a que conserva el espaciamiento en todos los estratos prospectivos. (Figura 3.10).

Mantenimiento constante de la trayectoria: es el caso de la perforación inclinada desde la superficie. Se emplea el equipo denominado “Slant Rig” o

“Taladro Inclinado” y por medio de éste se mantiene, desde la superficie hasta el objetivo, una trayectoria más o menos uniforme con una variación mínima de ángulo. (Figura 3.10).

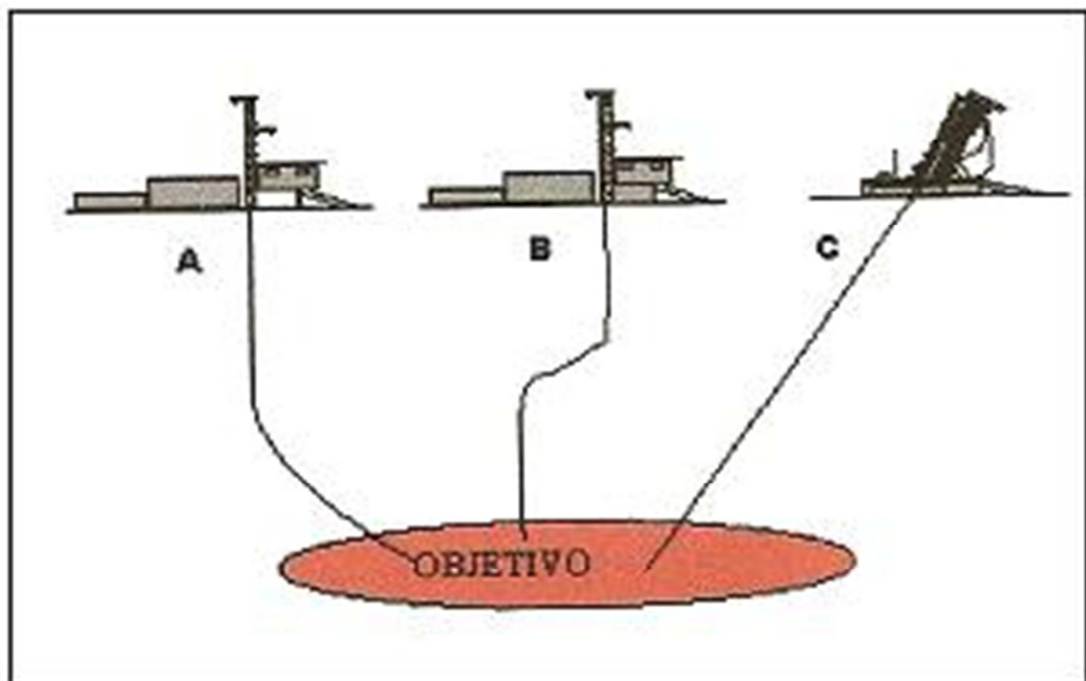


Figura 3.10 Trayectoria de pozos direccionales (Buccarello, G. 1999)

3.2.9 Herramientas de control direccional

El control de la trayectoria de un pozo horizontal se ejerce a través del empleo de herramientas capaces de medir la inclinación y dirección del pozo, y transmitirlos a la superficie en el mismo instante de la perforación.

El empleo de las herramientas de control direccional de acuerdo a Buccarello, G. (1999) tiene su origen en la aplicación de la tecnología de registros de desviación

“Single Shot” y “Multi Shot”, los cuales incorporan inclinómetros y compases magnéticos cuyas lecturas se registran en función de la profundidad. Este tipo de registro se puede correr dentro de la tubería de perforación.

La principal desventaja de estos equipos es la imposibilidad de realizar mediciones en tiempo real. A comienzos de los años 90 se desarrollaron las primeras herramientas direccionales de medición durante la perforación MWD (Measuring While Drilling; Midiendo Mientras Perfora), que son equipos adaptados a la sarta de perforación.

La medición del sistema MWD proporciona los parámetros de inclinación y dirección del pozo, los cuales se determinan mediante un conjunto de acelerómetros, magnetómetros y giroscopios instalados en la herramienta. También es posible incorporar un emisor-receptor de rayos gamma a fin de permitir en tiempo real, la correlación y evaluación de las formaciones atravesadas.

A partir de la inclinación y la dirección tomada en cada intervalo de la perforación o estación direccional y considerando la profundidad medida, la cual es equivalente a la longitud total de la sarta de perforación dentro del hoyo, se determinan los valores de: Profundidad Vertical Verdadera (TVD), Coordenadas Rectangulares de Fondo, Severidad de la Pata de Perro y Desplazamiento Horizontal (VS) que se presentan en el reporte direccional del pozo.

Actualmente se emplean los sistemas de registros durante la perforación LWD (Logging While Drilling; Registrando Mientras Perfora). Esta modalidad permite la medición de la Resistividad, Registros de Densidad-Neutrón y Espectroscopia Natural de Rayos Gamma, adicionalmente a todos los parámetros que se incluyen en el reporte direccional.

Las herramientas LWD y MWD también proporcionan información mecánica sobre la sarta de perforación como lo son Torque, Tasa de Penetración, Peso sobre la mecha y Dirección de la misma, que pueden contribuir a una mejor interpretación de las condiciones de operación, también en tiempo real.

Los equipos LWD y MWD se instalan en portamechas especialmente diseñadas para contener el conjunto de sensores y material electrónico. Éstos se ubican lo más cerca posible de la mecha (evitando interferencia) para hacer más eficientes las mediciones. Las señales son transmitidas a la superficie a través de pulsos electrónicos que viajan en el fluido de perforación y son decodificados por un equipo receptor instalado en la superficie.

3.2.10 Técnica de pozos multilaterales

Los pozos multilaterales son definidos como un pozo principal vertical, desviado u horizontal con una o más ramas laterales perforadas a cualquier profundidad, dirección o inclinación, y conectados al hoyo principal mediante diferentes mecanismos que definirán el tipo de completación del pozo.

Existen una serie de beneficios que pueden ser obtenidos al perforar pozos multilaterales, pero antes de considerar el uso de pozos multilaterales en un campo petrolero las áreas de problemas potenciales deben ser atendidas. Los parámetros críticos en el proceso de selección incluyen las características del yacimiento, parámetros de diseño y perforación del pozo, producción, costo de desarrollo y economía del pozo.

Se tiene ya una base según la cual se puede escoger un tipo de multilateral adecuado al yacimiento que genere beneficios económicos y que no impliquen

grandes riesgos en su perforación. (Informe de Actualización de Perforación Multilateral en Venezuela y el Mundo, 1999).

Existe en este sentido una clasificación de los sistemas disponibles que facilita la escogencia del más apropiado para la clasificación. La clasificación del TAML (Technology Advancement in Multi-Laterals) contempla seis niveles según la completación y no en el número de laterales. (Figura 3.11).

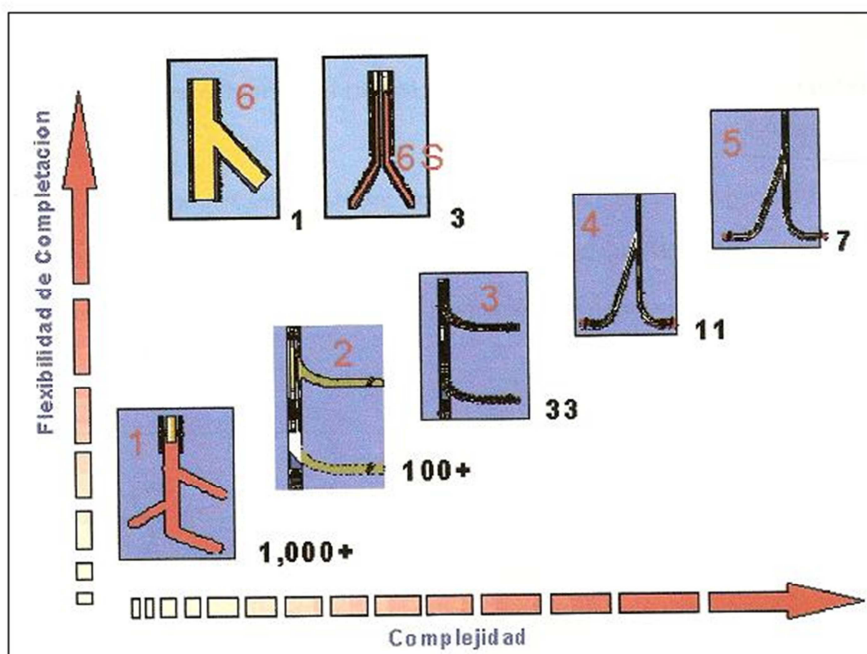


Figura 3.11 Tipos de pozos multilaterales (PDVSA, San Tomé).

Como experiencia en Venezuela se tienen los siguientes pozos multilaterales de acuerdo al Informe de Actualización de Perforación Multilateral en Venezuela y el Mundo, (1999):

Pozo multilateral en campo Mara: el pozo fue puesto nuevamente a producción después de un trabajo de reparación y actualmente presenta una producción de 800 BNPD.

Pozo multilateral en campo Bare: el cual estuvo inicialmente produciendo un solo brazo. Bajo esta condición el pozo MFB-445 acumuló +300.000 barriles de petróleo.

Pozo multilateral en Bachaquero: el segundo brazo fue una perforación hasta 5.813 pies, sin problemas en la completación y cementación. Se instaló una sarta de perforación inserta en el pozo principal, para evaluar la producción por separado; esto produjo 640 BNPD y comenzó a producir arena.

Pozo multilateral en Morichal: el cual solo pudo ser completado en un solo brazo por el que produce.

Pozo multilateral en campo Cabimas: como sistema de producción del pozo se utilizó una bomba de cavidad progresiva, ubicada por encima de la ventana de los hoyos laterales. Los hoyos abiertos colapsaron al comenzar la producción de los mismos. (Figura 3.12).



Figura 3.12 Pozos multilaterales en Venezuela (PDVSA San Tomé).

La experiencia previa con sistemas multilaterales tanto en la Faja del Orinoco como en otros yacimientos de crudo pesado ha demostrado que la estabilidad de la unión entre los dos pozos es un área que requiere la mayor atención en el proceso de instalación de un sistema multilateral. La litología presente en la Faja del Orinoco está compuesta típicamente de arcillas no consolidadas las cuales tienden a deteriorarse con el tiempo o son arenas asfálticas no consolidadas las cuales son propensas al colapso, migración y a ser producidas con el petróleo. (Figura 3.13).

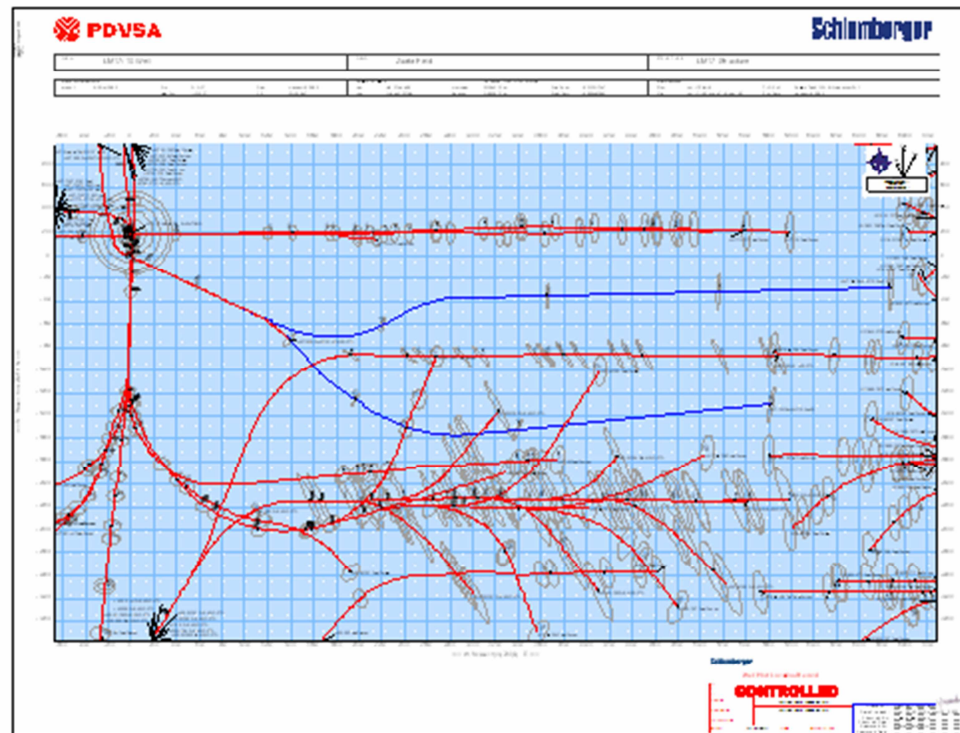


Figura 3.13 Pozos multilaterales en el Distrito Cabrutica (PDVSA, Cabrutica).

3.2.11 Beneficios de la perforación multilateral

Existen una serie de beneficios que pueden ser obtenidos al perforar pozos multilaterales los cuales se pueden asociar a beneficios económicos, ambientales, operacionales, entre otros. A continuación se listan algunos de estos beneficios de acuerdo al Informe de Actualización de Perforación Multilateral en Venezuela y el Mundo (1999):

Recobro eficiente de uno o más yacimientos desde un único pozo en superficie:

1. Mayor exposición de arena.
2. Mayor área de drenaje.
3. Mayor intersección de fracturas.
4. Producción de lentes/multicapas simultáneamente.
5. Incrementos de reservas recuperables.

Reducción de número de localizaciones en superficie:

1. Reducción de costos operacionales.
2. Menor impacto ambiental.
3. Optimización del plan de desarrollo horizontal.
4. Reducción de manejos de desechos.

3.2.12 Riesgos y desventajas de la perforación multilateral

La aplicación de una nueva tecnología acarrea elementos de riesgo económico y complejidad técnica, antes de considerar el uso de pozos multilaterales en un campo petrolero las áreas de problemas potenciales deben ser atendidas. Así como se denotan los beneficios de la tecnología, también es recomendable apuntar las desventajas de la aplicación: estas consideraciones deben ser tomadas en cuenta al momento de realizar una selección de candidatos potenciales para aplicar la tecnología, así como el nivel adecuado de multilateral. (Informe de Actualización de Perforación Multilateral en Venezuela y el Mundo 1999).

3.2.12.1 Desventajas económicas. Como toda nueva tecnología, en su inicio resulta altamente costosa más no necesariamente antieconómica cuando la misma, como es el caso de pozos multilaterales, va en función del incremento del potencial de producción del reservorio. En tal sentido las desventajas económicas son las siguientes:

1. Inversión concentrada y riesgo económico: la aplicación de la tecnología de pozos multilaterales como cualquier otra tecnología, tiene asociado un alto riesgo por ser nueva, más aún por implicar un desembolso elevado a pequeña escala. El costo potencial y económico de perder hoyo principal o un lateral en un sistema multilateral impacta de manera significativa el éxito de la operación. Este tipo de inversiones hace que su aplicación se vea sometida a mayores controles en la búsqueda de garantizar al máximo su rentabilidad.

2. Tecnología nueva: desde el punto de vista económico toda nueva tecnología tiene asociado lo que implica depender de un sistema no probado suficientemente, que se convierte en una desventaja, pues se debe desembolsar una gran suma de dinero con la duda de la recuperación de la inversión.

3. Elemento de riesgo: en el gasto operacional el desembolso no define bien la cuota por el riesgo involuntario ya que bajo estas condiciones no siempre la inversión es fácilmente cuantificable y los imprevistos están siempre presentes.

3.2.12.2 Desventajas técnicas. Estas desventajas, son inherentes a todo sistema nuevo que en muchos casos no ha sido probado o algunos de los elementos del sistema provienen de aplicaciones convencionales que son adaptadas a la nueva técnica a implementar. Esto infiere una serie de condiciones en las que se pone en desventajas la nueva técnica.

1. Intervención al pozo por reparación: reingresar al pozo por requerimiento de reparación y/o mantenimiento se convierte en una opción que desde el punto de vista técnico no es nada fácil, sobre todo cuando no se ha madurado la experiencia en estos nuevos sistemas.

2. Gerencia y supervisión del yacimiento: desde el punto de vista de gerencia de yacimiento se convierte en una desventaja la aplicación de una nueva técnica, pues no se tienen parámetros de confiabilidad al compararlas con sistemas conocidos.

En los sistemas multilaterales la mayoría de las veces se utiliza el mecanismo de producción en conjunto, que representa el mayor problema a la hora de cuantificar si un yacimiento tiene problemas de producción.

3. Riesgo a perforar e impacto de descripción del yacimiento: notoriamente el riesgo de falla de los equipos es de esperarse en todo sistema nuevo, más aún cuando la complejidad de operaciones como en estos sistemas multilaterales está presente comprometiendo el éxito en las operaciones.

4. Control del pozo durante la perforación y las operaciones de producción: perforar diferentes yacimientos implica un riesgo potencial desde el punto de vista de control del pozo, pues de ocurrir un problema de arremetida no se puede cuantificar las consecuencias en ramales previamente perforados. Otro caso pudiese ser que la pérdida de circulación en un ramal indujera la arremetida de otro. Es por esto que se debe tener un buen conocimiento de las presiones del yacimiento o arenas a perforar para maximizar este problema. También debe considerarse el que la falta de conocimiento de las presiones del yacimiento permita el inyectar crudo en alguna de las ramas provenientes de otras.

5. Deterioro y limpieza de laterales individuales: problemas como el arenamiento de una o más ramas complican severamente su tratamiento o reparación. Una operación de reparación de un ramal puede afectar severamente a otro conllevando la posible pérdida del pozo. Es importante conocer bien las arenas a perforar a fin de seleccionar el sistema de completación multilateral adecuado para minimizar este problema.

3.2.13 Planificación de pozos multilaterales

La planificación y diseño de este tipo de pozos, requiere la conformación de un equipo de trabajo multidisciplinario integrado por especialistas en las áreas de análisis de información, geología, geomecánica, yacimiento, producción, completación, perforación, reparación de pozos, apoyados por personal en las áreas de ambiente, legal, contratación de servicios, evaluaciones económicas y análisis de riesgos. (Informe de Actualización de Perforación Multilateral en Venezuela y el Mundo 1999).

La propuesta de construir pozos multilaterales debe originarse en el grupo que gerencia la explotación del yacimiento, ya que se considera una tecnología de yacimiento. Esta etapa se considera la primera fase del proyecto.

En una segunda etapa, el equipo de trabajo desarrolla la propuesta. Cada disciplina revisa y evalúa aspectos específicos que influyen en la propuesta inicial. Por ejemplo, para el caso de geología, se evalúa el impacto de la litología, características estructurales y morfológicas del yacimiento sobre el pozo a construir. (Figura 3.14).

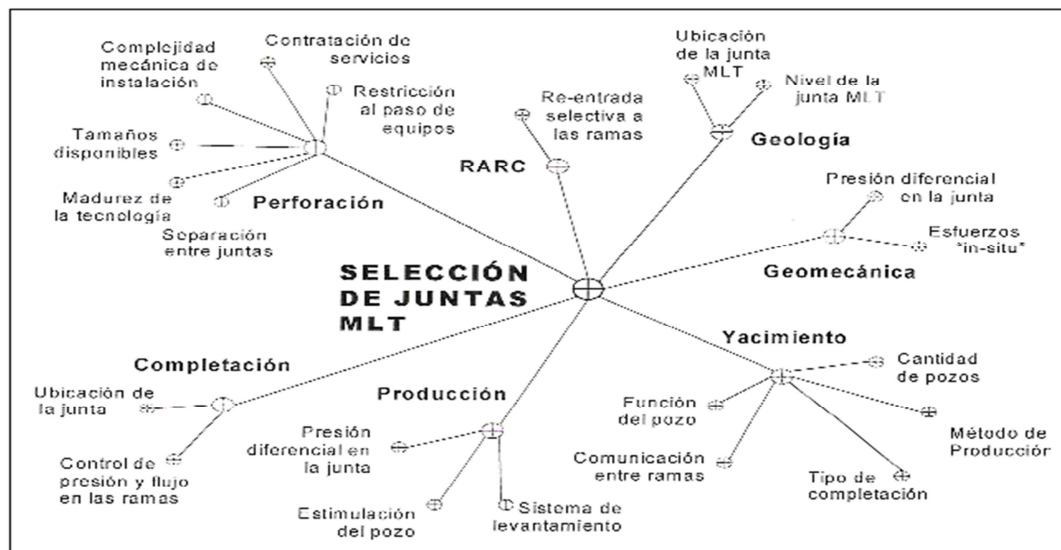


Figura 3.14 Mapa de conocimiento de las disciplinas involucradas en la selección del tipo de junta multilateral. (PDVSA, San Tomé).

Así mismo, en esta fase del proyecto se realizan actividades conjuntas que requieren la participación de varias disciplinas para obtener los productos. Por ejemplo, la selección del tipo o nivel de la junta multilateral que unirá las ramas requiere la interacción entre el personal de perforación, geología, geomecánica, yacimiento, completación, producción y reacondicionamiento de pozos. (Figura 3.15).

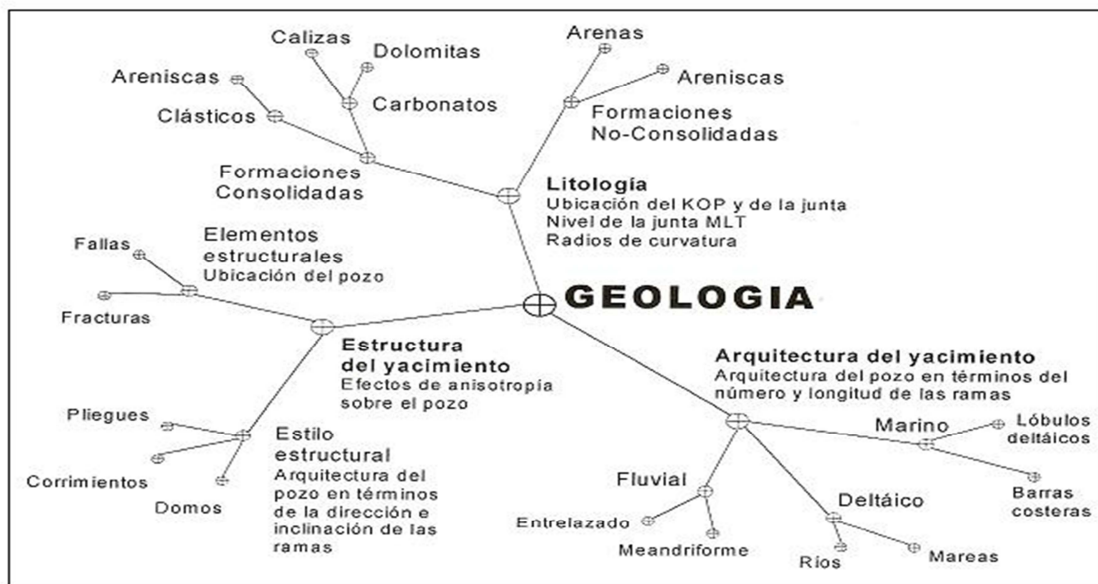


Figura 3.15 Mapa de conocimiento de los aspectos geológicos a revisar en la planificación y diseño de los pozos multilaterales (PDVSA San Tomé)

Posteriormente, el diseño y construcción de los pozos debe ser coordinado por perforación debido a la complejidad de los aspectos mecánicos asociados a la construcción de las juntas multilaterales. El seguimiento y control geológico de las operaciones es un factor clave para el éxito del proyecto en esta fase operacional.

