



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA PETRÓLEO**

TEMA:

**“DISEÑO Y COMPLETACIÓN DE TRAYECTORIAS COMPLEJAS
EN EL CAMPO YUCA.”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

**GUSTAVO ANDRÉS LEÓN PALADINES
GALO ALEN VELASCO GODOY**

TUTOR:

**VARGAS GUTIÉRREZ XAVIER ERNESTO
MASTER OF SCIENCE**

LA LIBERTAD – ECUADOR

2023

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETROLEO

TEMA:

**“DISEÑO Y COMPLETACIÓN DE TRAYECTORIAS COMPLEJAS
EN EL CAMPO YUCA.”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

GUSTAVO ANDRÉS LEÓN PALADINES

GALO ALEN VELASCO GODOY

TUTOR:

VARGAS GUTIÉRREZ XAVIER ERNESTO

MASTER OF SCIENCE

LA LIBERTAD – ECUADOR

2023

TRIBUNAL DE SUSTENTACION



Ing. Marllelis Gutiérrez H., PhD
DIRECTORA DE LA CARRERA DE
PETRÓLEOS



Ing. Xavier E. Vargas G., MSc
DOCENTE TUTOR



Ing. Carlos A. Portilla L., MSc
DOCENTE ESPECIALISTA



Carlos A. Malavé C., MSc.
DOCENTE GUÍA DE LA UIC



Ing. David Vega G.
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **DISEÑO Y COMPLETACIÓN DE TRAYECTORIAS COMPLEJAS EN EL CAMPO YUCA** elaborado por los estudiantes Gustavo Andrés León Paladines y Galo Alen Velasco Godoy, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti-plagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 10 % de la valoración permitida.



CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

tesis velasco - leon - copia

10%
Similitudes



1% Texto entre comillas
< 1% similitudes entre comillas
< 1% Idioma no reconocido

Nombre del documento: tesis velasco - leon - copia.docx
ID del documento: 3375c65019264f7f64bccbc00a818fb9688159c8
Tamaño del documento original: 275,65 kB

Depositante: XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ
Fecha de depósito: 3/8/2023
Tipo de carga: interface
fecha de fin de análisis: 3/8/2023

Número de palabras: 10.542
Número de caracteres: 66.114

Ing. Xavier E. Vargas G. MSc.

Docente Tutor

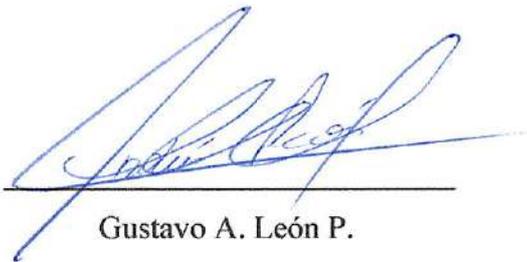
C.I.: 0906392493

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Gustavo Andrés León Paladines y Galo Alen Velasco Godoy, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“DISEÑO Y COMPLETACIÓN DE TRAYECTORIAS COMPLEJAS EN EL CAMPO YUCA”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



Gustavo A. León P.

Autor de Tesis

C.I: 0705435386



Galo A. Velasco G.

Autor de Tesis

C.I: 0606228245

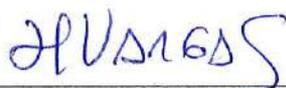
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Xavier E. Vargas G., MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“DISEÑO Y COMPLETACIÓN DE TRAYECTORIAS COMPLEJAS EN EL CAMPO YUCA”** previo a la obtención del Título de Ingeniero elaborado por los Srs. Gustavo Andrés León Paladines y Galo Alen Velasco Godoy, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Ing. Xavier E. Vargas G., MSc.

Docente Tutor

C.I.: 0906392493

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 17 de julio de 2023

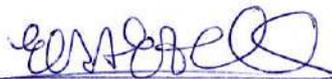
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, **Del Pezo Reyes Elsa Esmeralda** con cédula de ciudadanía **0910001007**, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del trabajo de integración curricular "**Diseño y completación de trayectorias compleja en el campo Yuca.**", elaborado por **Gustavo Andrés León Paladines y Galo Alen Velasco Godoy**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena de la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad a los diecisiete días del mes de julio de dos mil veintitrés.

Atentamente



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes

"MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL"

Número de cédula: 0910001007

Número de celular: 0963137128

Número de registro de SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTOS

Antes de todo, agradezco a Dios por permitirme llegar a este momento de mi vida.