Finalmente se evalúan las variables que definen la rentabilidad del proyecto a corto plazo, como lo son el costo y la tasa de producción de los pozos, y a largo plazo como son el comportamiento de la presión y fluidos dentro del yacimiento, los requerimientos de reparación o acondicionamiento de las ramas del pozo.

Se estima que el tiempo total para planificar y diseñar los pozos multilaterales, incluyendo la contratación de los servicios, es de un (1) año aproximadamente;

debido a que solo la contratación de los servicios por todo aquello de la licitación tarde más o menos 6 meses.

3.2.14. Variables a considerar en la planificación y diseño de pozos multilaterales

A continuación se presentan las actividades a realizar y las variables a considerar por cada una de las disciplinas involucradas en el proceso de diseño de los pozos multilaterales (Contreras, V. 2001)

1. Análisis de la información. Permite identificar los entes de referencia (empresas de servicios, operadoras petroleras, universidades, centros de tecnología, expertos, entre otros) con mayor experiencia en el desarrollo y aplicación de pozos multilaterales. Así como también, establece el nivel de madurez de la tecnología usada por las empresas de servicio que ofrecen las juntas multilaterales lo cual inducirá en la probabilidad de éxito en la instalación de la junta.

Adicionalmente, se identifican los elementos técnicos, económicos y riesgos que deben evaluarse para determinar la factibilidad y rentabilidad de la tecnología considerando las características del yacimiento a explotar.

2. Yacimiento. Es importante determinar la ubicación y configuración básica del pozo, en términos de números de ramas y longitud de las mismas, considerando la geometría y propiedades del yacimiento. De igual manera, se recomienda el tipo de completación en cada una de las ramas.

Como también, se debe estimar la presión de mantenimiento del yacimiento, la tasa de producción del pozo, el factor de recobro, la producción acumulada, y analizar la tendencia a problemas por conificación de agua/gas. Todo ello considerando

diferentes métodos de producción y diversas configuraciones de pozos (verticales, horizontales, inclinados y varias configuraciones de pozos multilaterales), las cuales se seleccionan a partir de la arquitectura del yacimiento (fracturado, compartimentizado, fluvial, deltaico, etc.). Para ello es necesario determinar las reservas, establecer los métodos de producción y seleccionar los puntos de drenaje e inyección.

Este trabajo se realiza mediante la simulación y análisis del yacimiento, evaluando las siguientes variables: perfil de presiones, propiedades de las rocas, comportamiento PVT del crudo y características de los demás fluidos en el yacimiento, geometría del yacimiento (extensión y espesor de formaciones productoras) y comunicación entre yacimientos.

Para determinar la configuración óptima de los pozos multilaterales, se evalúa en el tiempo la declinación de presión en el yacimiento y fija la presión de abandono del mismo, evalúa el comportamiento de la relación gas-petróleo, en función de la longitud y separación entre las ramas, separación entre los pozos y la transmisibilidad de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo.

3. Geología. Se debe seleccionar el nivel de la junta multilateral en función de las características litológicas, presencia de acuíferos y comunicación entre yacimientos. Para ello es necesario que evalúe los diferentes escenarios o casos geológicos que pueden presentarse en la columna estratigráfica.

Es recomendable tener en cuenta la profundidad para ubicar la junta considerando la competencia de las formaciones (consolidadas, no consolidadas). Como también, define la trayectoria de las ramas del pozo en función de las características de las formaciones que atravesará cada rama: heterogeneidad litológica, espesor, dirección y buzamiento de los estratos, presencia de fallas

geológicas, contacto agua petróleo, así como una colisión potencial con pozos vecinos.

Se debe determinar las coordenadas de inicio y fin de cada una de las secciones del hoyo productor que conforma el pozo multilateral con base en espesor y continuidad de las formaciones productoras y propiedades petrofísicas.

De igual manera, se debe evaluar la separación entre puntos de drenaje y comunicación entre yacimientos diferentes, según regulaciones del Ministerio de Energía y Minas, en cuanto a la producción.

Es importante guiar geológicamente el pozo durante las operaciones de perforación y recomienda la replanificación de la trayectoria en función de los resultados de campo.

Estos objetivos se alcanzan utilizando un modelo geológico, generado a partir de información tomada en pozos reales e información sísmica, que permita caracterizar las condiciones estratigráficas, litológicas y estructurales entre la superficie y el yacimiento.

4. Geomecánica. Genera las curvas de presión de poros y gradiente de fractura, con base en las cuales se determina la ventana operacional óptima en cuanto al peso del lodo y los puntos de asentamiento de revestidores. En caso de pozos inclinados, se requiere generar también la curva de colapso de la formación. Estos valores se usan como límites para evaluar la integridad de la junta ante las diferentes condiciones operacionales del pozo (arremetidas de gas, pruebas de integridad de la formación, pruebas de pozo, fracturamiento, entre otros.).

Recomienda los puntos de drenaje en el yacimiento, considerando el efecto del campo de esfuerzos sobre la permeabilidad de las rocas y comunicación entre yacimientos durante a producción de los pozos.

Recomienda ubicación de localizaciones considerando efectos de subsidencia, así como determina la dirección e inclinación que favorecen la estabilidad de las ramas del pozo. También por medio de la geomecánica se puede identificar las áreas donde existe riesgo de colapso para los revestidores y las juntas multilaterales en función del campo de esfuerzos.

Este trabajo se realiza con base en un modelo geomecánico que permita evaluar los efectos que ejercen las propiedades mecánicas de las rocas, el campo de esfuerzos y el perfil de presiones sobre la compresibilidad de las rocas, la permeabilidad y características de drenaje del yacimiento.

5. Perforación. Esta variable permite identificar los modelos de junta disponibles comercialmente, considerando si el pozo multilateral es nuevo o serán re-entradas en un pozo existente. Evalúa en este último caso, la condición del revestidor donde sería instalada la junta y la compatibilidad con la completación del pozo original.

Selecciona el nivel de la junta multilateral según la complejidad del proceso de instalación de la junta. Considera el número de juntas instaladas por el suplidor, el número de viajes requeridos para instalar la junta y evalúa su impacto en el costo de construcción del pozo, revisa el tipo de ventana que usan los modelos disponibles (milada o pre milada) y los procedimientos para cubrir contingencias.

Verifica con el suplidor, disponibilidad del tamaño de la junta según el diseño de revestidores del pozo. Verifica el libre paso a través de la junta de todos los

equipos que serán instalados por debajo de la junta durante la construcción, producción y reparación del pozo (empacaduras, revestidores, bombas, equipos de fracturamiento, inyección de vapor, etc.). Así como también, verifica la resistencia al colapso de la junta comparándola con el diferencial de presión al que estará sometida la junta durante la construcción y producción del pozo.

Diseña la trayectoria del pozo considerando los requerimientos de instalación del modelo específico de la junta multilateral a utilizar, tales como limitaciones en inclinación máxima del hoyo, ángulo máximo de “tool face” para salir de la ventana, nivel de Dog Leg permisible por las herramientas usadas durante la instalación de la ventana (whipstock de trabajo).

Identifica todos los equipos y herramientas que se requieran para instalar las juntas multilaterales y verifica la compatibilidad con el resto de los equipos utilizados en el taladro. Esto incluye el proceso de cementación de las juntas multilaterales, que requieren cemento para alcanzar integridad mecánica (niveles 4 y 5), así como la cementación del revestidor donde se instala la junta.

Evalúa el impacto de las operaciones de instalación de la junta multilateral sobre el resto de las operaciones de perforación y viceversa y elabora los planes de contingencia en cada una de las etapas del proceso de instalación de las juntas multilaterales.

Define las estrategias para la contratación de servicios (mechas, perforación direccional, instalación de juntas multilaterales).

Establece las cláusulas de bonificación y penalización en la ejecución de los servicios de perforación multilateral.

6. Completación. Selecciona el nivel y modelo de la junta multilateral, considerando los requerimientos de la completación para control de la producción, control de arena, producción de agua y evalúa los diferentes escenarios de completación. Adicionalmente, considera los requerimientos de re-entrada a cada una de las ramas para trabajos de reparación y reacondicionamiento del pozo, así como la colocación de sensores para medición o control de flujo de presión en los brazos del pozo.

Analiza el impacto de instalación de la ventana multilateral sobre la completación original, en caso de que las ramas sean re-entradas en un pozo existente.

7. Producción. Establece el diferencial de presión para producción, lo cual incidirá sobre el nivel de colapso que debe soportar la junta multilateral.

Define los requerimientos asociados al método de producción (inyección de vapor, fracturamiento, acidificación, empaques de arenas, etc.).

Define la altura de los equipos de levantamiento artificial sobre el yacimiento (bombas, mandriles para inyección de gas, etc.), lo cual incide en la profundidad a la cual puede colocarse la junta multilateral y la presión diferencial a la cual estará expuesta la junta.

Define los requerimientos que debe cumplir la trayectoria para la instalación de los equipos de producción. Por ejemplo, en el caso de usar bombas BCP (Bombas de cavidad progresiva), analiza los esfuerzos sobre las cabillas. A partir de ese análisis, define la inclinación máxima a la cual puede instalarse la bomba y el nivel máximo de dog leg que puede soportar la cabilla.

Define los sensores de medición y/o control de presión, flujo, temperatura, etc. Así como los requerimientos para su instalación.

8. Reparación/Rehabilitación. Esta actividad consta de las siguientes características: establece los requerimientos de entrada y abandono de las ramas; y considera las características de los equipos asociados al método de producción y a los procedimientos de reparación y rehabilitación a los cuales serán sometidas las ramas del pozo.

9. Análisis de costos. Determina la rentabilidad del pozo en términos de indicadores económicos determinativos. Para ello calcula el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), y la Eficiencia de la Inversión (EI), considerando diferentes escenarios para la tasa de producción, precio del crudo, costos de producción, costos de construcción del pozo, costos de reparación y rehabilitación del pozo, pago de impuestos, depreciación de los equipos, entre otros.

10. Análisis de riesgos. Determina la rentabilidad del pozo en términos de indicadores económicos probabilísticos, para ello calcula nuevamente el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Eficiencia de la Inversión (EI), considerando curvas de distribución probabilísticas que representen a las variables de mayor peso en el cálculo de los indicadores. Los valores se obtendrán mediante una simulación. Se recomienda usar por lo menos, curvas de distribución probabilísticas para la tasa de producción y costo de producción del pozo.

El costo del pozo incluiría el aumento del costo por la ocurrencia de riesgos mecánicos en su construcción (gastos por viajes para rectificación del hoyo, tapones de cemento para corregir hoyo desviado en forma inadecuada, etc.), así como los costos que generarían los riesgos por desvío del hoyo debido a la incertidumbre geológica (side tracks para encontrar el objetivo, hoyos piloto para definir

estratigrafía, entre otros). En la actualidad PDVSA a través de INTEVEP cuenta con un programa llamado Prototipo 2 el cual se encarga de este proceso.

Es muy importante realizar un análisis cuantitativo de riesgos, para ello se considera que el impacto económico de un riesgo, se puede cuantificar mediante la siguiente expresión:

$$\text{Impacto del riesgo} = \text{probabilidad} \times \text{severidad} \times \text{costo de reparación}$$

(3.1)

Mediante la cual se establece que el impacto económico de un riesgo es función de la probabilidad de ocurrencia de una falla en la junta, de la magnitud ocasionada por la pérdida (severidad de esa falla) y del costo que implica recuperarse de la falla.

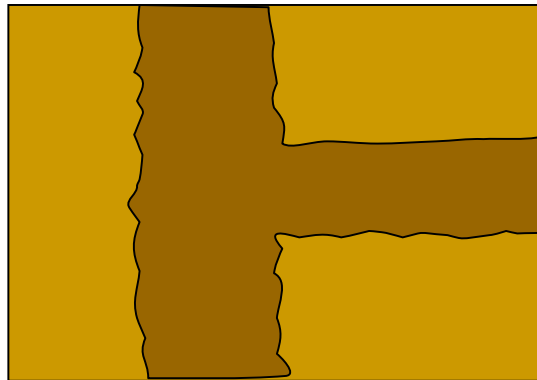
Clasificación de TAML (Grupo de Avances Tecnológicos en Multilaterales) de pozos multilaterales

Los pozos multilaterales se clasifican de acuerdo al tipo de pozo principal y ramales, así como el nivel de integridad de la unión entre ellos. Actualmente se ha adoptado como estándar la clasificación efectuada por el TAML (Grupo de Avances Tecnológicos en Multilaterales). El TAML está organizado por 14 campañas operadoras, las cuales vienen efectuando una serie de reuniones técnicas en las que han llegado, entre varios puntos y por común acuerdo, a crear un sistema estandarizado de clasificación de pozos multilaterales a ser utilizado por la Industria Petrolera Mundial: en este sentido TAML clasificó los pozos multilaterales en seis categorías según el tipo de completación y las cuales se describen a continuación:

Nivel 1. Bajo esta clasificación, está el más simple de los sistemas multilaterales donde no existe sello en la unión entre el hoyo principal y los laterales. Ambos hoyos están completados a hoyo abierto o los laterales con tubos (liners)

ranurados. Este tipo de aplicación es la más comúnmente usada en el ámbito mundial, donde se reportan cientos de casos históricos en yacimientos competentes.

Representa la opción más económica en cuanto a completación de pozos se refiere, ya que no requiere operaciones especiales tales como: instalar equipos de desviación, frezar, cementar, etc. (Figura 3.16).



**Figura 3.16 Pozo multilateral nivel 1
(PDVSA Cabrutica, 2007).**

La falta de soporte mecánico en la unión limita esta opción de completación a pozos con estabilidad de hoyo natural adecuada. No existe control de la zona productora, la producción debe ser en conjunto y no puede ser de cierre selectivo. No hay confiabilidad en los sistemas comerciales disponibles para garantizar capacidad de reentrada en los laterales para trabajos futuros. Los yacimientos prospectos para este tipo de multilateral son las calizas naturalmente fracturadas.

Nivel 2. En este nivel de complejidad se encuentran los pozos cuyo hoyo principal está revestido y cementado, pero los laterales están completados a hoyo abierto o con tubos (liners) ranurados, sin conexión mecánica en la junta. Al igual que el nivel anterior es una opción cuyo costo de completación es bajo. El control de la

producción es limitado al igual que la capacidad de reentrada selectiva y se depende mayormente de la integridad de la formación al nivel de la unión. El revestimiento del hoyo principal minimiza la posibilidad de colapso del hoyo mientras provee aislamiento hidráulico entre las zonas laterales. (Figura 3.17).

Después de que el primer revestimiento es colocado y cementado en el hoyo principal, éste puede ser estimulado y preparado para su completación, luego una empaadura orientable es colocada para luego asentar una cuchara de desvío y así perforar el ramal o lateral frezando la pared de revestimiento. Una diversidad de métodos de completación puede ser utilizada en función de los requerimientos del pozo. Pero la inestabilidad de la ventana está siempre presente, por lo que la formación debe ser lo bastante competente para su utilización.

Uno de los métodos de completación más comunes que se utilizan en este nivel es el de colocar una manga de circulación entre la empaadura de orientación y una segunda empaadura por encima de la ventana del lateral o ramal.

Desde el punto de vista de producción se puede hacer uso de un tapón para controlar el tramo principal que se deplete o comience a producir agua o gas por conificación. Por otro lado, si el ramal es el que presenta el problema, algunas completaciones permiten que una compuerta deslizante pueda ser accionada para cerrar el ramal con problemas.

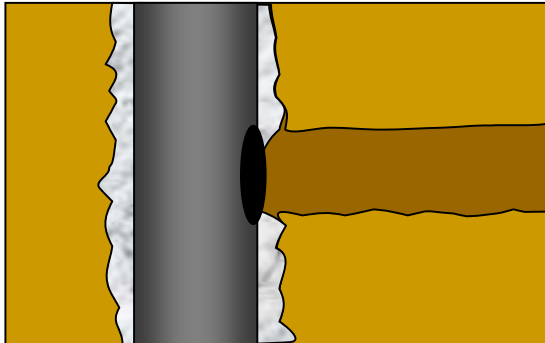


Figura 3.17 Pozo multilateral nivel 2
(PDVSA Cabrutica, 2007).

Nivel 3. Se incluyen aquellos pozos multilaterales en los cuales el hoyo principal está revestido y cementado, pero el lateral está revestido más no cementado. El pozo lateral esta unido mecánicamente al pozo principal pero no existe aislamiento hidráulico (Figura 3.18).

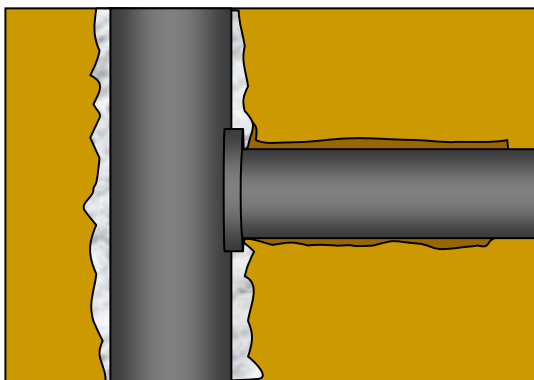
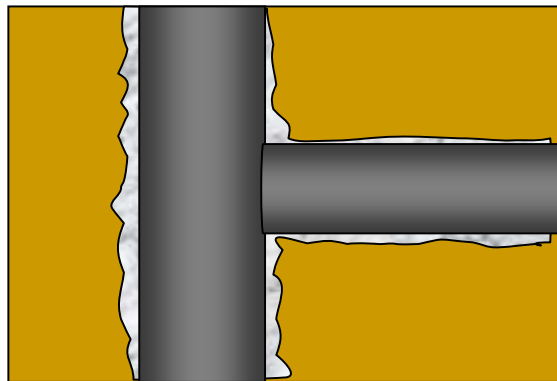


Figura 3.18 Pozo multilateral nivel 3
(PDVSA Cabrutica, 2007).

Nivel 4. En este sistema el hoyo principal y el lateral están revestidos y cementados a la altura de la unión. La integridad hidráulica depende de la calidad del

cemento. La producción puede ser separada o en conjunto dependiendo del mecanismo de producción que se elija. Tiene una amplia factibilidad de reentrada al lateral lo que lo hace candidato para ser aplicado tanto en pozos nuevos como en los ya existentes. Debe estudiarse muy bien su aplicación. (Figura 3.19).



**Figura 3.19 Pozo multilateral nivel 4
(PDVSA Cabrutica, 2007).**

Entre las ventajas que presenta este nivel se tiene, que el pozo puede ser completado con un sistema de entrada lateral de la misma manera que los pozos de nivel 2 ó 3, pero teniendo en este caso el beneficio del cemento en la unión. La unión está protegida de infiltración de arena o colapso potencial. A pesar del incremento de riesgo, una ventaja es ganada en la calidad de soporte mecánico que está ahora localizado en la ventana de la unión lateral.

Mientras que la mayor desventaja de este pozo, radica en que el sistema de camisa cementada nivel 4 cuando se compara con una completación nivel 2 ó 3 es el incremento global del riesgo y el costo. No se aconseja el uso de este sistema en pozos con formaciones no consolidadas en la unión lateral, si la presión de drenaje que se espera sea alta o por largos períodos de tiempo.

Nivel 5. Este nivel garantiza un sistema en el cual la integridad en la junta es proporcionada por la completación. La junta puede ser cementada o no. Posee la misma cualidad de buen soporte mecánico en el lateral y en la unión del nivel 4 pero la integridad hidráulica en la unión es mayor, obteniéndose valores de resistencia que oscilan alrededor de las 5000 lb/pulg². Facilita la posibilidad de producir algunos de los laterales por separado dependiendo de las posibilidades de completación en el ramal principal. La capacidad de acceso está garantizada a los laterales y es aplicable a los pozos existentes pero requiere una adecuada gerencia en su estudio y aplicación. (Figura 3.20).

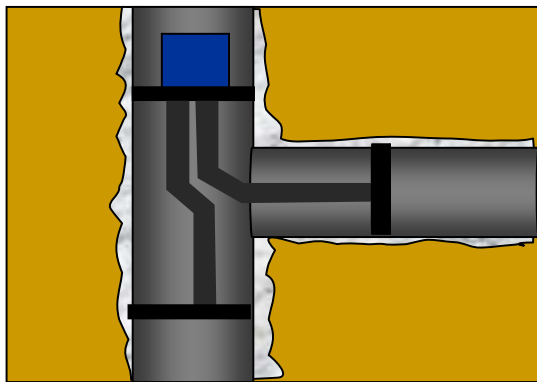


Figura 3.20 Pozo multilateral nivel 5
(PDVSA Cabrutica, 2007).

Una gran ventaja de este pozo, es que los sistemas nivel 5 permiten una excelente integridad en la unión para la vida de los pozos y permiten completaciones multilaterales en pozos que de otra manera no serían candidatos apropiados. Mientras que la desventaja es que requiere de un equipo adicional que resulta en un incremento de riesgo y costo al compararlo con un sistema nivel 4. Los más grandes inconvenientes con este sistema, son el incremento de los equipos, sus costos y el incremento de tiempo con el número de corridas de herramientas dentro del hoyo. Adicionalmente, la presencia de tubulares dobles en la superficie incrementa la

complejidad de algún equipo de completación necesario de levantamiento o en la superficie.

Nivel 6 y 6S. Los sistemas de este nivel desarrollados hasta el momento constan de un tubo que contiene la bifurcación integrada en él y que por lo tanto brinda la integridad total que proviene del tubular cementado. El desarrollo de un tubo principal que a partir de una ventana tiene soldado un tubo deformado de manera específica para que al ser colocado en el pozo se ejerza determinada presión y despliegue el lateral, quedando la unión cementada al mismo tiempo que el pozo principal. Cada pozo se continua, rompiéndose la zapata correspondiente. La integridad de la junta es proporcionada por el revestidor. La junta puede ser expansible o prefabricada la cual requiere un hoyo conductor del tamaño de la misma. (Figura 3.21).

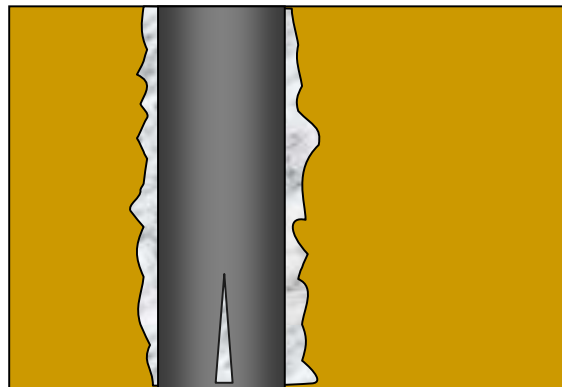


Figura 3.21 Pozo multilateral nivel 6 y 6s
(PDVSA Cabrutica, 2007).

Es importante destacar que 6S es otro tipo de sistema multilateral que se describe como una bifurcación profunda (Down Hole Splitter), que consiste en dos pozos separados que son perforados, entubados y completados separadamente el uno del otro.

Este sistema 6S es considerado como multilateral porque los dos pozos parten de un hoyo común, por lo que requiere de un diámetro de revestidor bastante grande y generalmente utiliza el revestimiento intermedio para alcanzar mayores profundidades.

El número de ramificaciones puede ser de hasta cuatro, la limitación está en el tamaño del revestimiento inicial que reduce los hoyos finales. Por lo general dos ramales son lo más común en este tipo de multilaterales.

Entre las ventajas que presenta esta la completación multilateral que ofrece integridad mecánica e hidráulica en la unión entre los dos pozos y es un candidato ideal para multilaterales nuevos planeados, aplicable para uso en plataformas costa afuera, completaciones submarinas, completación en aguas inland y onshore, en las regiones sensibles ambientalmente en el mundo. De tal manera, que la desventaja principal de estos sistemas de nivel 6 es que se debe construir un hoyo de diámetro mayor para poder bajar la herramienta que incorpora el lateral prefabricado.

3.2.16 Tipos de pozos multilaterales

Los pozos multilaterales pueden presentar diversas formas de acuerdo al tipo de yacimiento y arena a drenar, PDVSA los denomina de la siguiente manera:

1. Dual apilado: Posee dos brazos, perforados en la misma dirección pero a diferentes profundidades, accede a la misma cantidad de arenisca como dos laterales simples, pero a un costo menor (Figura 3.22).

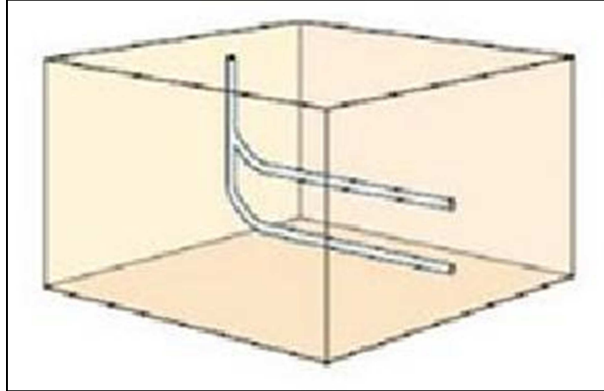


Figura 3.22 Pozo multilateral tipo dual apilado (PDVSA).

2. Dual tipo alas de gaviota: permite perforar dentro de un rectángulo de drenaje adyacente, eliminando así la necesidad de una localización de pozos múltiples, este tipo de pozos ahorrara entre 50 y 70 localizaciones de pozos múltiples (Figura 3.23).

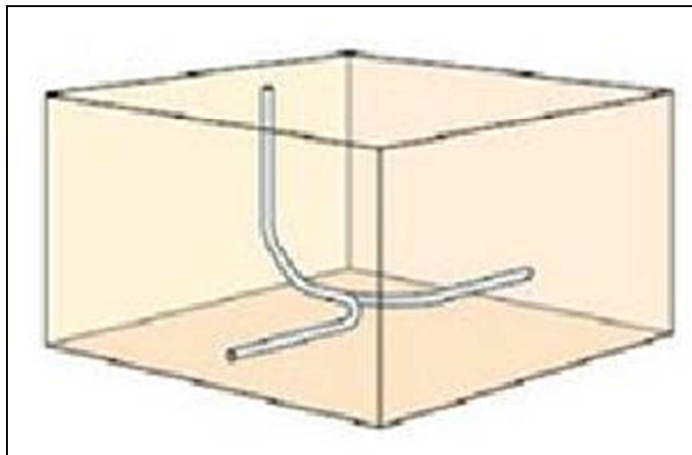


Figura 3.23 Pozo multilateral tipo dual alas de gaviota (PDVSA).

3. Triple Apilado: este tipo de pozo posee tres ramas en la misma dirección pero a diferentes profundidades (Figura 3.24).

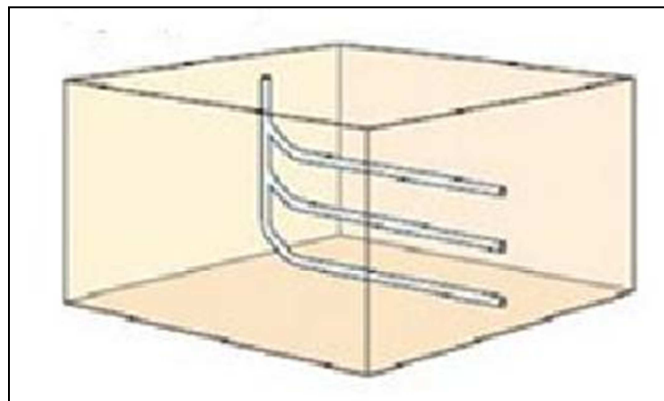


Figura 3.24 Pozo multilateral tipo trilateral apilado (PDVSA).

4. Triple pie de cuervo: el pie central intercepta el petróleo directamente debajo de un rectángulo de drenaje adyacente que no se drenaría de otra manera (Figura 3.25).

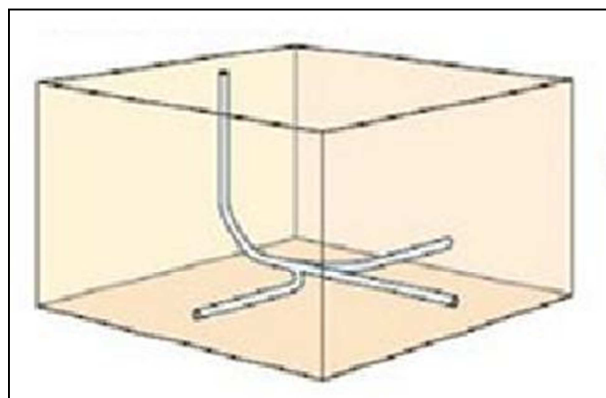


Figura 3.25 Pozo multilateral tipo triple pie de cuervo (PDVSA).

5. Dual tipo horquilla: es un tipo menos utilizado pero es la opción más adecuada cuando las otras opciones no se ajustan bien a la geología local (Figura 3.26).

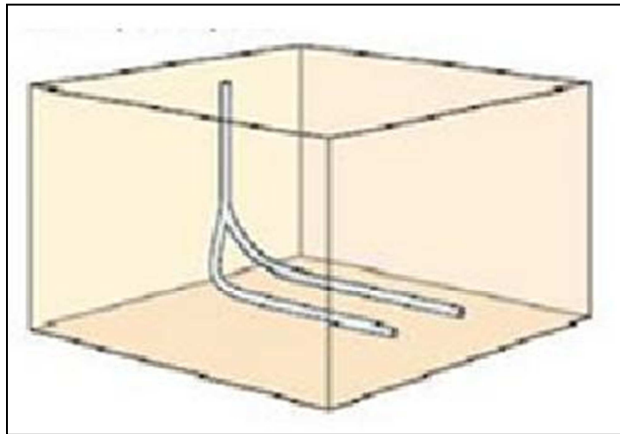


Figura 3.26 Pozo multilateral tipo horquilla (PDVSA).

6. Tipo espinas de pescado: la trayectoria del petróleo hacia el pozo es más corta a través de una ramificación que a través de la roca. Esto ocurre en areniscas homogéneas y más aún en areniscas heterogéneas con barreras y capas impermeables. Las ramificaciones pueden agregarse a cualquier lateral.

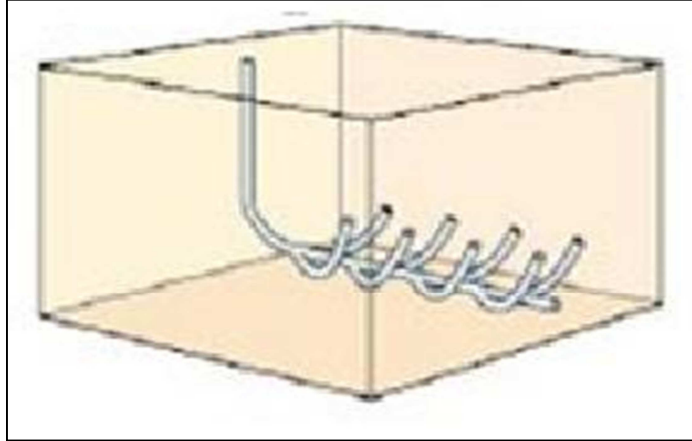


Figura 3.27 Pozo multilateral tipo espina de pescado (PDVSA).

3.2.17 Factores geológicos críticos para el diseño de pozos multilaterales en Venezuela.

Para evaluar la factibilidad de aplicar la tecnología de pozos multilaterales en Venezuela, hay que tomar en cuenta desde el punto de vista geológico aspectos tales como litología, arquitectura del yacimiento y estructura del yacimiento, según Buccarello G. (1999).

3.2.17.1 Litología: este aspecto es importante para la determinación del tipo de junta y nivel de complejidad de los pozos multilaterales. Según su litología y el nivel de consolidación se pueden clasificar en:

- No consolidadas (requieren una mayor integridad mecánica en la junta). Estas pueden ser areniscas o arenas.

- Consolidadas (requieren de una menor integridad mecánica en la junta).

Corresponden a clastos y carbonatos: calizas y dolomías.

Es importante resaltar que la mayoría de los pozos multilaterales se han perforado en calizas, lo cual se atribuye por:

- Ser la litología con mayor resistencia mecánica.

- Porque permite diseñar pozos más complejos sin problemas para la estabilidad mecánica de la junta.

- Debido a la arquitectura de los yacimientos carbonatos favorecen el uso de la tecnología (yacimientos tipo domo que permiten mayor recobro en el área).

- Porque tienden a ser más económicos.

De tal manera, que el nivel de fracturamiento de las calizas, favorece la productividad de los pozos pero reduce la integridad mecánica, si a junta se coloca en un nivel fracturado. Los pozos multilaterales perforados en areniscas tienden a ser más complejos debido a:

- La resistencia mecánica de las areniscas es menor que la de las calizas, requiriendo una mayor integridad mecánica de la junta aunque la arenisca sea consolidada.

- La arquitectura de los yacimientos clásticos es más compleja (dendrítica, lobular, acanalado, entre otros). Razón por la cual los pozos requieren mayor dedicación en su diseño, por los que se hacen más costosos (niveles 3, 4 y 5).

- La litología más frecuente en los yacimientos someros venezolanos (<10.000 pies) están compuestas por areniscas no consolidadas debido a que son sedimentos geológicos y relativamente jóvenes de edad (Mioceno), las cuales requieren de una mayor integridad mecánica en la junta.

- La presencia de lutitas presurizadas encima de las formaciones productoras, es un factor litológico muy común en los yacimientos; este factor puede ser importante en la determinación del KOP.

3.2.17.2 Arquitectura del yacimiento: es la morfología tridimensional de los yacimientos y está definida básicamente por la geometría, dimensiones y heterogeneidades verticales y laterales del yacimiento. Las arquitecturas de yacimientos más comunes en Venezuela son: fluvial (clásticos), deltaico (clásticos) y marino somero: ambientes clásticos y ambientes de carbonatos.

3.2.17.3 Estructura del yacimiento: en cada yacimiento, es importante determinar la presencia del principal estilo estructural (domos, pliegues, corrimientos) y de los principales elementos estructurales (fallas, fracturas) y cuáles son sus características. Conocer la estructura del yacimiento ayuda a determinar el campo de esfuerzos, lo cual es un factor clave para el diseño tanto de los pozos multilaterales como de los planes de explotación.

3.2.18. Fluidos de perforación

El fluido, es el elemento circulante que ayuda a solucionar los problemas de inestabilidad del hoyo durante la perforación del pozo (UNEFA, 2009).

Es una mezcla o no de aditivos líquidos y sólidos con características físicas y químicas apropiadas, que puede ser aire, gas, agua, petróleo y combinaciones de agua

y aceite, que requieren de un procesamiento adecuado para facilitar la perforación del hoyo hasta la zona productora de un pozo petrolero, obteniendo la mayor productividad posible.

Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dichos objetivos. La responsabilidad de la ejecución de esas funciones es asumida conjuntamente por el ingeniero de lodo y las personas que dirigen las operaciones de perforación aplicando procedimientos correctos de perforación y manteniendo propiedades correctas en el fluido para un ambiente de perforación específico.

Los fluidos deben cumplir con funciones específicas que faciliten el avance de la perforación, minimizando problemas de estabilidad del hoyo y problemas operacionales. Es responsabilidad del especialista realizar ensayos físicos - químicos de acuerdo con las normas API para proceder a los ajustes necesarios que faciliten la consecución de los objetivos propuestos.

Es importante que los fluidos a utilizar en las perforaciones no sean tóxicos, corrosivos, ni inflamables, pero si inertes a las contaminaciones de sales solubles o minerales, además de ser estables con temperatura. Deben mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias (UNEFA, 2009).

3.2.19 Ciclo del fluido de perforación

En la siguiente gráfica se puede visualizar el recorrido o ciclo del fluido durante la perforación de un pozo de petróleo, con cada una de las etapas a recorrer ya sean en superficie o en el subsuelo, información suministrada por la UNEFA, (2009).

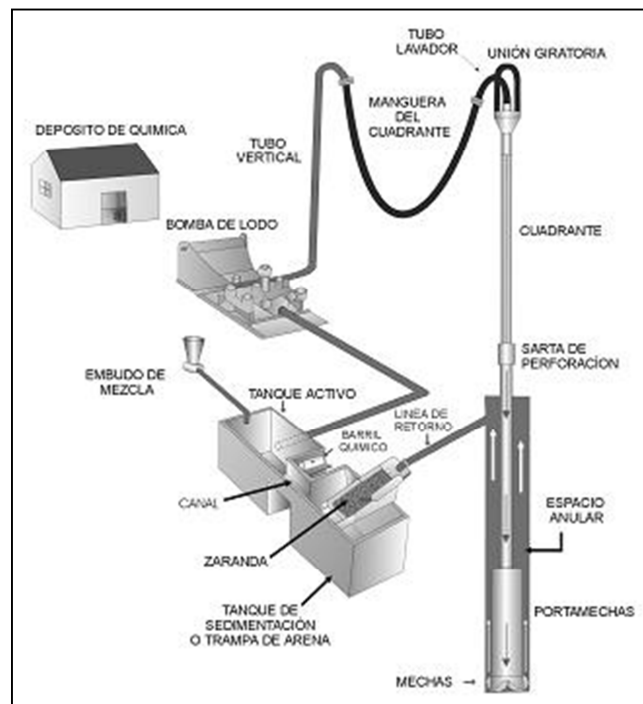


Figura 3.28. Ciclo del fluido. (UNEFA, 2009).

3.2.20 Funciones del fluido de perforación

El propósito fundamental del fluido de perforación es ayudar a hacer rápida y segura la perforación del pozo, la UNEFA, (2009) le asignó al fluido las siguientes funciones:

1. Capacidad de transporte de los recortes. La densidad, viscosidad y el punto cedente son las propiedades del fluido que, junto a la velocidad de circulación o velocidad anular, hacen posible la remoción y el transporte del ripio desde el fondo del hoyo hasta la superficie.

2. Controlar la presión de la formación. El fluido de perforación ejerce una presión hidrostática en función de la densidad y altura vertical del pozo, la cual debe controlar la presión de la formación, evitando un influjo hacia el pozo. Esta presión no depende de la geometría del hoyo.

3. Suspender y descargar los recortes. La resistencia o fuerza de gel es la propiedad reológica del fluido que permite mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación. Esta propiedad retarda la caída de los sólidos, pero no la evita.

4. Estabilidad de las paredes del hoyo. La estabilidad de las formaciones permeables se logra con peso y revoque de calidad, y las impermeables con peso, cuando se trata de lutitas presurizadas con inhibición y con fluido cien por ciento aceite, cuando se trata de lutitas reactivas.

5. Formar revoque. Para minimizar los problemas de derrumbe y atascamiento de tubería en formaciones permeables, es necesario cubrir la pared del hoyo con un revoque liso, delgado, flexible, de baja permeabilidad y altamente compresible. El revoque se logra incrementando la concentración y dispersión de los sólidos arcillosos.

6. Enfriar y lubricar. El fluido de perforación facilita el enfriamiento de la mecha al expulsar durante la circulación el calor generado por la fricción mecánica entre la mecha y la formación. En cierto grado, por si mismo, el fluido actúa como lubricante y esta característica puede incrementarse con aceite o cualquier producto químico elaborado para tal fin.

7. Flotabilidad. La sarta de perforación y la tubería de revestimiento pierden peso cuando se introducen en el hoyo, debido al factor de flotación, el cual depende de la densidad o peso del fluido.

8. Hidráulica. El fluido es el medio por el cual se transmite la potencia desde la superficie hasta el fondo del pozo. El programa hidráulico, trata de obtener la máxima caída de presión en la mecha para seleccionar los valores óptimos de caudal y chorros, que faciliten una limpieza efectiva del fondo del hoyo y del espacio anular.

9. Evaluación de la formación. El fluido debe tener una alta calidad para facilitar la toma de núcleos y la evaluación de las formaciones perforadas, sobre todo cuando se trata de la zona productora.

3.2.21 Selección del sistema de fluidos

Para la selección de un sistema determinado de fluidos, la UNEFA, (2009) en un estudio realizado considero que es necesario tener en cuenta los siguientes factores: tipo de formación a perforar, rango de temperatura, temperatura de fondo de pozo, esfuerzo, permeabilidad/porosidad, presión de poro, presión de fractura, fluidos de formación, disponibilidad y calidad del agua de formación, procedimiento que va ser usado para la evaluación de la formación, consideraciones ecológicas/ambientales, seguridad/salud y costos.

3.2.22 Clasificación de los fluidos de perforación

Los fluidos de perforación se pueden agrupar y clasificar en tres grupos de acuerdo a las características del mismo, pueden ser líquidos, mezcla líquido/gas y gas, a su vez estos poseen diversos tipos, que se muestran a continuación en la Figura 3.29.

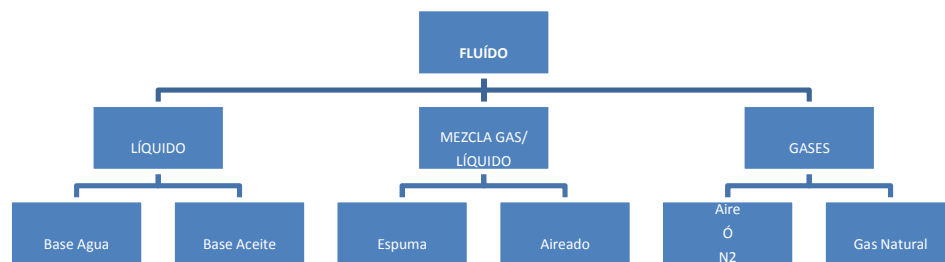


Figura 3.29. Clasificación de los fluidos de perforación. (UNEFA, 2009).

La densidad define la capacidad del lodo de ejercer una contrapresión en las paredes de la perforación, controlando de este modo las presiones litostática e hidrostática existentes en las formaciones perforadas. Dependiendo del tipo de lodo se obtiene una densidad diferente en un intervalo que va de 0,5 a 20 LPG (Libras por Galones), en la Figura 3.30 se muestra el tipo de lodo y la densidad correspondiente.

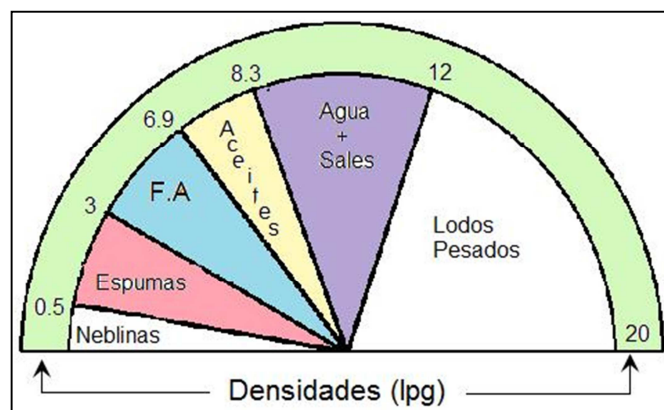


Figura 3.30 Densidad de los fluidos de perforación (UNEFA, 2009).

3.2.23 Composición de los fluidos de perforación

En general los fluidos de perforación se componen de dos fases, una fase líquida o continua y una fase sólida o discontinua muchas veces llamada también fase dispersa, como se muestra a continuación (UNEFA, 2009)

1. Fase Líquida: agua, puede ser dulce (Industrial o Potable) o de mar, aceite (gasoil, aceite mineral, sintética).

2. Fase continúa de las emulsiones inversas.

Fase continúa en lodos 100% aceite.

4. Fase Sólida: sólidos inertes: deseables (Sulfato de bario, óxido de hierro, CaCO₃, Galena) e indeseables (arena, sílice, dolomita, caliza) y sólidos reactivos, estos pueden ser arcillas comerciales (Bentonita, viscosificante), sólidos hidratables perforados y polímeros (viscosificantes).

3.2.24 Funciones de los aditivos químicos utilizados en los fluidos de perforación

La UNEFA en el año 2009 realizó un estudio sobre la perforación petrolera y los fluidos de perforación y la importancia de estos, concluyendo que las funciones más importantes de los aditivos a la hora de formular los lodos son las siguientes: densificar, viscosificar, controlar filtrado o pérdida de agua, controlar reología, controlar pH, controlar pérdida de circulación, lubricar, modificar la tensión interfacial, flocular, estabilizar lutitas, evitar la corrosión, controlar bacterias y hongos y precipitar contaminantes.