A mi querida madre Mónica Godoy y padre Galo Velasco que siempre me dio su apoyo durante todo este proceso de formación.

A mis amigos y compañeros, que siempre estuvieron compartiendo momentos de estudio y dificultades durante nuestra formación profesional.

A los Ingenieros Romel Erazo Bone, Carlos Alfredo Malavé, Carlos Alberto Portilla, Xavier Ernesto Vargas de la Carrera de Ingeniería en Petróleo que con su enseñanza y dedicación me transmitieron sus conocimientos para poder aplicarlos en mi vida profesional y en la realización de mi trabajo de integración curricular.

Velasco Godoy Galo Alen

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, doy gracias a Dios por permitirme llegar a este momento, a mi madre Alexandra Paladines que siempre me dio su apoyo y cariño incondicional cuando lo necesite. A mis hijos Matías León y Emma León que con su amor me impulsaron a seguir siempre hacia adelante; a mi hermana Andrea Sánchez que me apoyo en todo este camino de mi carrera universitaria y toda mi familia.

A mis compañeros que siempre estuvieron ahí para los momentos de estudio y dificultades que se nos presentaron en la carrera.

A los Ingenieros Romel Erazo Bone, Carlos Alfredo Malavé, Carlos Alberto Portilla, Xavier Ernesto Vargas de la Carrera de Ingeniería en Petróleo que con su enseñanza y dedicación me transmitieron sus conocimientos para poder aplicarlos en mi vida profesional y en la realización de mi trabajo de integración curricular.

León Paladines Gustavo Andrés

CONTENIDO

pág.

TRIBUNAL DE SUSTENTACION	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	iv
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vi
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGIA	vii
AGRADECIMIENTOS.....	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS.....	xv
LISTA DE TABLAS.....	xvii
RESUMEN	xix
ABSTRACT	xx
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTEDECENTES	1
1.3 HIPÓTESIS	4
1.4 OBJETIVOS.....	4
1.4.1 Objetivo General.....	4
1.4.2 Objetivos Específicos.....	4
1.5 ALCANCE	5

1.6	VARIABLES.....	5
1.6.1	Variables Dependientes.....	5
1.6.2	Variables Independientes.....	5
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO		6
2.1	GENERALIDADES	6
2.2	UBICACIÓN DEL CAMPO	6
2.3	GEOLOGÍA.....	7
2.3.1	Estratigrafía.....	7
a)	Formación Hollín (Aptiano Superior - Albiano Medio).....	7
➤	Hollín Principal.....	7
➤	Hollín Superior.....	7
b)	Formación Napo (Albiano Medio - Santoniano).....	7
➤	NAPO “T”.....	7
➤	NAPO “U”.....	8
2.4	TRAYECTORIAS COMPLEJAS DE POZOS MULTILATERALES	9
2.4.1	Generalidades.....	9
2.4.2	Aplicación de los Pozos Multilaterales.....	10
a)	Desplazamiento de una sección lateral.....	10
2.4.3	Aplicación a Diferentes Yacimientos.....	11
a)	Yacimientos Irregulares.....	11
b)	Yacimientos con Problemas de Conificación de Gas.....	11
c)	Formaciones de Baja Permeabilidad.....	11
d)	Yacimientos con Poco Espesor.....	11
e)	Yacimientos Estratificados y Zonas Laminadas.....	12
f)	Zonas con Cuerpos Productores Multicapas.....	12
g)	Estructuras en Forma de Domo.....	12

2.4.4	Ventajas y Desventajas de Pozos Multilaterales.	12
a)	Ventajas.	12
b)	Desventajas.	12
2.4.5	Configuración básica de pozo multilateral.	13
2.4.6	Clasificación de TAML.	15
a)	Nivel 1.	15
b)	Nivel 2.	16
c)	Nivel 3.	16
d)	Nivel 4.	17
e)	Nivel 5.	18
f)	Nivel 6.	18
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....		20
3.1	OBTENCIÓN DE COORDENADAS DEL POZOS	20
3.2	SECTORIZACIÓN DE ÁREA DE INTERES	21
3.3	DETERMINACIÓN DE ZONAS DE INTERES DEL POZO MULTILATERAL	22
3.3.1	Definición de Targets del Pozo Multilateral.....	24
3.4	CREACIÓN DEL POZO MULTILATERAL.....	25
3.4.1	Creación de la Compañía.....	25
3.4.2	Creación del Proyecto.....	26
3.4.3	Establecimiento de la Locación del Pozo.	27
3.4.4	Definición de Formaciones.....	28
3.4.5	Generación de Wellpath.	29
a)	Wellbore Principal – Target 0.	29
b)	Wellbore Lateral 1 – Target 1.....	31
c)	Wellbore Lateral 2 – Target 2.....	33

3.5	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO Y DIAMETROS DE CASING ..	35
3.5.1	Análisis de Diagramas de Completación de Pozos Adyacentes al Lugar de Estudio.	35
3.5.2	Definición de Asentamiento y Diámetros de Casing.....	36
3.5.3	Establecimiento de Asentamiento y Diámetros de Casing en Compass. .	37
3.6	DETERMINACIÓN DE COMPLETACIÓN DE POZO MULTILATERAL	39
3.6.1	Definición de TAML.	39
3.6.2	Descripción y especificación de equipos de completación.	42
a)	Dual Tubing Wellhead y Chistmas Tree: Dual Completion Wellhead System.	42
b)	Multilateral Junction: RapidXtreme.	43
c)	Válvulas de Control de Influjo (ICV): TRFC-HDM.	45
d)	Packers.....	46
➤	BluePack ESP.	46
➤	GT Dual String Production Packer.	48
e)	Bomba Electro Sumergible: REDA.....	48
f)	Blast Joints y Flow Couplings.	50
g)	Seating Nipple.	51
h)	Sliding Sleeve.	52
i)	Hydro-trip sub pressure.	53
j)	Deflector.....	54
k)	Liner Hanger: HCHR.....	55
	CAPITULO IV: ANALISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	56
4.1	TRAYECTORIA DEL POZO MULTILATERAL.....	56
4.2	DIAGRAMA DE CASING DEL POZO MULTILATERAL.....	58

4.3	COMPLETACIÓN DEL CASO EN PRÁCTICA	59
4.4	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	62
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		64
5.1	CONCLUSIONES	64
5.2	RECOMENDACIONES	66
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		67
ANEXOS.....		71
Anexo A		72
Anexo B.....		73
Anexo C		73

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Mapa de la ubicación del Campo Yuca.....	6
Figura 2. Estratigrafía del Campo Yuca.	9
Figura 3. Pozo multilateral.	10
Figura 4. Desplazamiento de una sección lateral.	10
Figura 5. Configuraciones básicas de un pozo multilateral.....	13
Figura 6. Arreglos horizontales.	14
Figura 7. Tramos apilados verticalmente.	14
Figura 8. TAML Nivel 1 – Laterales y pozo principal abierto.....	15
Figura 9. TAML Nivel 2 – Lateral abierto y pozo principal revestido.	16
Figura 10. TAML Nivel 3 – Lateral revestido sin cementar y pozo principal revestido y cementado.....	17
Figura 11. TAML Nivel 4 – Lateral y pozo principal está revestido y cementados.	17
Figura 12. TAML Nivel 5 – Lateral y pozo principal están revestidos y cementados... ..	18
Figura 13. TAML Nivel 6 – Lateral y pozo principal están revestidos y cementados... ..	18
Figura 14. Localización pozos Campo Yuca y sectorización.....	21
Figura 15. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente.....	23
Figura 16. Creación de la compañía, caso estudio.	25
Figura 17. Creación del proyecto, caso estudio: información General.	26
Figura 18. Creación del proyecto, caso estudio: información de Mapa.	27
Figura 19. Creación de locación de pozo multilateral, caso estudio: información General.	27
Figura 20. Creación de pozo multilateral, caso estudio.....	28
Figura 21. Creación de topes de formación, caso estudio.	28
Figura 22. Planeamiento del pozo, caso de estudio.	29
Figura 23. Trayectoria del pozo: Target 0, caso de estudio.....	30