3.2.25 Aditivos utilizados en los fluidos de perforación

Los aditivos son sustancias que se agregan para mejorar y mantener las cualidades, en este caso para mejorar o establecer los fluidos utilizados en la perforación petrolera, la UNEFA (2009), clasifico los más importantes y los enumero siendo estos los siguientes:

3.2.25.1 Aditivos densificantes: el requerimiento primario para un fluido de perforación es el control de presiones. La densidad de cualquier lodo está directamente relacionada con la cantidad y gravedad específica promedio de los sólidos en el sistema; el control de densidad es importante ya que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido se requiere para contener la presión de la formación y para ayudar a mantener el agujero abierto. La densidad de los fluidos es dictada por las presiones de la formación y se debe considerar que la presión ejercida por la columna de fluido debe ser igual o ligeramente mayor que la presión de formación. Los aditivos más utilizados para densificar los lodos son los mostrados en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Aditivos densificantes.

DENSIFICANTES		
Materia	Formula Química	Gravedad Específica
Galena	SPb	7.4 - 7.7
Hematina	Fe ₂ O ₃	4.9 - 5.3
Magnetita	Fe ₃ O ₄	5.0 - 5.2
Baritina	SO ₄ Ba	4.2 - 4.5
Siderita	CO ₃ Fe	3.7 - 3.9
Dolomita	CO ₃ CaCO ₃ Mg	2.8 - 2.9
Calcita	CO ₃	2.6 - 2.8

3.2.25.2 Aditivos para controlar el filtrado: parte del lodo, que impulsado por la bomba circula por el espacio anular comprendido entre la pared del varillaje y la de la perforación, se filtra a través de ésta, depositando en la misma partículas coloidales que forman una costra (cake). Esta costra proporciona una cierta cohesión a las formaciones en contacto con la perforación ayudando a sostener sus paredes al mismo tiempo que las impermeabiliza, dificultando el paso del lodo hacia los acuíferos. Es por ello que un buen lodo debe permitir la formación de esta costra.

Por tanto, la costra debe ser resistente e impermeable. Resistente para que no sea fácilmente erosionable por el roce de la sarta o columna de perforación, e impermeable para que su espesor se mantenga dentro de estrechos límites, compatibles con el mantenimiento del diámetro de la perforación. Esto no ocurriría si el agua libre del lodo se filtrase continuamente a través de la costra, aumentando el espesor de ésta con el depósito continuo de partículas coloidales, por lo tanto es importante utilizar aditivos para controlar el filtrado, los más comunes están presentados en la Tablas 3.2 y 3.3.

Las arcillas como la bentonita favorecen la filtración al formarse el revoque frente a la formación permeable. Los polímeros orgánicos como el almidón se hinchan y sellan las zonas permeables en forma efectiva, la estabilidad está limitada a 250° F. El CMC y el PAC de baja viscosidad también son buenos para la formación de revoque. El PAC trabaja con salinidades máximas de 60000 ppm (partes por millón) y la estabilidad por temperatura está limitada a 350 °F.

Tabla 3.2 Aditivos para controlar el filtrado.

CONTROL DEL FILTRADO	
Aditivos	Mecanismo de control de filtrado

Bentonita	Desarrollando un revoque impermeable y altamente compresible. Incrementando la viscosidad de la fase líquida. Disminuyendo la permeabilidad mediante una acción de puenteo.
Polímeros manufacturados	
Almidones	
Carbonatos	
Adelgazantes orgánicos (lignitos, lignofulsonatos)	

Tabla 3.3 Aditivos reductores de filtrado.

REDUCTORES DE FILTRADO	
Material	Concentración
CMC-LV	6
PAC	4
Goma Xantano	3
Almidón	10
Poliacrilato de Sodio	4

3.2.25.3 Aditivos para controlar la reología y alcalinos: la reología es el estudio de las características que definen el flujo y las propiedades gelatinizantes del mismo, dentro de los aditivos más utilizados se encuentran los mostrados en la **Tabla 3.4.**

Tabla 3.4 Aditivos para controlar la reología y alcalinos.

CONTROL DE REOLOGÍA Y ALCALINOS	
Material	Fórmula
Soda Caústica	NaOH
Hidróxido de Potasio	KOH
Cal	Ca(OH) ₂

3.2.25.4 Aditivos para controlar pérdida de circulación: debido a un control inadecuado de la filtración ocurren las pérdidas de circulación en los pozos para controlar la circulación dependiendo de la zona se emplea:

1. Zona no productora: cualquier tipo de material.
2. Zona productora: material soluble en ácido (CaCO_3).

3.2.25.5 Aditivos para dar lubricidad: hay una gama amplia de lubricantes que se utilizan con el propósito de reducir el torque y arrastre en las operaciones de perforación. La mayoría de ellos están constituidos por los aceites minerales, surfactantes, grafito, gilsonita y esferas de vidrios. Entre los surfactantes más comunes tenemos los mostrados en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Surfactantes.

SURFACTANTES	
Interfase	Función
Aceite/Agua	Emulsificante, directo e indirecto
Agua/Aire	Espumante, antiespumante
Acero/Agua	Lubricante, inhibidor de corrosión
Acero/Arcilla	Detergente
Arcilla/Agua	Dispersante
Aceite/Arcilla	Humectante
Mucho de los surfactantes tienen doble función: Emulsionar y cambiar la mojabilidad.	

3.2.25.6 Aditivos para flocular: estos aditivos son de gran ayuda a la hora de la preparación del lodo de perforación, la floculación es un proceso de atracción,

los aditivos más utilizados son los siguientes: sales, cal hidratada, polímeros sintéticos, goma guar, polímeros acrílicos y yeso.

3.2.25.7 Aditivos para remover sólidos: es de gran importancia que los fluidos puedan remover los recortes del fondo del agujero, transportarlos a la superficie y liberarlos con la ayuda de los equipos para control de sólidos. Entre los aditivos más usados están el asfalto y las sales inorgánicas, cal/yeso.

3.2.25.8 Aditivos para controlar la corrosión: encierra los agentes oxidantes y los gases ácidos (CO₂ y H₂S). El oxígeno está siempre presente, introduciéndose en el sistema a través del embudo cuando se mezclan productos químicos y durante las conexiones de tubería y los gases ácidos provienen durante la perforación. Los efectos corrosivos se evitan utilizando aditivos anticorrosivos

3.2.25.9 Aditivos para controlar las bacterias y hongos: las bacterias y los hongos son organismos que pueden alterar el funcionamiento de los lodos de perforación, se debe de tener en cuenta que su presencia puede afectar negativamente el lodo, por lo que se debe de colocar aditivos para su control, dentro de los más utilizados se encuentran: sulfuros orgánicos, aminas cuaternarias, aldehídos y clorofenoles.

3.2. 25.10 Aditivos para precipitar contaminantes: los contaminantes del fluido de perforación se deben de sacar del sistema por lo que se buscan aditivos que puedan precipitarlos para que de esta manera el lodo siga con el óptimo y adecuado desempeño, dentro de los aditivos más comunes usados para la precipitación de contaminantes encontramos: cal, yeso, bicarbonato de sodio, carbonato de sodio.

3.2.25.11 Aditivos inorgánicos: entre estos se encuentran los siguientes:

Materiales para dar y mantener Ph: las condiciones de equilibrio químico de un lodo marcan la estabilidad de sus características. Una variación sustancial del pH debida por ejemplo a la perforación de formaciones evaporíticas, salinas, calcáreas u horizontes acuíferos cargados de sales, puede provocar la floculación del lodo, produciéndose posteriormente la sedimentación de las partículas unidas. La estabilidad de la suspensión de bentonita en un lodo de perforación es esencial para que cumpla su función como tal, por lo que será necesario realizar un continuo control del pH. En general, un lodo bentonítico es estable cuando su pH está comprendido entre 7 y 9,5, aproximadamente, precipitando fuera de este intervalo. Para corregir y mantener el pH dentro de los límites adecuados se pueden utilizar diferentes productos.

Materiales para tratar contaminaciones: la contaminación del lodo de perforación puede llevar a que este no logre cumplir con sus funciones adecuadamente, existen determinados tipos de contaminantes como lo son los mostrados en la Tabla 3.6; estos contaminantes se pueden eliminar con la ayuda de otros aditivos presentes en la Tabla 3.7.

Materiales para formular soluciones salinas: las soluciones son compuestos de productos químicos que no se separan del agua, aunque esta quedara estática por un tiempo prolongado. Estas soluciones salinas se mezclan con facilidad, los materiales para su formulación se muestran en la Tabla 3.8.

Tabla 3.6 Contaminantes típicos de los fluidos de perforación.

CONTAMINANTES TÍPICOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	
Contaminante	Ejemplo
Sólidos de Perforación	Sólidos activos (Arcillas).
Sales Evaporadas	Cloruros de Sodio (NaCl), Potasio (KCl), Calcio (CaCl ₂) y Magnesio (MgCl ₂); Anhidrita (CaSO ₄).
Influjo de Agua	Mezcla de sales a diferentes concentraciones.
Gases Ácidos	Dióxido de Carbono (CO ₂), Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S).
Hidrocarburos	Crudos ligeros a pesados; lignito, carbón.
Temperatura	Degradación térmica de los aditivos del lodo.
Cemento	Resultados de la Cementación.
Contaminantes: Cualquier componente indeseable que afecta negativamente el desempeño del fluido de perforación.	

Tabla 3.7 Materiales para tratar la contaminación.

MATERIALES PARA TRATAR LA CONTAMINACIÓN		
Material	Fórmula Química	Concentración *
Cal	Ca(OH) ₂	0.01295
Yeso	CaSO ₄ 2H ₂ O	0.03010
Soda Ash	Na ₂ CO ₃	0.01855
Bicarbonato de Sodio	NaHCO ₃	0.02940

* lb/Bb requeridas para eliminar un EPM del contaminante

Tabla 3.8 Aditivos para formular soluciones salinas

ADITIVOS PARA FORMULAR SOLUCIONES SALINAS		
Material	Fórmula Química	Densidad lb/gal
Cloruro de Potasio	KCL	9.7
Cloruro de Sodio	NaCL	10.0
Cloruro de Calcio	CaCL ₂	11.6
Formiato de Sodio	HCOONa	11.0
Formiato de Potasio	HCOOK	13.3
Formiato de Cesio	HCOOCs	19.3

3.2.25.12 Aditivos para control de viscosidad: los polímeros orgánicos como Xanthan, PAC o CMC son viscosificantes con moléculas de cadenas largas, que son los polímero de celulosa polianiónica y los polímero de carboximetil celulosa.

Los adelgazantes químicos (dispersantes) reducirán la viscosidad de los fluidos de perforación: se pueden utilizar fosfatos, lignitos, lignosulfonatos, taninos o adelgazantes sintéticos.

3.2.26 Fluidos base agua

Los fluidos base agua son aquellos en los que la fase continua es el agua y es el medio de suspensión de sólidos. (Figura 3.31 y tabla 3.9) Existen varios tipos como los mostrados a continuación (UNEFA, 2009).

Lodo base agua fresca – no inhibido: Es aquel en el cual la fase acuosa está formada con sal a bajas concentraciones y arcilla sódica. Son simples, económicos y

muy sensibles a contaminaciones. Diseñados para perforar zonas arcillosas hasta 220°
F. Este sistema está conformado de la siguiente manera:

Lodos de agua fresca: utilizado para formaciones duras, agua dulce o salada y requiere de altas velocidades anulares para remoción de sólidos.

Lodos nativos: se forman al mezclar agua con arcillas y lutitas de las formaciones superficiales. Requieren de continua dilución para prevenir la floculación, no requiere de control de filtrado, y poseen densidades hasta de 10 Lpg. Son utilizados para perforar zonas superficiales normalmente hasta 1500 pies.

Lodos de agua – bentonita: es un lodo de inicio de la perforación, constituido por agua y bentonita recomendado para ser usado hasta 4000 pies. Este lodo presenta buena capacidad de acarreo, viscosidad controlada y control de filtrado, además de ejercer una buena limpieza del hoyo y es bastante económico.

Lodos con taninos – soda cáustica: es un lodo base agua con soda cáustica y taninos como adelgazantes, puede ser de alto como de bajo Ph. No se utilizan con frecuencia y son afectados por la temperatura.

Lodos de fosfatos: es un lodo tratado con adelgazantes, es utilizado en formaciones con poca sal o anhidrita, posee una máxima temperatura de uso de 180°F, es muy susceptible a contaminaciones, pero es de bajo costo y fácil mantenimiento.

Lodos de base agua – inhibidos: Su fase acuosa permite evitar la hidratación y desintegración de arcillas y lutitas hidratables mediante la adición de calcio. Dentro de estos lodos encontramos:

Lodos tratados con cal: utilizan cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) como fuente de calcio soluble en el filtrado. Su composición es prácticamente soda cáustica, dispersante orgánico, cal, controlador de filtrado y arcillas comerciadas. Este tipo de lodo puede presentarse en pozos cuya temperatura no sea mayor de 250° F y soportan contaminación con sal hasta 60000 ppm.

Lodos tratados con yeso: utilizan el sulfato de calcio como electrolito para la inhibición de arcillas y lutitas hidratables. Su Ph está entre 9.5 y 10.5, concentración de calcio en el filtrado de 600 a 1200 ppm. Es un lodo que tiende a flocularse por las altas temperaturas.

Lodos tratados con lignosulfonato: se adhieren sobre la partícula de arcilla por atracción de valencia, reduciendo la fuerza de atracción entre las mismas y así reducir la viscosidad y la fuerza gel. Este tipo de lodo presenta varias ventajas de aplicación, entre las que podemos mencionar el control de propiedades reológicas, la estabilidad del hoyo, es compatible con diversos aditivos, sirve como controlador de filtrado, mejora las tasas de penetración, ocasiona menor daño a la formación, es resistente a la contaminación química y es de fácil mantenimiento.

Lodos en agua salada: son aquellos que tienen una concentración de sal por encima de 10000 ppm hasta 315000 ppm. La sal aumenta el poder de inhibir la hidratación de arcillas. Este lodo se debe usar para perforar zonas de agua salada o domos de sal y para evitar la hidratación de arcillas o lutitas hidratables.

Lodos de bajo coloides: son lodos de base agua con polímeros como agentes viscosificantes y con bajo contenido de bentonita o compuesto coloidal. El uso de este tipo de lodo puede prevenir problemas originados por la presencia de formaciones solubles en calcio, intercalaciones de sal, flujo de agua salada y contaminación con CO_2 . Además permite obtener grandes beneficios como lo son el

incremento de la tasa de penetración, la mejora en la limpieza del hoyo y en la estabilidad del mismo.

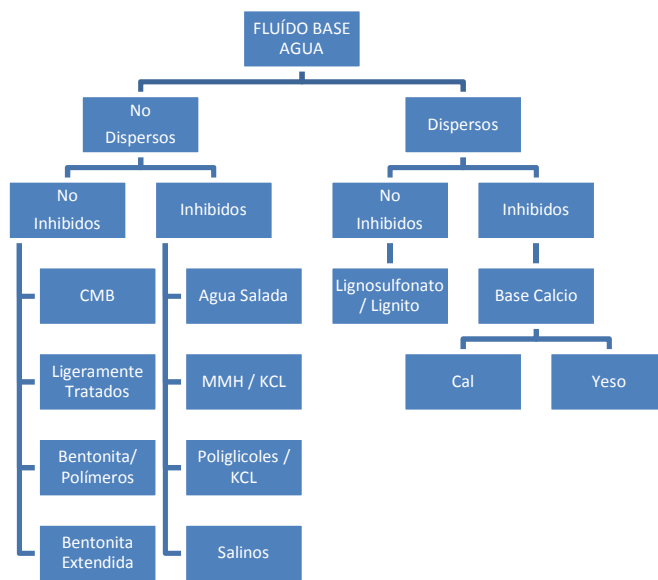


Figura 3.31 Clasificación de los fluidos base agua (UNEFA, 2009).

Tabla 3.9 Fluidos base agua.

FLUIDOS BASE AGUA		
Tipo de Fluido	Aplicaciones	Ventajas / Desventajas
Nativo Bentonita Bentonita / Aditivos	Bajo costo. Sistemas no densificados. Base para Sistemas más elaborados.	Sistemas muy versátiles. Productos fácilmente disponibles. Sistemas básicos.
Lignito / Lignosulfonatos (Dispersos)	Control de filtración. Tolerante a contaminantes. Aplicable a cualquier densidad.	Fácil mantenimiento. Reduce la ROP.
Inhibidos (Sales)	Lutitas sensibles al agua.	Controla la reacción química

Poliméricos		en las lutitas. Mejora la ROP.
-------------	--	-----------------------------------

3.2.27 Cementación de pozos

La cementación es un proceso que consiste en mezclar cemento seco y ciertos aditivos con agua, para formar una lechada que es bombeada al pozo a través de la sarta de revestimiento y colocarlo en el espacio anular entre el hoyo y el diámetro externo del revestidor.

El volumen a bombear es predeterminado para alcanzar las zonas críticas (alrededor del fondo de la zapata, espacio anular, formación permeable, hoyo desnudo, etc.). Luego se deja fraguar y endurecer, formando una barrera permanente e impermeable al movimiento de fluidos detrás del revestidor (Fundamentos de Cementación, CIED 2002).

Entre los propósitos principales de la cementación se pueden mencionar los siguientes: proteger y asegurar la tubería de revestimiento en el hoyo, aislar zonas de diferentes fluidos, aislar zonas de agua superficial y evitar la contaminación de las mismas por el fluido de perforación o por los fluidos del pozo, evitar o resolver problemas de pérdida de circulación y pega de tuberías, reparar pozos por problemas de canalización de fluidos y reparar fugas en el revestidor.

La cementación tiene una gran importancia en la vida del pozo, ya que los trabajos de una buena completación dependen directamente de una buena cementación. Existen dos tipos de cementación, la primaria que se realiza al pozo por primera vez y la secundaria originada por un mal trabajo de cementación primaria, por una reentrada al pozo o debido a reparaciones en el pozo.

3.2.27.1 Cementación primaria: se realiza al cementar los revestidores del pozo (conductor, superficial, intermedio, producción, etc.) durante la perforación. (Tabla 3.10). Entre los objetivos principales de esta cementación se pueden mencionar los siguientes:

1. Adherir y fijar la sarta de revestimiento.
2. Restringir el movimiento de fluidos entre las formaciones productoras y el confinamiento de los estratos acuíferos.
3. Proteger la sarta contra la corrosión.
4. Reforzar la sarta contra el aplastamiento debido a fuerzas externas y reforzar la resistencia de la sarta a presiones de estallido.
5. Proteger la sarta durante los trabajos de cañoneo (completación).
6. Sellar la pérdida de circulación en zonas ladronas.

Tabla 3.10 Cementación de revestidores.

CEMENTACIÓN DE LOS REVESTIDORES	
Revestidores	Propósito
Conductores	Evitar que el fluido de perforación circule fuera de ellos, causando la erosión de los sedimentos blandos que se encuentran cerca de la superficie.
Superficiales	Sellar y proteger los acuíferos de agua dulce, suministrar un anclaje para los impide reventones y dar soporte superficial para el resto de las sarta de revestimiento que se usarán en el pozo.
Intermedios	Sellar zonas de presiones anormales, aislar efectivamente formaciones incompetentes que pueden causar desprendimiento a menos que sean soportadas, cerrar zonas de pérdida de circulación y facilitar el control del pozo en caso de arremetidas.
Producción	Evitar la migración de fluidos a otras zonas que podrían causar una

n	reducción de la productividad del pozo y para aislar zonas productoras para desarrollos futuros.
---	--------------------------------------------------------------------------------------------------

3.2.27.2 Cementación secundaria: es el proceso de forzamiento de la lechada de cemento en el pozo, que se realiza principalmente en reparaciones/reacondicionamientos o en tareas de terminación de pozos. Puede ser: cementaciones forzadas y taponés de cemento. El propósito principal de este tipo de cementación es el siguiente:

1. Reparar trabajos de cementación primaria deficientes.
2. Reducir altas producciones de agua y/o gas.
3. Reparar filtraciones causadas por fallas del revestidor.
4. Abandonar zonas no productoras o agotadas.
5. Sellar zonas de pérdidas de circulación.
6. Proteger la migración de fluido hacia zonas productoras.

3.2.28 Atributos del pozo que condicionan la operación de cementación primaria

El análisis de las características del pozo es una de las facetas que se deben considerar en las operaciones de cementación. La CIED (Centro Internacional de Educación y Desarrollo) en la publicación realizada en el 2002 expreso que en cualquier diseño de un trabajo de cementación, los factores que se necesitan examinar en primer término caen en tres categorías básicas: profundidad y configuración del pozo, condiciones del hoyo y temperatura. La configuración del anular sugiere que régimen es más práctico y las propiedades reológicas requeridas.

Las condiciones del hoyo indican si se incorporan materiales especiales en la formulación de la lechada, debido a la presencia de gas, sal y otros, la densidad del lodo indica la mínima densidad de la lechada. Estos factores unidos a los datos de

temperatura, sirven de guía en la selección de los aditivos usados para el control de las propiedades de flujo de la lechada y el tiempo de espesamiento.

3.2.28.1 Profundidad y configuración del pozo: estos datos incluyen información acerca de profundidad vertical y medida, diámetro y peso del revestidor, diámetro del hoyo y tipo de sarta (tipo de revestidor, camisa (liner), tieback, cementación multietapas, entre otros).

Profundidad: Los datos de profundidad, son particularmente importantes porque influyen en la temperatura, volumen de fluido, presión hidrostática y presión friccional. La presión y la temperatura afectan el tiempo de bombeabilidad y la resistencia a la compresión de las lechadas de cemento. La temperatura tiene mayor influencia a medida que aumenta, la lechada se deshidrata y el fraguado se produce más rápidamente. Esto ocasiona que el tiempo de bombeabilidad disminuya.

Geometría del hoyo: El hoyo perforado debe reunir ciertos requisitos para que sea cementable y se logren los objetivos deseados. Dentro de estos, el obtener un aislamiento zonal completo dentro del hoyo es el de mayor importancia. Se deben evitar los canales de lodo y gas para obtener el sello hidráulico requerido. Las condiciones bajo las cuales se debe diseñar y perforar el hoyo, son las siguientes:

1. Tres (3) pulgadas más que el diámetro exterior del revestidor (mínimo: 1½”).
2. Cerca del diámetro como sea posible (sin socavamientos).
3. Recto como sea posible.
4. Estabilizado y acondicionado apropiadamente.

Altos ángulos de desviación: Los altos ángulos de desviación pueden tener gran impacto sobre los parámetros del pozo y pueden requerir el diseño de sistemas especiales para el desplazamiento del lodo y lechadas de cemento sin agua libre.

Calibración del hoyo: El diámetro del hoyo, es función del diámetro de la mecha de perforación utilizada pero raramente está en calibre. Algunas formaciones son más susceptibles a erosión que otras. Se utilizan registros de calibración corridos con guayas para estimar el diámetro del hoyo y de esta forma el volumen anular, con diferentes grados de exactitud, dependiendo del tipo de herramienta usada. El registro de calibración permite realizar una mejor ubicación de los centralizadores, debido a que si se coloca en una zona lavada será inefectivo.

3.2.28.2 Condiciones del hoyo: los problemas específicos debido a condiciones naturales en el intervalo de hoyo abierto requieren de una evaluación cuidadosa. Se deben considerar la presencia de zonas de pérdida de circulación, formaciones de alta presión, bajos gradientes de factura, presencia de gas, zonas salinas, entre otras.

Presiones de formación: Las presiones de formación, son importantes desde el punto de vista de la seguridad del pozo y la información de esta se puede obtener de los perfiles de lodo. Si no se dispone de estos perfiles, el peso del lodo da una indicación correcta de la máxima presión de poro del intervalo perforado. Si se ha tomado una arremetida (kick), durante la perforación, esta dará una verificación sobre las estimaciones.

Presión de fractura: El riesgo de fracturar la formación siempre está presente y se requiere conocer el gradiente de fractura promedio para cada intervalo de hoyo abierto. Estos valores se obtienen generalmente, de pruebas de integridad de presión (leak off test) que se realizan debajo de la zapata de la sarta de revestimiento anterior. También, se puede obtener de tratamientos de estimulación y cementaciones forzadas realizadas en pozos vecinos.

Zonas de pérdidas de circulación: Las zonas de pérdida de circulación, ameritan una atención especial por razones obvias. Por ejemplo, ellas no deben sufrir daños innecesarios como resultado de una excesiva pérdida de lechada de cemento. También es importante que estén efectivamente aisladas y así asegurar la máxima productividad del pozo.

Presencia de gas: La presencia de gas en una formación requiere, además de otras precauciones, una lechada de cemento especial para asegurar que el gas no migre a través de la columna de cemento durante el fraguado.

Propiedades físicas y químicas del lodo: Las propiedades físicas y químicas del lodo se deben considerar cuando se diseña un trabajo de cementación. Los lavadores químicos, espaciadores y otros fluidos de limpieza deben ser compatibles con el lodo y con el cemento y pueden requerir de aditivos especiales. Los lodos base aceite requieren invariablemente el uso de surfactante, en el fluido espaciador, para mejorar la compatibilidad, remover la película de aceite en la superficie de la formación y cambiar la humectabilidad de la formación a preferiblemente mojada por agua. Esto contribuye a mejorar la adherencia del cemento con la formación y el revestidor.

3.2.28.3 Temperatura: uno de los parámetros que tiene mayor efecto sobre la lechada de cemento es la temperatura. Se debe considerar la temperatura circulante de fondo de hoyo, la temperatura estática y la diferencia de temperatura entre el fondo y el tope de la columna de cemento.

Temperatura circulante: La temperatura circulante, es la temperatura a la cual, teóricamente, el cemento estará expuesto durante su colocación en el pozo. Esta es la temperatura que se toma para realizar la prueba del tiempo de espesamiento a alta presión y temperatura, en la formulación de cemento.

De esta forma, se selecciona el retardador y su concentración adecuada, de acuerdo a las condiciones dadas. Se determina de la siguiente manera: La temperatura circulante de pozo se determina normalmente de una lista o correlación establecida por el API (Spec 10, 1988). Sin embargo, algunos operadores prefieren trabajar con temperatura medidas en los pozos durante la circulación. También, se ha introducido modelos físicos de transferencia de calor, pero su uso aún no se ha extendido.

Temperatura estática: La temperatura estática, es importante principalmente por su valoración al estabilizarse por un largo período o por la tasa de desarrollo de la resistencia compresiva de un sistema de cemento dado. La determinamos de la siguiente manera: Normalmente, se determina a partir del gradiente geotérmico promedio del área de interés o se puede estimar a través de medidas hechas durante la corrida de los perfiles.

Diferencia de temperaturas: La diferencia de temperatura entre el tope y el fondo de la columna de cemento puede ser importante en el diseño de la lechada. Una lechada de cemento retardada para un tiempo de colocación adecuado, a las condiciones circulantes en el fondo del hoyo, puede permanecer líquida o haber desarrollado poca resistencia cuando se encuentre a una profundidad más llana en el pozo.

Una regla práctica, es asegurar que la temperatura estática en el tope del cemento sea mayor a la temperatura circulante de fondo. Donde no sea posible aplicar este criterio, se deben realizar pruebas de resistencia compresiva a las condiciones del tope del cemento y si estas no son satisfactorias se debe realizar el trabajo en más de una etapa. Estas reglas suministran un medio simple de cálculo para la localización apropiada del cuello o herramienta de etapas.

3.2.29 Clasificación y función de los aditivos usados en la formulación del cemento

Las lechadas de cemento utilizadas en los pozos petroleros contienen una serie de aditivos para modificar las propiedades básicas y adaptarlas a los requerimientos de un pozo particular. La CIED (Centro Internacional de Educación y Desarrollo) en el libro Fundamentos de Cementación presenta la clasificación y función de los aditivos utilizados en las lechadas de cemento.

Los aditivos tienen como función adaptar los diferentes cementos petroleros a las condiciones específicas de trabajo. Pueden ser sólidos y/o líquidos (solución acuosa).

3.2.29.1 Aceleradores: los aditivos tienen como función adaptar los diferentes cementos petroleros a las condiciones específicas de trabajo. Pueden ser sólidos y/o líquidos (solución acuosa).

Muchas sales inorgánicas son aceleradores del cemento, sin embargo los cloruros son los más conocidos. De todos ellos, el cloruro de calcio es el acelerador más eficiente y económico; por lo tanto el más utilizado. La tabla 3.11 muestra los aceleradores más utilizados, su fórmula química y sus concentraciones:

Tabla 3.11 Aditivos aceleradores.

ADITIVOS ACELERADORES		
Aceleradores	Fórmula Química	Concentración
Cloruro de Calcio	CaCl_2	0.5 – 4.0
Cloruro de Sodio	NaCl	1.0 – 10.0
Cloruro de Potasio	KCl	1.0 – 3.0
Silicato de Sodio	Na_2SiO_3	1.0 – 3.0

3.2.29.2 Retardadores: hacen que el tiempo de fraguado y el desarrollo de resistencia a la compresión del cemento sea más lento. Los más usados son lignitos, Lignosulfonato de calcio, ácidos hidroxicarboxílicos, azúcares, derivados celulósicos, etc.

3.2.29.3 Extendedores: se añaden para reducir la densidad del cemento o para reducir la cantidad de cemento por unidad de volumen del material fraguado, con el fin de reducir la presión hidrostática y aumentar el rendimiento (pie^3/saco) de las lechadas. Entre los más usados se tienen: bentonita, silicato de sodio (Na_2SiO_3), materiales pozzolánicos, entre otros (Tabla 3.12).

Tabla 3.12 Aditivos extendedores.

ADITIVOS EXTENDEDORES		
Extendedor	Rango de densidad obtenida (lbs/gal)	Comportamiento y otros beneficios
Bentonita	11.5 – 1.5	Contribuye en el control de la pérdida de fluido.
Pozolanas	13.1 – 14.1	Resistente a fluidos corrosivos.
Silicato de Sodio	11.1 – 14.5	Se requiere poca cantidad. Ideal para mezclar con agua de mar.
Microesferas	8.5 - 15	Buena resistencia compresiva, estabilidad térmica y propiedades aislantes.
Cementos espumados (Nitrógeno y aire)	6 - 15	Excelente resistencia compresiva y baja permeabilidad.

3.2.29.4 Densificantes: son aditivos que aumentan la densidad del cemento o que aumentan la cantidad de cemento por unidad de volumen del material fraguado, con el fin de aumentar la presión hidrostática. Los más usados: barita, hematita, ilmenita, entre otros (Tabla 3.13).

Tabla 3.13 Aditivos densificantes.

ADITIVOS DENSIFICANTES				
Material	Gravedad Específica	Volumen Absoluto (gal/lbs)	Requerimiento de agua (gal/lbs)	Máxima Densidad (lbs/gal)
Ilmenita	4.45	0.027	0.00	20
Hematita	5.02	0.0239	0.0036	22
Barita	4.33	0.028	0.024	19

3.2.29.5 Controladores de filtrado: son aquellos aditivos que controlan la pérdida de la fase acuosa del sistema cementante frente a una formación permeable. Previenen la deshidratación prematura de la lechada. Los más usados son: polímeros orgánicos, reductores de fricción, etc.

3.2.29.6 Antiespumantes: ayudan a reducir el entrapamiento de aire durante la preparación de la lechada. Los más usados son: éteres de poliglicoles y siliconas.

3.2.29.7 Dispersantes: se agregan al cemento para mejorar las propiedades de flujo, es decir, reducen la viscosidad de la lechada de cemento. Entre ellos

tenemos: polinaftaleno sulfonado, polimelamina sulfonado, lignosulfonatos, ácidos hidrocarboxílicos, polímeros celulósicos.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Nivel de investigación

El tipo de investigación utilizado para el estudio a desarrollar es de campo y documental, ya que según el Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (2005):

Se entiende por investigación de campo, el análisis sistemático de problemas en la realidad, con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyentes, explicar sus causas y efectos, o predecir su ocurrencia, haciendo uso de métodos característicos de cualquiera de los paradigmas o enfoques de investigación conocidos o en desarrollo. Los datos de interés son recogidos en forma directa de la realidad...

En términos generales, se infiere que la investigación a desarrollar permite describir con precisión posible el fenómeno donde ocurren los hechos como es el caso del yacimiento OF INF SDZ-2X A1, macolla HI, donde se realizarán todos los estudios relativos y se tomarán en cuenta todas las consideraciones posibles para el diseño de un pozo denominado HI 25-10.

4.2 Diseño de la investigación

El estudio se encuentra enmarcado en un diseño no experimental, el cual de acuerdo a lo expresado por el autor Claret, A. (2003), se caracteriza por la “obtención de la información en el propio ámbito en el cual se manifiestan las variables objeto de estudio”.

4.3 Población y muestra

La población para este estudio está conformada por 530 pozos distribuidos en 44 macollas que son todos los que conforman el Distrito Cabrutica. De estos 530, se estudiaron 10 pozos, de los cuales 6 están ubicados en la macolla HI25 siendo estos los pozos de producción denominados HI25-2, HI25-1, HI25-6, HI25-5, HI25-7, HI25-9; y tres estratigráficos llamados ZPZ0268, ZPZ0308 Y ZPZ0022.

4.4 Procedimiento metodológico

Para llevar a cabo los objetivos propuestos fue necesario investigar sobre la perforación direccional, multilateral y el comportamiento de este tipo de pozos en diversos libros y trabajos de grados.

La metodología utilizada por PDVSA es VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) que es el proceso mediante el cual la empresa identifica y define el alcance de un proyecto de inversión de capital para satisfacer una necesidad dada del negocio.

El método de visualizar, conceptualizar y definir permite aumentar la certidumbre en el desarrollo de proyectos y maximizar la productividad de la inversión. Con la aplicación de la metodología VCD se logra: disminuir el riesgo y

aumentar la certidumbre en el desarrollo de proyectos, incorporar enfoques colectivos de análisis y diseño en los proyectos y maximizar la eficiencia operativa y la productividad de la inversión.

En la fase de visualización se identifica una oportunidad y la generación de las opciones técnicas y económicamente factibles para su realización. En la fase de conceptualización se evalúan las opciones y se selecciona aquella que genere mayor valor. Finalmente, en la fase de definición se realizan las ingenierías a cabalidad para complementar el alcance de planificación y diseño de la opción seleccionada, se afina el estimado hasta precisar la solución estratégica de contratación e implantación, para asegurar que el proyecto esté bien estructurado y listo para solicitar su autorización y los recursos para su ejecución. (Figura 4.1)

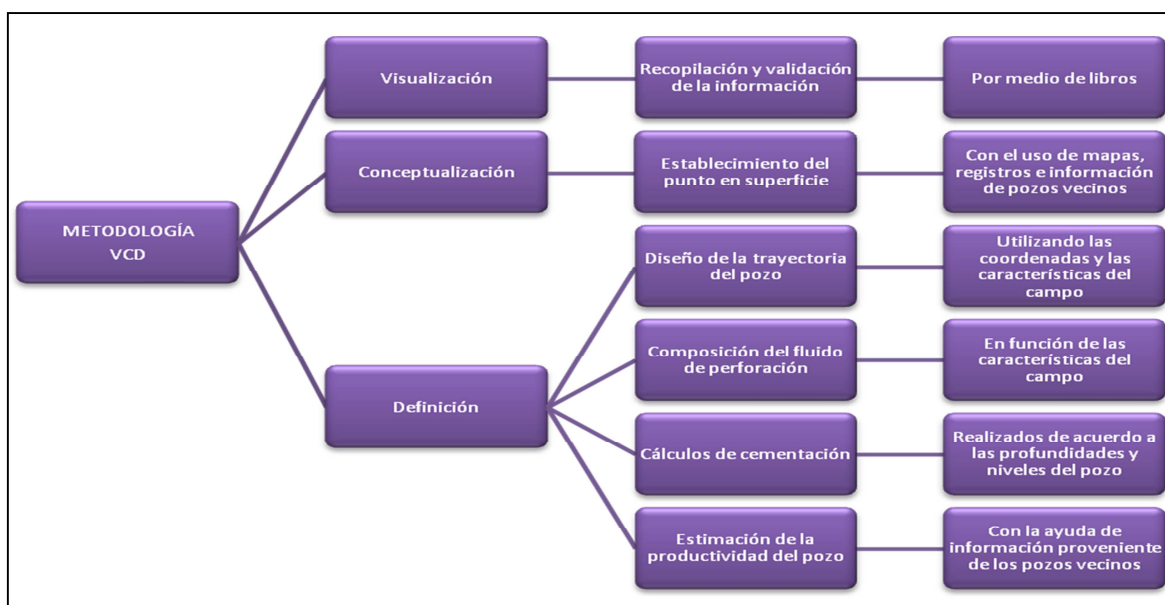


Figura 4.1 Flujograma de la metodología VCD.

4.4.1 Recopilación y validación de información

Esta etapa del estudio abarca la búsqueda de toda la información relacionada con la situación a estudiar. Durante esta fase, comienza la metodología VCD se habla de la visualización, ya que se realizó una investigación detallada no sólo de las bases teóricas que fundamentan el estudio, sino también de la información proveniente de mapas existentes, registros de pozos, datos de producción, entre otros. Esta etapa es de suma importancia para el proyecto debido a que la confiabilidad y el grado de certidumbre de un estudio se basan en la calidad original de la información.

La revisión bibliográfica se hace necesaria en todo el inicio del proyecto, con la finalidad de entender los futuros procesos a desarrollar en el mismo; y se fundamenta en una revisión detallada del material, reportes e informes técnicos relacionados con el objetivo principal del proyecto.

4.4.2 Establecimiento del punto en superficie

Esta fase consistió en determinar cuál es la mejor área para ubicar el pozo a perforar empezando de esta manera la etapa de conceptualización, para ello se revisó el mapa isópaco estructural para conocer la profundidad de la arena objetivo. Con la ayuda de registros de los pozos estratigráficos vecinos se estudió la continuidad de la arena de interés, además de chequear el programa OFM (Oil Field Management) para conocer la producción de estos pozos y así saber que tan productivo será el pozo a perforar.

Una vez obtenidas las coordenadas de fondo, las de superficie y el punto de entrada de la arena se procede a notificar al estado para los respectivos permisos.

4.4.3 Diseño de la trayectoria

Este paso comienza una vez que geología entrega las coordenadas de superficie, coordenadas de fondo, y el punto de entrada de la arena objetivo. Estando de esta manera en la etapa de definición. Con la ayuda de programas de perforación en este caso el Software Compass utilizado por PDVSA se diseñó la trayectoria cumpliendo y respetando cada una de las premisas del campo donde se va realizar la perforación del pozo. En este paso creamos los targets u objetivos de la trayectoria.

Para delinear la trayectoria los targets más importantes son: KOP o Punto de Desviación que es aquel punto de la trayectoria en el cual el pozo se desvía de la vertical; Tope y Base de la Tangente donde se ubica la bomba la cual debe de medir aproximadamente 200 pies y poseer un ángulo de 75° - 78° con un dog leg de 2° , por encima de la tangente de 4° y por debajo de $6,25^{\circ}$; Punto de entrada a la arena objetivo; Punto horizontal que es aquel en el cual la trayectoria del pozo alcanza la sección horizontal y finalmente el punto final o Total Depth (TD) profundidad final del pozo medido en pies.

4.4.4 Composición del fluido de perforación

Los fluidos de formación tienen la obvia función de remover los cortes de la perforación fuera del pozo, y de lubricar y refrigerar la broca y la sarta de perforación. De hecho el lodo tiene muchas funciones y es la columna vertebral de todas las operaciones de perforación de un pozo.

El lodo debe tener la densidad suficiente para proteger al pozo contra las presiones de formación y para mantener la estabilidad de las paredes del pozo. Dependiendo de la profundidad del pozo a perforar se determinan las cantidades de fluidos a utilizar. Esta etapa es de definición, además la composición del lodo se

realiza de acuerdo a las características del campo y al tipo de pozo a perforar, utilizando hojas de cálculo para obtener los volúmenes a utilizar de cada aditivo para obtener la formulación correspondiente.

Considerando en la primera etapa a perforar las aguas superficiales se decidió utilizar un fluido no contaminante para la protección de los mismos, para la segunda etapa hay que tener presente que se deben utilizar fluidos que eviten que las arcillas se hidraten y que me puedan mantener el pozo estable ya que se está a mayor profundidad y finalmente se diseño un lodo en el cual la capacidad elástica y la capacidad de acarreo fue la característica primordial.

4.4.5 Cálculos de cementación

Las operaciones de perforación consisten muchas de ellas en revestir el hueco en tubería de acero o casing. Diámetros sucesivamente más pequeños se enroscan o se sueldan entre sí para formar una tubería a todo lo largo de la profundidad deseada. Una vez instalado este revestimiento se cementa en su sitio para proporcionar soporte adicional y sello de presión en el pozo.

El proceso de construcción de pozos permite sólo una oportunidad de diseñar y realizar un sistema de cementación primaria. Una óptima cubierta de cemento puede reducir significativamente el valor económico de un pozo, si este procedimiento falla y no logra evitar que el agua se convierta en parte de la producción del pozo mucho antes de lo previsto o si se requiere de la interrupción de la producción total, de costosos tratamientos de recuperación de la cementación primaria y en el peor de los casos puede causar una pérdida total del pozo.

La creación de una cubierta de cemento que proporcione un aislamiento zonal debe ser un objetivo primordial, esencialmente en cada proyecto de construcción, ya

que facilita la producción de petróleo y gas en condiciones de seguridad y rentabilidad económica.

Es muy importante conocer cuáles son las mejores proporciones y densidades de cemento a usar, sin duda alguna nos encontramos en la etapa de definición, ya que vamos a precisar la información para de esta forma culminar con la etapa de perforación propiamente dicha. Son varias los tipos de cemento a utilizar con diferentes densidades

4.4.6 Estimación de la productividad del pozo

A la hora de perforar un pozo de producción de petróleo uno de los factores más importantes es conocer la productividad o realizar estimados para realmente conocer si es viable realizar una inversión de tal magnitud, es por eso que se estudian los pozos vecinos, del futuro pozo a perforar con la finalidad de conocer las condiciones con las que se estarían enfrentando los ingenieros en las diversas áreas, ya sea de planificación, de optimización entre otras. Terminando de ejecutar la metodología VCD.

A través de gráficas proporcionadas con el programa OFM se realizó un promedio de los pozos vecinos con características similares al pozo a perforar obteniendo de esta forma un estimado de la producción.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

5.1 Establecimiento del punto en superficie

Desde la localización de la macolla HI25 se propone perforar un nuevo pozo denominado HI25-10, en dirección Oeste, en un espesor promedio de arena de 26' comprendida en la secuencia DWS5A y en la parasecuencia 4PS20 en el Yacimiento OF INF SDZ-2X A1, Yacimiento Oficial del Campo Zuata Principal, el pozo presenta las coordenadas UTM de superficie N 930.778,42 y E 302.485,58.

Perforando el Lateral A hasta las coordenadas N 930.803,00 y E 302.484,00. Mientras que el Lateral B presentará las siguientes coordenadas de fondo N 930.197,00 y E 302.522,98. A continuación la figura 5.1 muestra en el mapa isópaco-estructural la ubicación del pozo HI25-10.

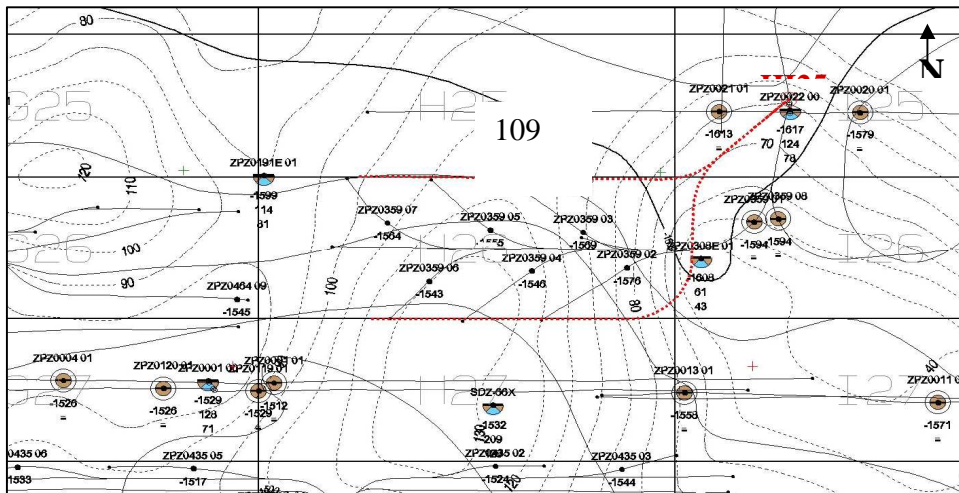


Figura 5.1 Mapa Isopaco-Estructural del Yacimiento OF INF SDZ-2X A1.