Figura 24. Planeamiento del pozo: lateral 1, caso de estudio.....	31
Figura 25. Planeamiento del pozo: lateral 1, caso de estudio.....	33
Figura 26. Planeamiento del pozo: lateral 2, caso de estudio.....	33
Figura 27. Trayectoria del pozo: Target 0 y 2, caso de estudio.....	34
Figura 28. Puntos de revestimiento Principal – Target 0 (Hollin superior), caso estudio.	38
Figura 29. Puntos de revestimiento Lateral 1 – Target 1 (T inferior), caso estudio.....	38
Figura 30. Puntos de revestimiento Lateral 2 – Target 2 (U inferior), caso estudio.	39
Figura 31. Diagrama para selección de TAML.	39
Figura 32. Dual tubing wellhead y Christmas tree, Dual completion wellhead system.	42
Figura 33. RapidXtreme TAML 5 Multilateral Junction.	43
Figura 34. ICV TRFC-HDM.	45
Figura 35. BluePack ESP.....	47
Figura 36. GT Dual String Production Packer.	48
Figura 37. ESP REDA.	49
Figura 38. Blast Joint (izquierda) y Flow Coupling (derecha).	50
Figura 39. Seating Nipple.	51
Figura 40. Sliding Sleeve.....	52
Figura 41. Hydro-trip sub pressure.....	54
Figura 42. Deflector.....	54
Figura 43. Liner Hanger HCHR.	55
Figura 44. Trayectorias del pozo multilateral, vista 3D, caso de estudio.....	57
Figura 45. Trayectorias del pozo multilateral, vista 2D superior, caso de estudio.....	58
Figura 46. Pozo multilateral (trayectoria y revestimiento), caso estudio.	58
Figura 47. Diagrama de completación de pozo multilateral, caso estudio.	60

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Coordenadas de pozos (Wellhead)	20
Tabla 2. Estado de los pozos de los sectores analizados.	22
Tabla 3. Tope y Base de arenas productoras de pozos considerados.	22
Tabla 4. Características de la estratigrafía de la Cuenca Oriente	24
Tabla 5. Planificación geográfica del pozo piloto multilateral.....	25
Tabla 6. Survey – wellbore principal (Hollín superior), caso estudio.....	30
Tabla 7. Survey – wellbore lateral Target 1, caso estudio.....	32
Tabla 8. Survey – wellbore lateral Target 2, caso estudio.....	34
Tabla 9. Diámetros de casing y asentamientos, antecedentes.	35
Tabla 10. Diámetros de casing y asentamientos Principal - Target 0 (Hollin superior), caso estudio.....	36
Tabla 11. Diámetros de casing y asentamientos Lateral 1 - Target 1 (T inferior), caso estudio.....	37
Tabla 12. Diámetros de casing y asentamientos Lateral 2 - Target 2 (U inferior), caso estudio.....	37
Tabla 13. Levantamiento artificial utilizado en los pozos del campo Yuca.....	41
Tabla 14. Características de Dual completion wellhead system.	43
Tabla 15. Características de Multilateral Junction: RapidXtreme.....	44
Tabla 16. Especificaciones de ICV TRFC-HDM.....	46
Tabla 17. Especificaciones de BluePack ESP.	47
Tabla 18. Especificaciones de ESP REDA.....	49
Tabla 19. Especificaciones de Blast Joint y Flow Counplings.....	50
Tabla 20. Especificaciones seating nipple.....	51
Tabla 21. Especificaciones sliding sleeve.	53

Tabla 22. Especificaciones Hydro-trip sub.....	54
Tabla 23. Especificaciones Liner Hanger HCHR.....	55
Tabla 24. Representación gráfica de herramientas usadas en diagrama de completación, caso de estudio.....	61
Tabla 25. Intervalos de los targets 0, 1 y 2.	62
Tabla 26. Análisis económico del costo de perforación y completación.	62

“DISEÑO Y COMPLETACIÓN DE TRAYECTORIAS COMPLEJAS EN EL CAMPO YUCA”

Autor(es): León Paladines Gustavo Andrés
Velasco Godoy Galo Alen

Tutor: Vargas Gutiérrez Xavier Ernesto

RESUMEN

El presente proyecto analiza la aplicación para la creación de un pozo multilateral en el campo Yuca. Este estudio analiza primero el diseño de trayectorias complejas o multilateral y segundo la completación del pozo.

Se realizó planeación mediante el software Compass el diseño de la trayectoria en base a los datos del campo como la estratigrafía, surveys, targets y producción actual. Los resultados obtenidos en la simulación utilizando el software fueron de un pozo vertical y dos laterales del pozo multilateral nivel 5 y completarlo en su fase inicial.

La completación se realizó con una bomba electrosomergible para que a futuro se pueda realizar cualquier reacondicionamiento, un liner de 7” y todo el pozo cementado.

Ese proyecto nos ayudaría a optimizar gastos a futuros en el proceso que tengamos perforando pozos en diferentes reservorios obteniendo beneficio técnico, ambiental y económico.