Por otro lado se tiene que la roca yacimiento está conformada, por arenas poco consolidadas de grano fino a medio, con delgadas laminaciones de lutita. El análisis de las electrofacies indica un ambiente fluvial con canales de orientación Noreste-Suroeste y el comportamiento de las mismas en los pozos estratigráficos cercanos a la localización propuesta se estudio a través de un mapa. La continuidad lateral y vertical de la arena se verifico a través de la correlación en dirección Suroeste – Noreste con información de los pozos estratigráficos H28-1S, I26-1S y HI25-3S. (Figuras 5.2 y 5.3).

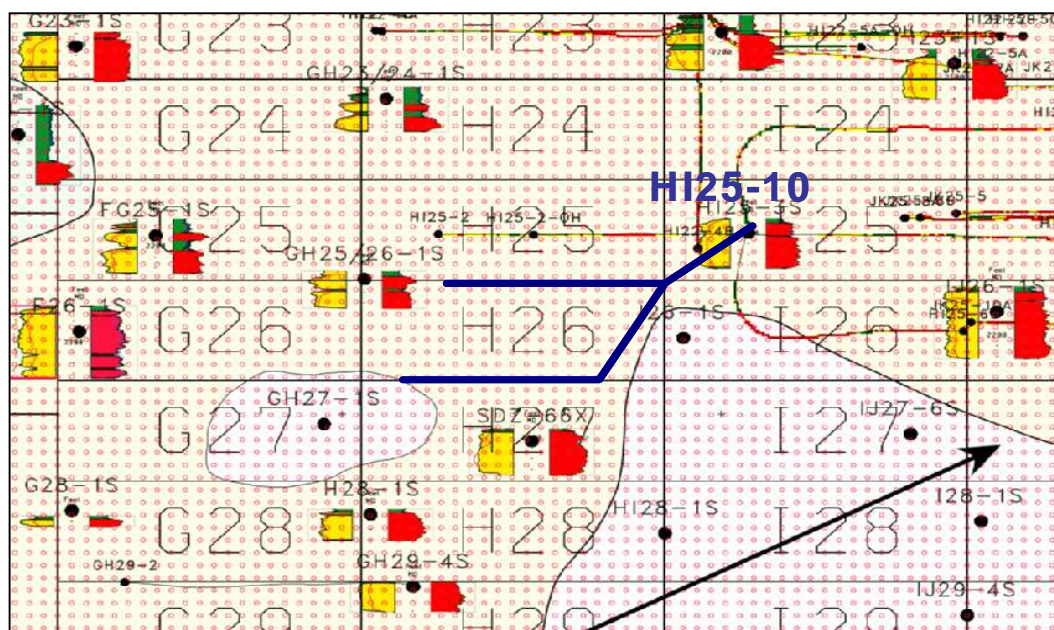


Figura 5.2 Mapa de ambiente sedimentario Arena DWS5A.

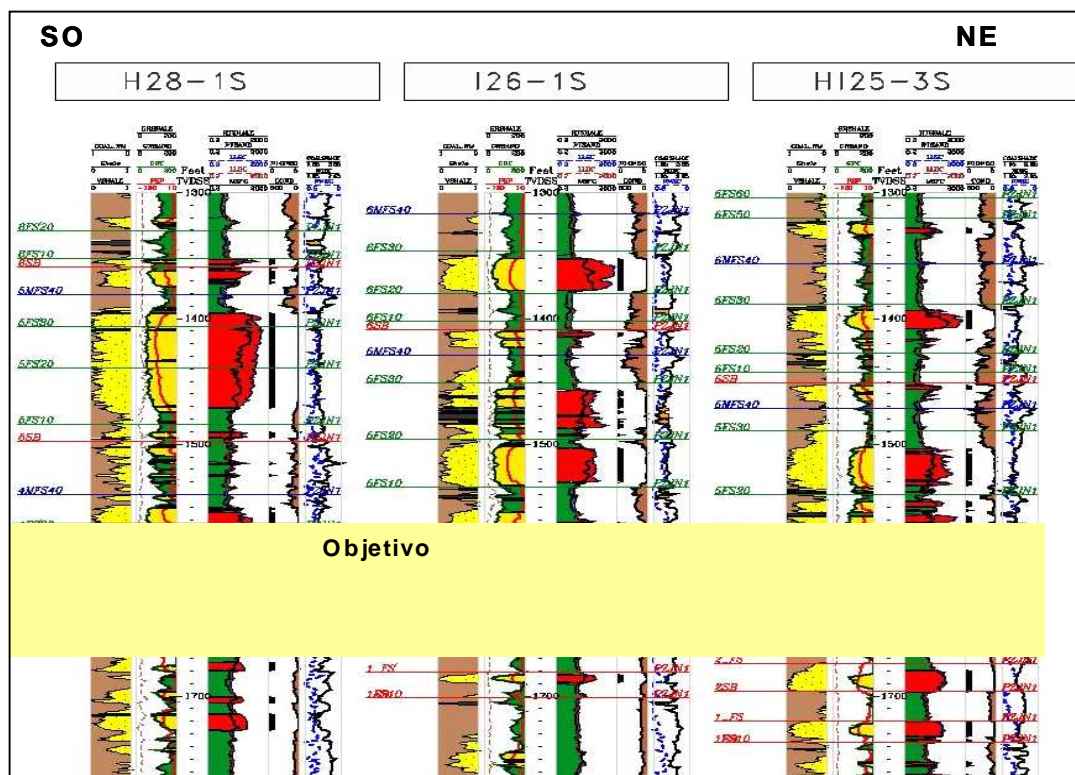


Figura 5.3 Sección Estructural Suroeste-Noreste de la arena DWS5A.

5.2 Trayectoria del pozo HI25-10

Para realizar la trayectoria del pozo HI25-10 se utilizó el Software Compass que permite obtener los surveys o corridas del pozo de interés (Ver apéndice A y B). El pozo HI25-10 es un pozo tipo horizontal – multilateral con dirección Oeste conformado por dos laterales, el lateral A y el lateral B, a continuación se muestran los targets y el diagrama correspondiente a los laterales en cuestión. (Tablas 5.1 y 5.2 y Figuras 5.4, 5.5, 5.6 y 5.7).

Tabla 5.1 Targets con profundidades del Lateral A.

LATERAL A		
TARGET	PROFUNDIDAD MD (Pies)	PROFUNDIDAD TVD (Pies)
KOP	545.0	545.0
Tope Tangente	2539.4	2030.4
Base Tangente	2736.5	2085.0
Punto de Entrada	3112.9	2160.9
Punto Horizontal	4519.0	2172.6
Profundidad Total	7251.3	2175.6

Tabla 5.2 Targets con profundidades del Lateral B.

LATERAL B		
TARGET	PROFUNDIDAD MD (Pies)	PROFUNDIDAD TVD (Pies)
Salida de la Ventana	2639.4	1965.8
Punto de Entrada	5500.8	2154.9

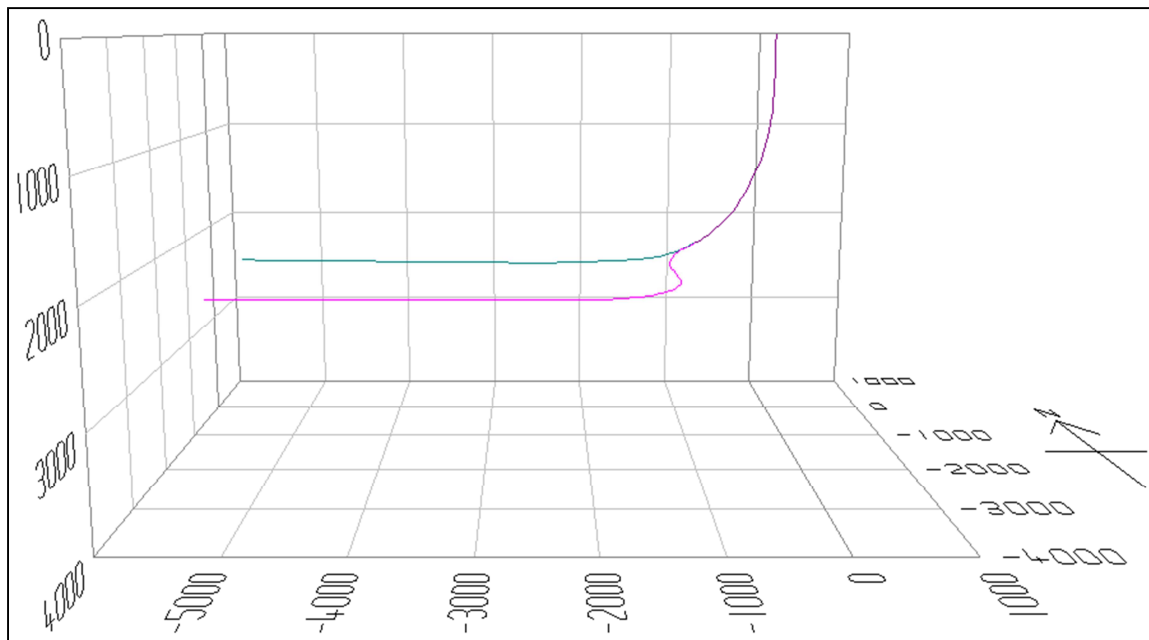


Figura 5.4 Trayectoria del pozo HI25-10 Vista tridimensional.

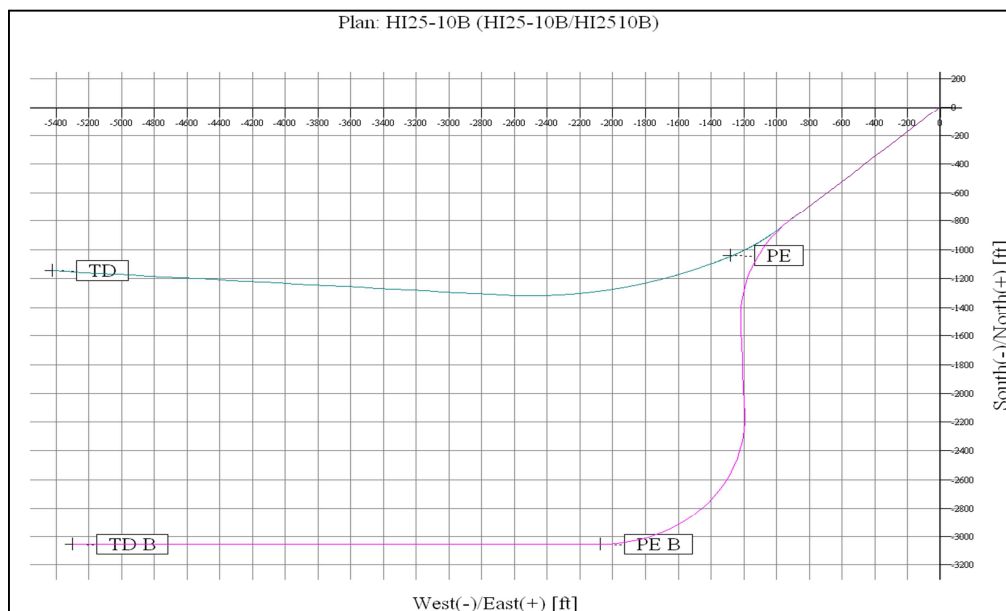


Figura 5.5 Trayectoria del pozo HI25-10 Vista de perfil.

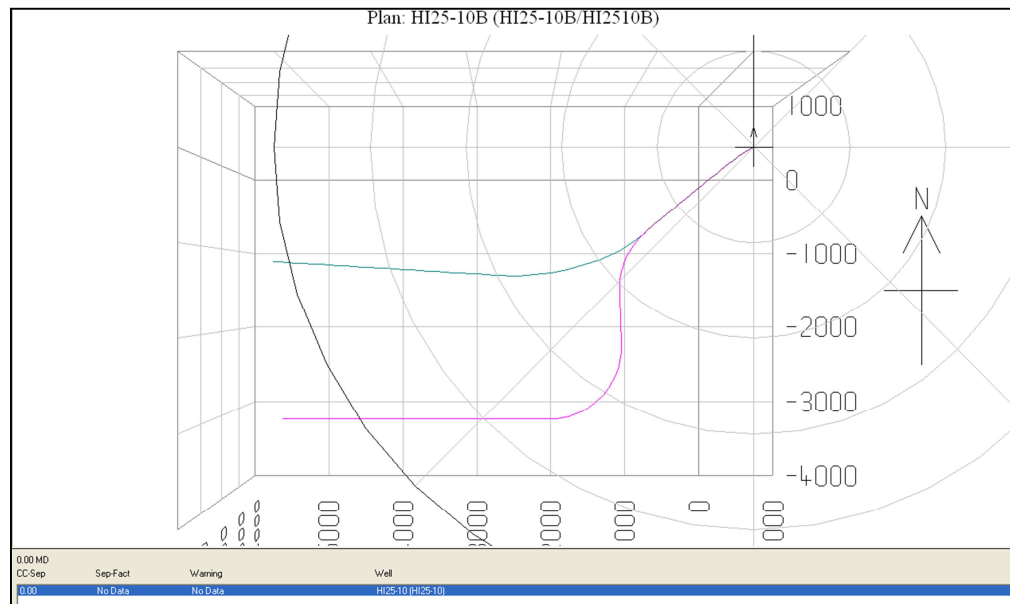


Figura 5.6 Trayectoria del pozo HI25-10 con elipses de incertidumbre.

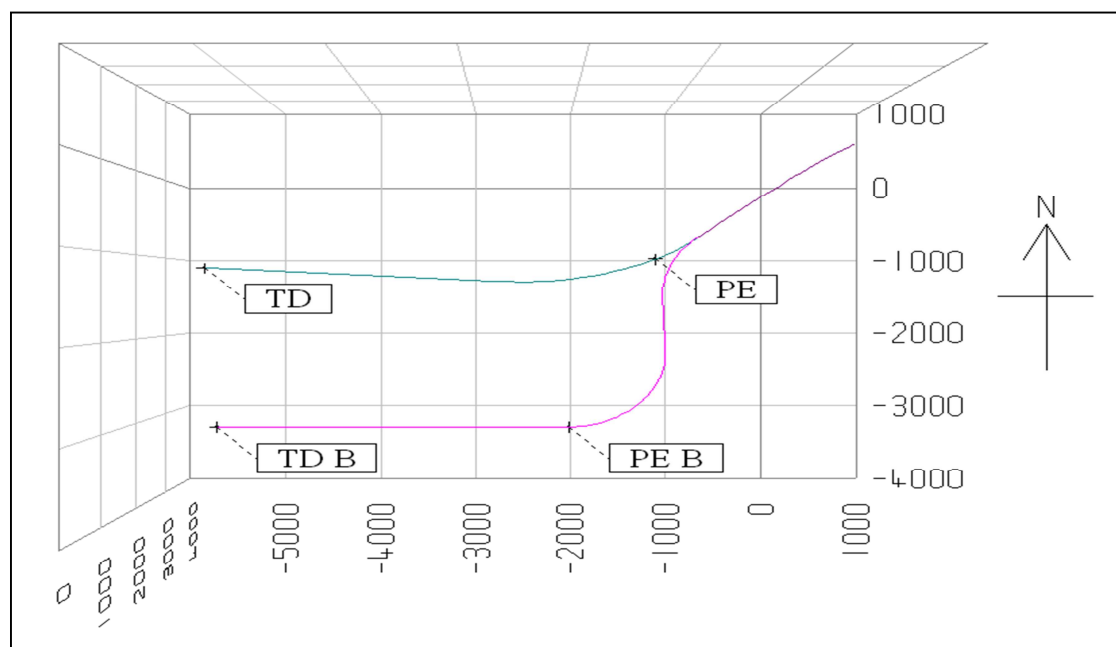


Figura 5.7 Trayectoria del pozo HI25-10 con los targets vista 3D.

5.3 Fluido de perforación

El pozo horizontal HI25-10 ubicado en el campo Zuata Principal, se recomienda perforarlo en 3 etapas, las características de las mechas y de los fluidos de perforación se presentan en la tabla 5.3, para cada intervalo de perforación. Cabe destacar que para cada etapa de perforación se emplea un fluido o lodo diferente, con composición distinta debido a que a mayor profundidad hay mayor complejidad y variaciones de presiones en las formaciones geológicas a travesar.

Tabla 5.3 Fluido de perforación recomendado.

FLUIDO DE PERFORACIÓN						
Sección a perforar	Mecha a utilizar (Pulgadas)	Profundidad (Pies)	Fluido a utilizar	Densidad del fluido (Libras por galones)	Composición del fluido	Volumen en total de lodo a procesar (Barriles)
Hoyo Superficial	1 6	+/- 459	Base Agua. Agua – Gel	8,5 – 8,9	Barita (densificante); Bentonita (viscosificante); Cal Hidratada (Inhibidor); Soda Caústica (alcalinizante).	688
Hoyo Intermedio	1 2 1/4	Desde 459 hasta 3115	Base Agua. Polimérico Inhibido.	8,5 – 8,9	Potasa Caústica (agente alcalinizante); XC Polimero (viscosificante); Pac.Lv (controlador de filtrado); Lignito (dispersante); Acetato de Potasio (inhibidor de arcilla); Carbonato de Calcio (agente puenteante); Poliglicol (inhibidor); Cal Hidratada (inhibidor).	1940
Hoyo de producción Lateral A	8 1/2	Desde 3115 hasta 7282	Base agua. Polimérico Viscoelástico	8,5 – 8,6	Goma Xántica (reductor de filtrado); Celulosa Polianiónica (viscosificante); Almidón	1591

					modificado (reductor de filtrado); Soda Caústica (control de reología y alcalinos).	
Hoyo de producción Lateral B	8 1/2	Desde 2604,7 hasta 8724	Base agua. Poli mérico Viscoelástico	8,5 – 8,6	Goma Xántica; Celulosa Polianiónica; Almidón modificado; Soda Caústica.	1839

En las tablas 5.4, 5.5 y 5.6 se muestran los aditivos a emplear con las cantidades recomendadas en las diferentes fases de la perforación

Tabla 5.4 Aditivos para la formulación del Fluido Agua – Gel.

HOYO SUPERFICIAL		
PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (Libras)	CONSUMO
Barita	Variable	Variable
Bentonita	10 - 15	13000 Libras
Cal Hidratada	0,5 – 1	700 Libras
Soda Cáustica	0,25 – 0,5	510 Libras

Tabla 5.5 Aditivos para la formulación del Fluido Polimérico Inhibido.

HOYO INTERMEDIO		
PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (Libras)	CONSUMO
Potasa Caustica	0,5 – 1	1230 Libras
XC Polimero	0,5 – 2	1900 Libras
Pac Lv	2 - 3	2500 Libras
Lignito /	1 – 2	3700 Libras

Lignosulfonato		
Acetato de Potasio	4 - 6	8400 Libras
Carbonato de Calcio	30	37000 Libras
Poliglicol	2%	25 Tambores
Cal Hidratada	0,5 – 1	2500 Libras
Solvente	10%	123 Barriles

Tabla 5.6 Aditivos para la formulación del Fluido Polimérico Viscoelástico.

HOYO DE PRODUCCIÓN		
PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (Libras / Barriles)	Consumo
Goma Xántica	1.25 - 2	92 Sacos
Celulosa Polianiónica	1 - 2	37 Sacos
Almidón modificado	1 - 3	37 Sacos
Soda Caústica	0,25 - 0,50	19 Sacos

5.4 Cementación del pozo HI25-10

La cementación del pozo HI25-10 debe de realizarse por etapas, primeramente se debe procurar proteger los acuíferos superficiales, para luego aislar el pozo de fluidos indeseables. A continuación se presenta el diagrama mecánico del pozo, los respectivos volúmenes de cementación y el tipo de cemento a utilizar. (Figura 5.8, tabla 5.7).

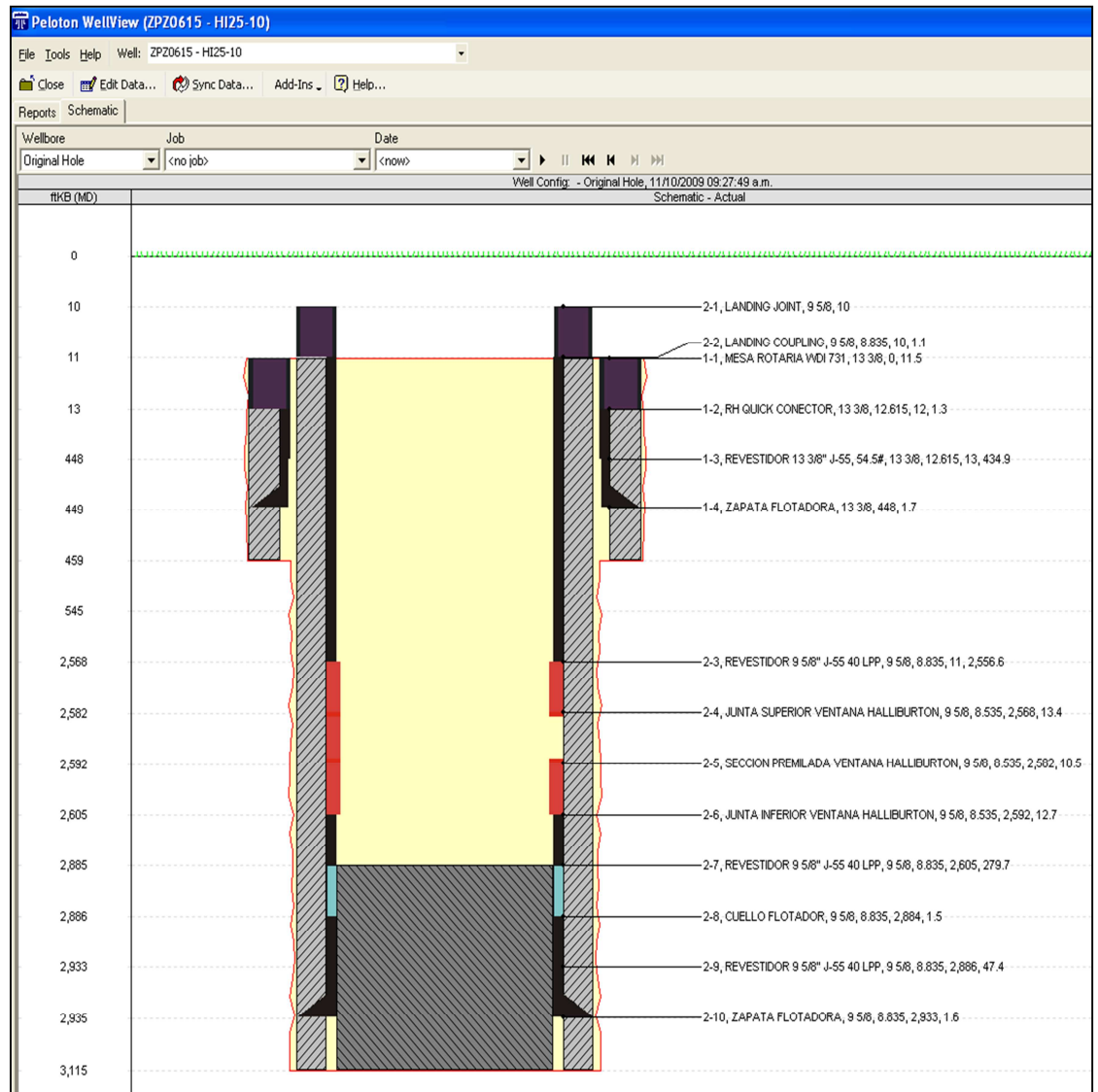


Figura 5.8 Diagrama mecánico del pozo HI25-10.

Tabla 5.7 Volúmenes de cemento a emplear.

CEMENTACIÓN DE REVESTIDORES			
Fase a perforar	Lechada a utilizar	Densidad (Libras por Galones)	Cantidad (Barriles)
Hoyo Superficial	Lechada Única	15.5	62
Hoyo Intermedio	Scavenger	11.5	30
	Llenado	13.5	123
	De Cola	14.5	108

5.5 Estimación de productividad del pozo HI25-10

La productividad es muy importante define si es viable o no realizar la inversión de perforación, haciendo un análisis de las gráficas de producción de los años 2007 – 2008 de los pozos vecinos HI25-6 y HI25-9 (Apéndice C), que son pozos multilaterales dobles, se estimo la producción de 500 Bbl mensuales (Tabla 5.8).

Tabla 5.8 Producción promedio años 2007 – 2008.

POZO	PRODUCCIÓN (Barriles)
HI25-6	400
HI25-9	600

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- La ubicación para realizar la perforación posee como coordenadas de superficie N 930.778,42 y E 302.485,58. Mientras que los laterales presentan las siguientes coordenadas de fondo: Lateral A N 930.803,00 y E 302.484,00; Lateral B N 930.197,00 y E 302.522,98.
- El pozo HI25-10 es un pozo Horizontal Multilateral tipo Dual Apilado, con dirección Oeste.
- En el hoyo: en la fase superficial (profundidad 459') el fluido a usar es en Base Agua gel, en la fase intermedia (profundidad 459'–3115') es un fluido Base Agua Polimérico Inhibido, y para los laterales A y B (profundidades 3115'-7282'; 2604,7'-8724') el fluido es base agua Polimérico Viscoelástico.
- La cementación está dividida en etapas, en la fase superficial la cantidad a procesar son 62 barriles, mientras que en la fase intermedia se deben de usar 3 lechadas con diferentes densidades y volúmenes empezando por la de menor densidad Scavenger con 30 barriles, para luego aplicar 123 barriles de la lechada de llenado y finalmente 108 barriles de cola para completar toda la operación de cementación.

- La productividad del Pozo Horizontal HI25-10 será de unos 500 Barriles de petróleo mensuales.

Recomendaciones

- Establecer el punto en superficie de la perforación a realizar considerando la mejor área y para el establecimiento de las coordenadas de fondo de los laterales se debe conocer muy bien la continuidad de la arena.
- Diseñar planes de entrenamiento para actualización y nivelación de los profesionales en las diversas áreas de la Gerencia de Yacimientos del Distrito Cabrutica.

REFERENCIAS

- Buccarello, G. (1999) **ESTUDIO DE LAS VARIABLES GEOLÓGICAS Y DE YACIMIENTOS EN EL PROYECTO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES. YACIMIENTO MFB-15 ARENA TL Y YACIMIENTO MFB-53 ARENA U1, 3 TRAMPA 15. CAMPO BARE ÁREA DE HAMACA FAJA DEL ORINOCO.** Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar. pp 110-180.
- Claret, A. (2005). **¿CÓMO HACER Y DEFENDER UNA TESIS?** Editorial Texto. Caracas, Venezuela. p 35.
- Contreras, V. y Franco, F. (2001) **ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN CON POZOS DE GEOMETRÍA COMPLEJA EN EL YACIMIENTO MFB-53/01-3 DEL CAMPO BARE.** Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar. pp 56-80.
- González de Juana, C. Iturralde, M. y Picard, X. (1980). **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y SUS CUENCAS PETROLÍFERAS.** Tomo I. Caracas, Foninvo, pp. 112-165.
- González, R. (1999) **ESTUDIO DE LAS VARIABLES GEOLÓGICAS Y DE YACIMIENTOS EN EL PROYECTO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES. YACIMIENTO MFB-205 ARENA R3 Y YACIMIENTO MFB-54 ARENA 23, 4 TRAMPA 15. CAMPO BARE ÁREA DE HAMACA FAJA DEL ORINOCO.** Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar. pp. 88-115.
- Halliburton (2009) **POZOS MULTILATERALES**, 14 de noviembre 2009, [<http://www.halliburton.com>].
- Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo (INTEVEP). (1999). **Informe de Actualización de Perforación Multilateral en Venezuela y el Mundo.** Caracas. p.56.

- Petróleo de Venezuela (PDVSA) **FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO**. 15 de enero 2009, [[http:// www.intranet.pdvsa.com](http://www.intranet.pdvsa.com)].
- Petróleo de Venezuela, Cied (2002) **FUNDAMENTOS DE CEMENTACIÓN**. pp. 166-215.
- Petróleo de Venezuela-Intevep. (1997) **CÓDIGO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA (CEV)**, 14 de noviembre 2009, [[http:// www.pdv.com/lexico](http://www.pdv.com/lexico)].
- Petrozuata, (2000) **ESTUDIO DEL BLOQUE JUNIN, CAMPO ZUATA PRINCIPAL**. San Diego de Cabrutica-Estado Anzoátegui.
- Petróleo de Venezuela, Cied. (1996). **PERFORACIÓN DIRECCIONAL**. Cied División Occidente. Tamare, Estado Zulia. pp. 47-69.
- Petroleum. (1995) **COMPLETACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS**. pp. 75-100.
- Universidad Nacional Experimental de las Fuerzas Armadas (2009) **MAESTRÍA EN PERFORACIÓN PETROLERA**. pp. 15-60.
- Universidad Pedagógica Experimental Libertador. (2005). **MANUAL DE TRABAJO DE GRADO DE ESPECIALIZACIÓN Y MAESTRÍA Y TESIS DOCTORALES**. Caracas, Fedupel, p14.
- Ugas, G. (1997). **ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES PERFORADOS EN EL CAMPO BARE**. Universidad de Oriente. Puerto La Cruz. p.10.
- Urbano, N. (2002). **ESQUEMA TECNOLÓGICO DE PERFORACIÓN ADICIONAL EN CLUSTER**. Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar. p.18.

APÉNDICES

APÉNDICE A

SURVEY DE LA TRAYECTORIA DEL POZO HI25-10 LATERAL A.

Tabla A1. Survey del lateral A, pozo HI25-10.

PDVSA PLAN											
Company: CABRUTICA			Date: 11/03/2010			Time: 16:06:17			Page: 1		
Field: HI25-10			Co-ordinate(NE) Reference: Site: HI25-10, Grid North			Vertical (TVD) Reference: SITE 569.5			Section (VS) Reference: Well (0.00N,0.00E,258.05Azi)		
Site: HI25-10			Survey Calculation Method: Minimum Curvature			Db: Sybase					
Well: HI25-10											
Wellpath: HI25-10											
Site: HI25-10											
Site Position:			Northing: 931128.10 m			Latitude: 8 25 10.125 N					
From: Map			Easting: 304138.21 m			Longitude: 64 46 43.808 W					
Position Uncertainty: 0.0 ft						North Reference: Grid					
Ground Level: 554.5 ft						Grid Convergence: -0.26 deg					
Site Datums											
Datum		Height		Uncertainty							
		ft		ft							
SITE		569.5									
Plan Section Information											
MD	Incl	Azim	TVD	+N/-S	+E/-W	DLS	Build	Turn	TFO	Target	
ft	deg	deg	ft	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft	deg	deg	
0.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
545.0	0.00	0.00	545.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2539.4	73.92	229.00	2030.4	-733.3	-843.5	3.71	3.71	0.00	229.00		
2736.5	73.92	229.01	2085.0	-857.5	-986.5	0.00	0.00	0.01	90.00		
3113.7	82.97	245.92	2161.0	-1054.5	-1297.0	5.00	2.40	4.48	63.27		
3245.0	89.78	247.92	2169.3	-1105.9	-1417.5	5.40	5.19	1.52	16.41		
4535.1	89.93	273.46	2172.6	-1312.9	-2680.0	1.98	0.01	1.98	89.70	PH	
7282.1	89.94	273.45	2175.6	-1147.2	-5422.0	0.00	0.00	0.00	-26.44	TD	
Annotation											
MD	TVD										
ft	ft										
545.0	545.0	KOP									
2539.4	2030.4	TOP TANG									
2736.5	2085.0	BASE TANG									
3112.9	2160.9	PE									
4519.0	2172.6	PH									
7251.3	2175.6	TD									
Survey											
MD	Incl	Azim	TVD	N/S	E/W	VS	DLS	MapN	MapE	Comment	
ft	deg	deg	ft	ft	ft	ft	deg/100ft	m	m		
0.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	931128.10	304138.21		
100.0	0.00	0.00	100.0	0.0	0.0	0.0	0.00	931128.10	304138.21		
200.0	0.00	0.00	200.0	0.0	0.0	0.0	0.00	931128.10	304138.21		
300.0	0.00	0.00	300.0	0.0	0.0	0.0	0.00	931128.10	304138.21		
400.0	0.00	0.00	400.0	0.0	0.0	0.0	0.00	931128.10	304138.21		
500.0	0.00	0.00	500.0	0.0	0.0	0.0	0.00	931128.10	304138.21		
545.0	0.00	0.00	545.0	0.0	0.0	0.0	0.00	931128.10	304138.21		
600.0	2.04	229.00	600.0	-0.6	-0.7	0.9	3.71	931127.90	304137.98		
700.0	5.74	229.00	699.7	-5.1	-5.9	6.8	3.71	931126.55	304136.42		
800.0	9.45	229.00	798.8	-13.8	-15.8	18.3	3.71	931123.90	304133.38		
900.0	13.16	229.00	896.9	-26.6	-30.6	35.5	3.71	931119.98	304128.87		
1000.0	16.86	229.00	993.5	-43.6	-50.2	58.1	3.71	931114.81	304122.92		
1100.0	20.57	229.00	1088.2	-64.7	-74.4	86.2	3.71	931108.39	304115.54		
1200.0	24.28	229.00	1180.6	-89.7	-103.2	119.5	3.71	931100.76	304106.76		
1300.0	27.98	229.00	1270.3	-118.6	-136.4	158.0	3.71	931091.96	304096.63		
1400.0	31.69	229.00	1357.1	-151.2	-173.9	201.5	3.71	931082.01	304085.19		
1500.0	35.40	229.00	1440.4	-187.5	-215.6	249.8	3.71	931070.96	304072.48		
1600.0	39.10	229.00	1520.0	-227.2	-261.3	302.7	3.71	931058.86	304058.56		
1700.0	42.81	229.00	1595.5	-270.1	-310.8	360.0	3.71	931045.76	304043.49		
1800.0	46.51	229.00	1666.6	-316.3	-363.8	421.4	3.71	931031.71	304027.32		
1900.0	50.22	229.00	1733.0	-365.3	-420.2	486.7	3.71	931016.76	304010.13		
2000.0	53.93	229.00	1794.5	-417.0	-479.7	555.7	3.71	931000.99	303991.99		

Tabla A2. Survey del lateral A, pozo HI25-10.

PDVSA PLAN										
Company: CABRUTICA			Date: 11/03/2010		Time: 16:06:17		Page: 2			
Field: HI25-10			Co-ordinate(NE) Reference:		Site: HI25-10, Grid North					
Site: HI25-10			Vertical (TVD) Reference:		SITE 569.5					
Well: HI25-10			Section (VS) Reference:		Well (0.00N,0.00E,258.05Azi)					
Wellpath: HI25-10			Survey Calculation Method:		Minimum Curvature		Db: Sybase			
Survey										
MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	N/S ft	E/W ft	VS ft	DLS deg/100ft	MapN m	MapE m	Comment
2100.0	57.63	229.00	1850.7	-471.3	-542.1	627.9	3.71	930984.46	303972.97	
2200.0	61.34	229.00	1901.5	-527.8	-607.1	703.2	3.71	930967.23	303953.16	
2300.0	65.05	229.00	1946.6	-586.3	-674.5	781.2	3.71	930949.39	303932.63	
2400.0	68.75	229.00	1985.8	-646.7	-743.9	861.6	3.71	930931.00	303911.47	
2500.0	72.46	229.00	2019.0	-708.5	-815.1	944.1	3.71	930912.14	303889.78	
2539.4	73.92	229.00	2030.4	-733.3	-843.5	977.1	3.71	930904.60	303881.10	
2600.0	73.92	229.00	2047.2	-771.5	-887.5	1028.0	0.00	930892.96	303867.71	
2700.0	73.92	229.01	2074.9	-834.5	-960.0	1112.0	0.00	930873.74	303845.60	
2736.5	73.92	229.01	2085.0	-857.5	-986.5	1142.7	0.00	930866.72	303837.52	
2800.0	75.37	231.94	2101.8	-896.5	-1033.7	1196.9	5.00	930854.86	303823.14	
2900.0	77.72	236.48	2125.1	-953.3	-1112.6	1285.8	5.00	930837.53	303799.10	
3000.0	80.14	240.93	2144.3	-1004.3	-1196.4	1378.4	5.00	930822.00	303773.54	
3100.0	82.63	245.32	2159.3	-1048.9	-1284.6	1473.9	5.00	930808.39	303746.67	
3113.7	82.97	245.92	2161.0	-1054.5	-1297.0	1487.2	5.00	930806.68	303742.90	
3200.0	87.44	247.24	2168.2	-1088.7	-1375.9	1571.4	5.40	930796.26	303718.85	
3245.0	89.78	247.92	2169.3	-1105.9	-1417.5	1615.7	5.40	930791.03	303706.16	
3300.0	89.79	249.01	2169.5	-1126.1	-1468.6	1669.9	1.98	930784.88	303690.58	
3400.0	89.80	250.99	2169.9	-1160.3	-1562.6	1768.9	1.98	930774.45	303661.94	
3500.0	89.81	252.97	2170.2	-1191.2	-1657.6	1868.3	1.98	930765.02	303632.96	
3600.0	89.82	254.95	2170.5	-1218.8	-1753.7	1968.1	1.98	930756.60	303603.67	
3700.0	89.83	256.93	2170.9	-1243.1	-1850.7	2068.0	1.98	930749.20	303574.10	
3800.0	89.84	258.91	2171.1	-1264.1	-1948.5	2168.0	1.98	930742.82	303544.30	
3900.0	89.85	260.89	2171.4	-1281.6	-2047.0	2267.9	1.98	930737.47	303514.29	
4000.0	89.86	262.87	2171.7	-1295.7	-2146.0	2367.7	1.98	930733.16	303484.12	
4100.0	89.88	264.85	2171.9	-1306.4	-2245.4	2467.2	1.98	930729.90	303453.82	
4200.0	89.89	266.83	2172.1	-1313.7	-2345.1	2566.3	1.98	930727.69	303423.42	
4300.0	89.90	268.81	2172.3	-1317.5	-2445.0	2664.8	1.98	930726.53	303392.96	
4400.0	89.91	270.79	2172.4	-1317.9	-2545.0	2762.7	1.98	930726.42	303362.49	
4500.0	89.93	272.76	2172.6	-1314.8	-2645.0	2859.8	1.98	930727.36	303332.02	
4535.1	89.93	273.46	2172.6	-1312.9	-2680.0	2893.8	1.98	930727.94	303321.33	
4600.0	89.93	273.46	2172.7	-1308.9	-2744.8	2956.3	0.00	930729.13	303301.59	
4700.0	89.93	273.46	2172.8	-1302.9	-2844.6	3052.7	0.00	930730.97	303271.17	
4800.0	89.93	273.46	2172.9	-1296.9	-2944.4	3149.1	0.00	930732.81	303240.74	
4900.0	89.93	273.46	2173.1	-1290.8	-3044.3	3245.5	0.00	930734.65	303210.32	
5000.0	89.93	273.46	2173.2	-1284.8	-3144.1	3341.9	0.00	930736.49	303179.90	
5100.0	89.93	273.46	2173.3	-1278.8	-3243.9	3438.3	0.00	930738.33	303149.47	
5200.0	89.93	273.46	2173.4	-1272.7	-3343.7	3534.8	0.00	930740.17	303119.05	
5300.0	89.93	273.46	2173.5	-1266.7	-3443.5	3631.2	0.00	930742.01	303088.62	
5400.0	89.93	273.46	2173.6	-1260.7	-3543.3	3727.6	0.00	930743.85	303058.20	
5500.0	89.94	273.46	2173.8	-1254.6	-3643.2	3824.0	0.00	930745.68	303027.77	
5600.0	89.94	273.46	2173.9	-1248.6	-3743.0	3920.4	0.00	930747.52	302997.35	
5700.0	89.94	273.46	2174.0	-1242.6	-3842.8	4016.8	0.00	930749.36	302966.92	
5800.0	89.94	273.46	2174.1	-1236.6	-3942.6	4113.2	0.00	930751.20	302936.50	
5900.0	89.94	273.46	2174.2	-1230.5	-4042.4	4209.6	0.00	930753.04	302906.08	
6000.0	89.94	273.46	2174.3	-1224.5	-4142.3	4306.0	0.00	930754.87	302875.65	
6100.0	89.94	273.46	2174.4	-1218.5	-4242.1	4402.4	0.00	930756.71	302845.23	
6200.0	89.94	273.46	2174.5	-1212.4	-4341.9	4498.8	0.00	930758.55	302814.80	
6300.0	89.94	273.46	2174.6	-1206.4	-4441.7	4595.2	0.00	930760.39	302784.38	
6400.0	89.94	273.46	2174.7	-1200.4	-4541.5	4691.6	0.00	930762.22	302753.95	
6500.0	89.94	273.45	2174.8	-1194.4	-4641.3	4788.1	0.00	930764.06	302723.53	
6600.0	89.94	273.45	2174.9	-1188.3	-4741.2	4884.5	0.00	930765.90	302693.10	
6700.0	89.94	273.45	2175.0	-1182.3	-4841.0	4980.9	0.00	930767.73	302662.68	
6800.0	89.94	273.45	2175.2	-1176.3	-4940.8	5077.3	0.00	930769.57	302632.25	

Tabla A3. Survey del lateral A, pozo HI25-10

**PDVSA
PLAN**

Company: CABRUTICA		Date: 11/03/2010		Time: 16:06:17		Page: 3	
Field: HI25-10		Co-ordinate(NE) Reference: Site: HI25-10, Grid North		Vertical (TVD) Reference: SITE 569.5			
Site: HI25-10		Section (VS) Reference: Well (0.00N, 0.00E, 258.05Azi)		Survey Calculation Method: Minimum Curvature		Db: Sybase	
Well: HI25-10		Wellpath: HI25-10					

Survey										
MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	N/S ft.	E/W ft	VS ft	DLS deg/100ft	MapN m	MapE m	Comment
6900.0	89.94	273.45	2175.3	-1170.3	-5040.6	5173.7	0.00	930771.40	302801.83	
7000.0	89.94	273.45	2175.4	-1164.2	-5140.4	5270.1	0.00	930773.24	302571.40	
7100.0	89.94	273.45	2175.5	-1158.2	-5240.3	5366.5	0.00	930775.08	302540.98	
7200.0	89.94	273.45	2175.6	-1152.2	-5340.1	5462.9	0.00	930776.91	302510.56	
7282.1	89.94	273.45	2175.6	-1147.2	-5422.0	5542.1	0.00	930778.42	302485.58	

APÉNDICE B

SURVEY DE LA TRAYECTORIA DEL POZO HI25-10 LATERAL BTabla

B1. Survey del lateral B, pozo HI25-10.

PDVSA PLAN											
Company: PDVSA Cabrutica			Date: 07/04/2010			Time: 11:12:18			Page: 1		
Field: CABRUTICA			Co-ordinate(NE) Reference:			Site: HI25-10, Grid North					
Site: HI25-10			Vertical (TVD) Reference:			SITE 569.5					
Well: HI25-10			Section (VS) Reference:			Well (0.00N,0.00E,239.58Azi)					
Wellpath: HI25-10			Survey Calculation Method:			Minimum Curvature			Db: Sybase		
Site: HI25-10											
Site Position:			Northing: 931128.10 m			Latitude: 8 25 10.125 N					
From: Map			Easting: 304138.21 m			Longitude: 64 46 43.908 W					
Position Uncertainty:			0.0 ft			North Reference:			Grid		
Ground Level:			554.5 ft			Grid Convergence:			-0.26 deg		
Site Datums											
Datum		Height		Uncertainty							
		ft		ft							
SITE		569.5									
Plan Section Information											
MD	Incl	Azim	TVD	+N-S	+E-W	DLS	Build	Turn	TFO	Target	
ft	deg	deg	ft	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft	deg		
2639.4	73.92	229.01	1965.8	-970.3	-1116.4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3458.9	90.74	177.78	2174.8	-1516.6	-1219.5	6.50	2.05	-8.25	-76.59		
4082.0	90.74	177.78	2166.8	-2139.2	-1195.3	0.00	0.00	0.00	0.00		
5500.8	90.00	270.00	2154.9	-3054.8	-2076.1	6.50	-0.05	6.50	89.97	PE B	
6724.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-5299.3	0.00	0.00	0.00	0.00	TD B	
Annotation											
MD	TVD										
ft	ft										
2639.4	1965.8	SAL VENTANA									
5500.8	2154.9	PE									
Survey											
MD	Incl	Azim	TVD	N/S	E/W	VS	DLS	MapN	MapE	Comment	
ft	deg	deg	ft	ft	ft	ft	deg/100ft	m	m		
2639.4	73.92	229.01	1965.8	-970.3	-1116.4	1454.0	0.00	930832.35	303797.92		
2650.0	74.08	228.31	1968.7	-977.1	-1124.1	1464.0	6.50	930830.29	303795.59		
2700.0	74.87	225.04	1982.1	-1010.1	-1159.1	1511.0	6.50	930820.22	303784.91		
2750.0	75.70	221.79	1994.8	-1045.2	-1192.3	1557.4	6.50	930809.51	303774.78		
2800.0	76.58	218.57	2006.8	-1082.3	-1223.7	1603.2	6.50	930798.21	303765.24		
2850.0	77.50	215.37	2018.0	-1121.2	-1252.9	1648.2	6.50	930786.34	303756.31		
2900.0	78.46	212.19	2028.4	-1161.9	-1280.1	1692.2	6.50	930773.96	303748.03		
2950.0	79.45	209.04	2038.0	-1204.1	-1305.1	1735.1	6.50	930761.08	303740.41		
3000.0	80.47	205.90	2046.7	-1247.8	-1327.8	1776.8	6.50	930747.77	303733.49		
3050.0	81.52	202.79	2054.5	-1292.8	-1348.2	1817.1	6.50	930734.06	303727.28		
3100.0	82.60	199.69	2061.4	-1338.9	-1366.1	1856.0	6.50	930719.99	303721.82		
3150.0	83.69	196.61	2067.4	-1386.1	-1381.6	1893.2	6.50	930705.62	303717.10		
3200.0	84.81	193.54	2072.4	-1434.1	-1394.5	1928.7	6.50	930690.98	303713.16		
3250.0	85.94	190.49	2076.4	-1482.9	-1404.9	1962.3	6.50	930676.12	303710.00		
3300.0	87.08	187.44	2079.5	-1532.2	-1412.7	1993.9	6.50	930661.10	303707.63		
3350.0	88.23	184.39	2081.5	-1581.8	-1417.8	2023.5	6.50	930645.95	303706.06		
3400.0	89.38	181.35	2082.6	-1631.8	-1420.3	2051.0	6.50	930630.74	303705.30		
3450.0	90.53	178.32	2082.6	-1681.8	-1420.2	2076.2	6.50	930615.50	303705.34		
3458.9	90.74	177.78	2174.8	-1516.6	-1219.5	1819.5	6.50	930665.84	303766.51		
3500.0	90.74	177.78	2174.3	-1557.7	-1217.9	1838.9	0.00	930653.31	303766.99		
3800.0	90.74	177.78	2173.0	-1657.6	-1214.0	1866.2	0.00	930622.86	303768.17		
3700.0	90.74	177.78	2171.7	-1757.5	-1210.1	1933.4	0.00	930592.40	303769.36		
3800.0	90.74	177.78	2170.4	-1857.5	-1206.3	1980.6	0.00	930561.95	303770.54		
3900.0	90.74	177.78	2169.1	-1957.4	-1202.4	2027.9	0.00	930531.49	303771.72		
4000.0	90.74	177.78	2167.8	-2057.3	-1198.5	2075.1	0.00	930501.04	303772.90		
4082.0	90.74	177.78	2166.8	-2139.2	-1195.3	2113.9	0.00	930476.07	303773.87		
4100.0	90.74	178.95	2166.5	-2157.2	-1194.8	2122.5	6.50	930470.58	303774.03		
4150.0	90.74	182.20	2165.9	-2207.2	-1195.3	2148.3	6.50	930455.35	303773.88		

PDVSA PLAN

Company: PDVSA Cabrutica				Date: 07/04/2010		Time: 11:12:18		Page: 2		
Field: CABRUTICA				Co-ordinate(NE) Reference:		Site: HI25-10, Grid North				
Site: HI25-10				Vertical (TVD) Reference:		SITE 569.5				
Well: HI25-10				Section (VS) Reference:		Well (0.00N,0.00E,239.58Azi)				
Wellpath: HI25-10				Survey Calculation Method:		Minimum Curvature Db: Sybase				
Survey										
MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	N/S ft.	E/W ft	VS ft	DLS deg/100ft	MapN m	MapE m	Comment
4200.0	90.74	185.45	2165.3	-2257.1	-1198.7	2176.4	6.50	930440.14	303772.86	
4250.0	90.73	188.70	2164.6	-2306.7	-1204.8	2206.8	6.50	930425.02	303770.98	
4300.0	90.72	191.95	2164.0	-2355.9	-1213.8	2239.5	6.50	930410.03	303768.25	
4350.0	90.71	195.20	2163.4	-2404.5	-1225.5	2274.2	6.50	930395.22	303764.88	
4400.0	90.70	198.45	2162.7	-2452.3	-1240.0	2310.9	6.50	930380.64	303760.27	
4450.0	90.69	201.70	2162.1	-2499.3	-1257.1	2349.4	6.50	930366.33	303755.04	
4500.0	90.67	204.95	2161.5	-2545.2	-1276.9	2389.8	6.50	930352.34	303749.00	
4550.0	90.65	208.20	2161.0	-2589.9	-1299.3	2431.7	6.50	930338.71	303742.19	
4600.0	90.63	211.45	2160.4	-2633.2	-1324.2	2475.1	6.50	930325.49	303734.61	
4650.0	90.61	214.70	2159.9	-2675.1	-1351.4	2519.8	6.50	930312.72	303726.29	
4700.0	90.58	217.95	2159.3	-2715.4	-1381.0	2565.7	6.50	930300.45	303717.27	
4750.0	90.56	221.20	2158.8	-2753.9	-1412.9	2612.7	6.50	930288.70	303707.56	
4800.0	90.53	224.45	2158.4	-2790.6	-1446.9	2660.6	6.50	930277.52	303697.20	
4850.0	90.50	227.70	2157.9	-2825.3	-1482.9	2709.2	6.50	930266.95	303686.23	
4900.0	90.47	230.95	2157.5	-2857.9	-1520.8	2758.4	6.50	930257.02	303674.67	
4950.0	90.43	234.20	2157.1	-2888.2	-1560.5	2808.0	6.50	930247.76	303662.57	
5000.0	90.40	237.45	2156.7	-2916.3	-1601.9	2857.9	6.50	930239.20	303649.96	
5050.0	90.36	240.70	2156.4	-2942.0	-1644.7	2907.9	6.50	930231.37	303636.89	
5100.0	90.32	243.95	2156.1	-2965.2	-1689.0	2957.8	6.50	930224.30	303623.40	
5150.0	90.29	247.20	2155.8	-2985.9	-1734.5	3007.5	6.50	930218.00	303609.52	
5200.0	90.25	250.45	2155.6	-3004.0	-1781.2	3056.9	6.50	930212.49	303595.31	
5250.0	90.21	253.70	2155.4	-3019.4	-1828.7	3105.7	6.50	930207.80	303580.82	
5300.0	90.17	256.95	2155.2	-3032.0	-1877.1	3153.8	6.50	930203.94	303566.08	
5350.0	90.13	260.20	2155.1	-3041.9	-1926.1	3201.1	6.50	930200.92	303551.14	
5400.0	90.08	263.45	2155.0	-3049.0	-1975.6	3247.3	6.50	930198.75	303536.06	
5450.0	90.04	266.70	2155.0	-3053.3	-2025.4	3292.5	6.50	930197.45	303520.88	
5500.0	90.00	270.00	2154.9	-3054.8	-2076.1	3337.0	6.50	930197.00	303505.40	
5600.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-2175.3	3422.5	0.00	930197.00	303475.16	
5700.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-2275.3	3508.8	0.00	930197.00	303444.68	
5800.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-2375.3	3595.0	0.00	930197.00	303414.20	
5900.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-2475.3	3681.3	0.00	930197.00	303383.72	
6000.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-2575.3	3767.5	0.00	930197.00	303353.24	
6100.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-2675.3	3853.7	0.00	930197.00	303322.76	
6200.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-2775.3	3940.0	0.00	930197.00	303292.28	
6300.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-2875.3	4026.2	0.00	930197.00	303261.80	
6400.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-2975.3	4112.4	0.00	930197.00	303231.32	
6500.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-3075.3	4198.7	0.00	930197.00	303200.84	
6600.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-3175.3	4284.9	0.00	930197.00	303170.36	
6700.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-3275.3	4371.1	0.00	930197.00	303139.88	
6800.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-3375.3	4457.4	0.00	930197.00	303109.40	
6900.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-3475.3	4543.6	0.00	930197.00	303078.92	
7000.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-3575.3	4629.9	0.00	930197.00	303048.44	
7100.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-3675.3	4716.1	0.00	930197.00	303017.96	
7200.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-3775.3	4802.3	0.00	930197.00	302987.48	
7300.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-3875.3	4888.6	0.00	930197.00	302957.00	
7400.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-3975.3	4974.8	0.00	930197.00	302926.52	
7500.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-4075.3	5061.0	0.00	930197.00	302896.04	
7600.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-4175.3	5147.3	0.00	930197.00	302865.56	
7700.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-4275.3	5233.5	0.00	930197.00	302835.08	
7800.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-4375.3	5319.7	0.00	930197.00	302804.60	
7900.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-4475.3	5406.0	0.00	930197.00	302774.12	
8000.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-4575.3	5492.2	0.00	930197.00	302743.64	

Tabla B3. Survey del Lateral B, pozo HI25-10.

PDVSA PLAN										
Company: PDVSA Cabrutica			Date: 07/04/2010		Time: 11:12:18		Page: 3			
Field: CABRUTICA			Co-ordinate(N/E) Reference:		Site: HI25-10, Grid North					
Site: HI25-10			Vertical (TVD) Reference:		SITE 569.5					
Well: HI25-10			Section (VS) Reference:		Well (0.00N,0.00E,239.58Azi)					
Wellpath: HI25-10			Survey Calculation Method:		Minimum Curvature		Db: Sybase			
Survey										
MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	N/S ft.	E/W ft	VS ft	DLS deg/100ft	MapN m	MapE m	Comment
8100.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-4675.3	5578.5	0.00	930197.00	302713.16	
8200.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-4775.3	5664.7	0.00	930197.00	302682.68	
8300.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-4875.3	5750.9	0.00	930197.00	302652.20	
8400.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-4975.3	5837.2	0.00	930197.00	302621.72	
8500.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-5075.3	5923.4	0.00	930197.00	302591.24	
8600.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-5175.3	6009.6	0.00	930197.00	302560.76	
8700.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-5275.3	6095.9	0.00	930197.00	302530.28	
8724.0	90.00	270.00	2155.0	-3054.8	-5299.3	6116.5	0.00	930197.00	302522.98	

APÉNDICE C

GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS VECINOS AL HI25-10

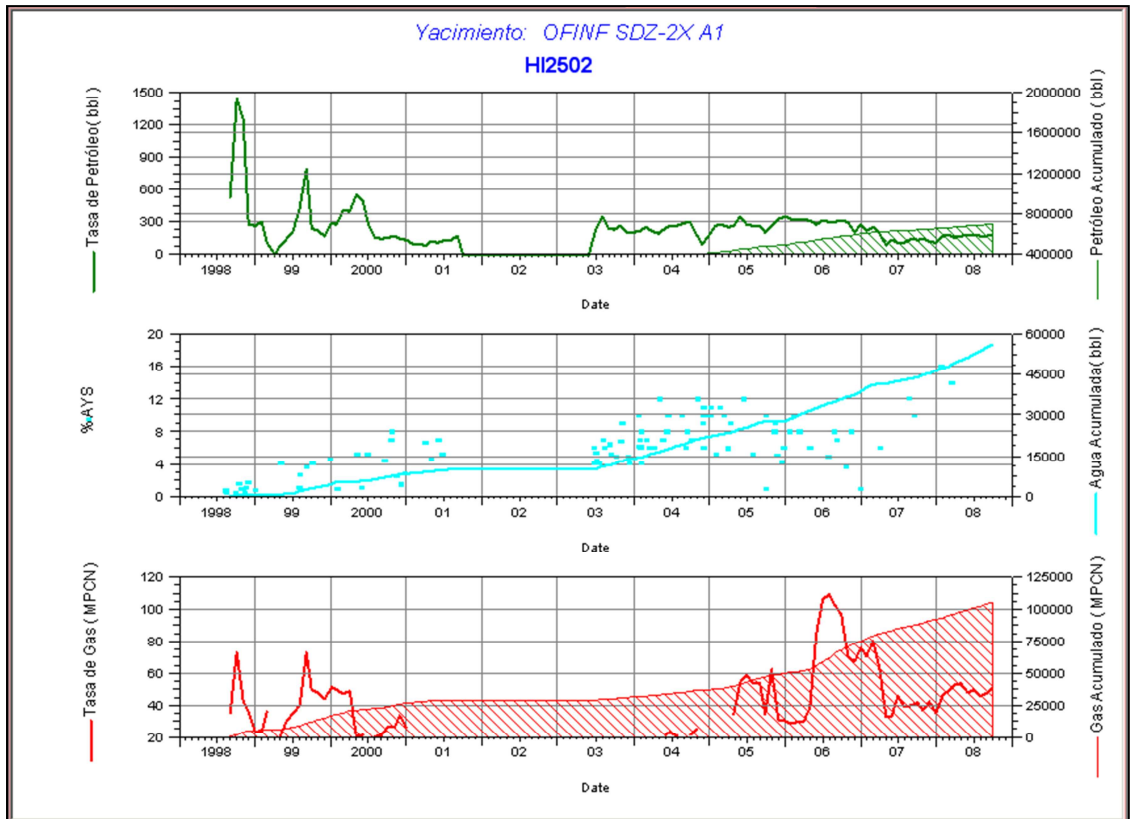


Figura C1. Histórico de producción del pozo ZPZ0021 (HI25-2).

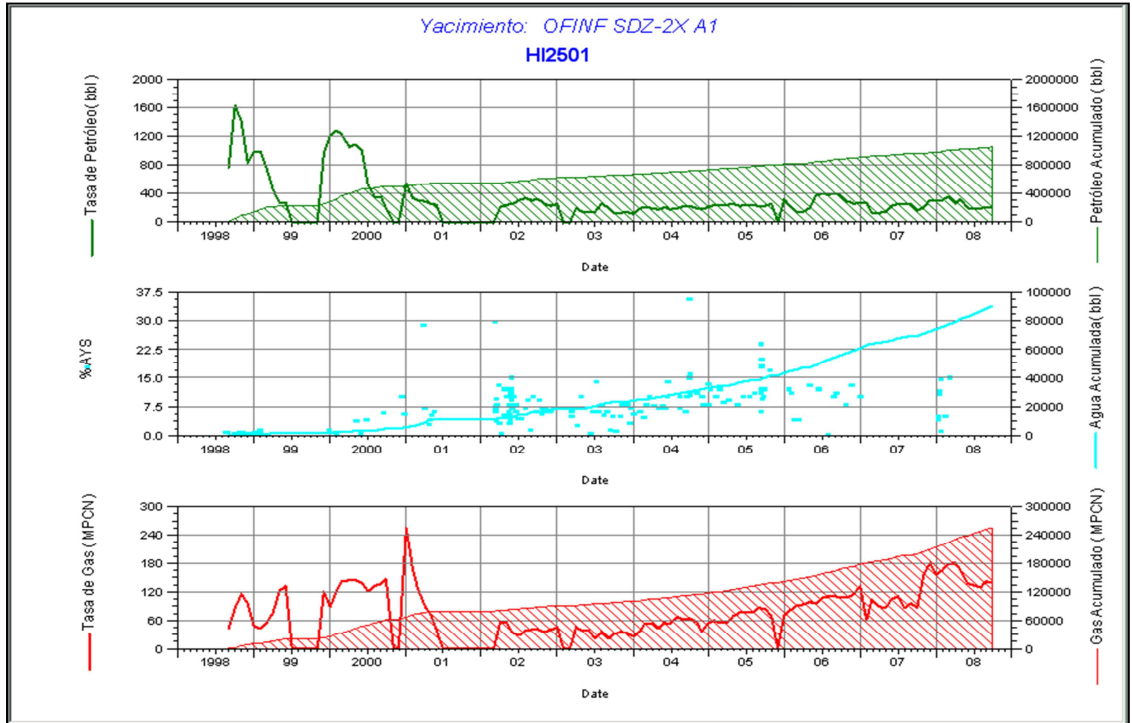


Figura C2. Histórico de producción del pozo ZPZ0020 (HI25-1).

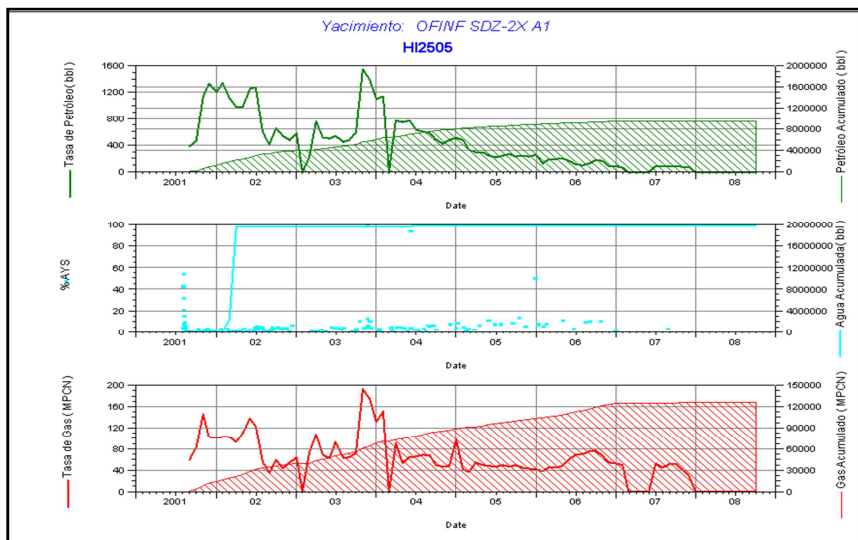


Figura C3. Histórico de producción del pozo ZPZ0359 (HI25-6).

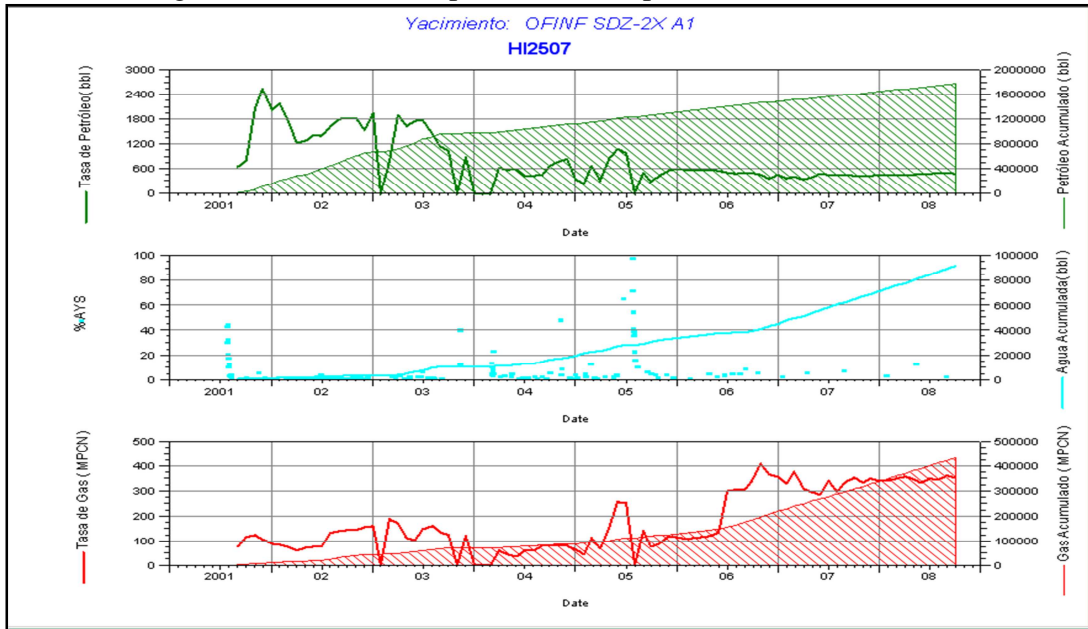


Figura C4. Histórico de producción del pozo ZPZ0360 (HI25-7).

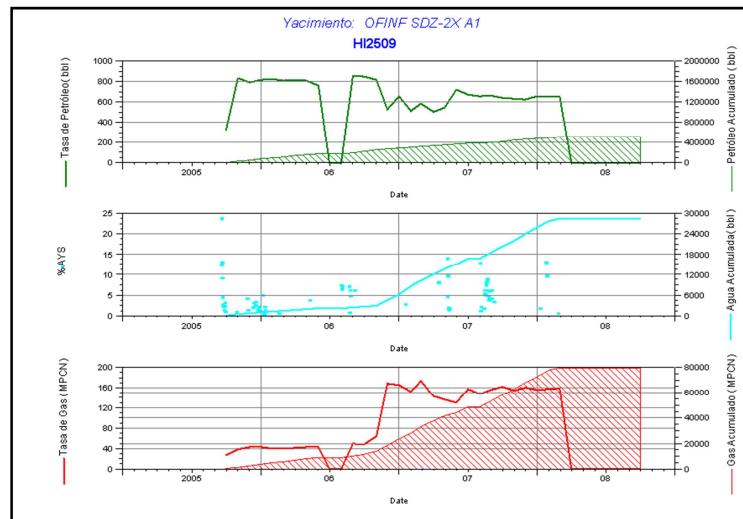


Figura C5. Histórico de producción del pozo ZPZ0459 (HI25-9).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 1/5

Título	Diseño del pozo HI25-10 Macolla HI en el Yacimiento OF INF SDZ-2X A1, Bloque Junín, Campo Zuata Principal, Distrito Cabrutica, Estado Anzoátegui.
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Valerio G., Vanessa del V.	CVLAC	18.594.823
	e-mail	valeriovanessa@Hotmail.com
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Diseño
Pozo Horizontal
Multilateral
Fluido de Perforación
Cementación de Revestidores

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 3/5

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
Rivadulla Rosario	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	3.825.175
	e-mail	
	e-mail	
Monteverde Francisco	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	12.192.676
	e-mail	
	e-mail	
Sandoval Berenice	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	8.884.428
	e-mail	
	e-mail	
	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2010	06	30

Lenguaje: spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 4/5

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Tesis. DISEÑO DEL POZO HI 25-10 MACOLLA HI EN EL YACIMIENTO OF INF SDZ-2X A1, BLOQUE JUNÍN, doc	Application/msword

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: PDVSA Distrito Cabrutica (Opcional)

Temporal: 10 AÑOS (Opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo: Ingeniero Geólogo

Nivel Asociado con el Trabajo: PREGRADO

Área de Estudio: Departamento de Geotecnia

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado: Universidad de Oriente

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 5/5

Derechos:

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado
“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la
Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros
fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo,
quien lo participara al Consejo Universitario”

Vanessa Valerio

Valerio Vanessa
AUTOR 1

AUTOR 2

AUTOR 3

AUTOR 4

Rivadulla Rosario
Prof. Rivadulla Rosario
TUTOR

Francisco Monteverde
Prof. Monteverde Francisco
JURADO 1

Berenice Sandoval
Prof. Sandoval Berenice
JURADO 2

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS:

Wilmer Zerpa
Prof. Wilmer Zerpa