PALABRAS CLAVE: Reacondicionamiento, Surveys, Targets, Liner,

“DESIGN AND COMPLETION OF COMPLEX WELLPATH IN THE FIELD YUCA”

Authors: León Paladines Gustavo Andrés
Velasco Godoy Galo Alen

Tutor: Vargas Gutiérrez Xavier Ernesto

ABSTRACT

This Project analyzes the application for the creation of a multilateral well in the Yuca field. This study analyzes first the design of complex or multilateral trajectories and second the completion of the well. Planning was carried out using the Compass software the design of the trajectory based on field data such as stratigraphy, surveys, targets and current production. The results obtained in the simulation using the software were from a vertical well and two lateral ones of the multilateral well level 5 and complete it in its initial phase. The completion was carried out with an electro submersible pump so that the future any reconditioning can be carried out, a 7” liner and the entire cemented well. This project would help us optimize future expenses in the process we have drilling wells in different reservoirs obtaining technical benefit, environmental and economic.

KEYWORDS: Reconditioning, Surveys, Targets, Liner

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Los pozos direccionales no son suficientes para incrementar la producción en función de su costo, existen lugares de poca accesibilidad que se encuentra con área de restricción ambiental, ríos, geología del subsuelo, domos salinos, fallas geológicas, algunos casos más, haciendo imposible realizar trabajo con perforación convencional.

Los pozos de alcance extendido y multilaterales facilitan desde un solo pozo llegar a varios reservorios, lo que causa un incremento en el área de drenaje, esto permite un aumento en la producción.

Los pozos del campo Yuca tienen los siguientes problemas:

- Baja productividad.
- Tiene un corte de agua elevado.
- Daño en la formación.

Por esto, este trabajo se enfoca en la expansión del área de drenaje, que permita el incremento de la producción, mediante un diseño utilizando software Compass, que accede a varios reservorios, asegurando la integridad del pozo principal con los pozos subsidiarios, evitando un impacto ambiental, así como reduciendo los tiempos de no producción, que permite reducir costos.

1.2 ANTEDECENTES

Un pozo de alcance extendido (ERD por sus siglas en inglés de Extended Reach Drilling) se define como aquel que posee una relación desviación horizontal-profundidad vertical verdadera (MD/TVD) de más de 2,0. La base de datos de pozos ERD de la industria de perforación clasifica los pozos,

creciente complejidad de construcción, en pozos de alcance| corto, intermedio, extendido y ultra-extendido.(Rafael Aguilar, 2016)

En el año 2012 el Ecuador introdujo la tecnología Multilateral perforando Multilateral nivel 4 y luego de los resultados de perforación y producción el estudio realizado de la tecnología para diseñar y planificar pozos multilaterales Nivel 5 con el objetivo de incrementar la producción en el Ecuador minimizando los impactos ambientales y de riesgos durante la perforación.(Cuzco Yamasca & Ortiz Bonilla, 2013a)

El diseño y perforación de un pozo multilateral puede ser aplicado no solo a los pozos nuevos, sino a aquellos ya existentes, con operaciones de reentrada o pozos exploratorios. Además, puede ser tan simple como un pozo vertical con un sidetrack (desviación), o llegar a ser más complejo como un pozo horizontal, con múltiples entradas laterales y sublaterales.

La configuración multilateral general incluye, pozos bifurcados, pozos con ramales agrupados, con varias entradas desde un pozo principal desviado o con varias entradas desde un pozo principal vertical, pozos con ramales apilados y pozos con entradas opuestas. El diseño y configuración de los pozos se determinará a partir de los requerimientos de formaciones específicas, drene de los yacimientos, y de los recursos tecnológicos disponibles.

A pesar del alto nivel de complejidad que supone un pozo multilateral, se han podido llevar a cabo las perforaciones mediante la utilización de equipos tecnológicos direccionales, aunque, de igual manera involucra cierto rango de riesgos que van desde la inestabilidad del pozo, atascamiento de tuberías, problemas con zonas de sobrepresión al revestidor, hasta problemas de cementación y desviación. Adicionalmente, pueden ocurrir graves problemas durante la perforación y terminación de zonas con daño, y dificultades para localizar y permanecer en las zonas productivas mientras se perforan los segmentos laterales. (Ángel Da Silva, 2019)

Los pozos de alcance extendido (ERD, por sus siglas en inglés) se pueden perforar extremadamente en yacimientos distantes para reducir la infraestructura y huella operativa. Perforar y extender su alcance a mayores profundidades requiere densidad de

circulación equivalente (ECD) y resistencia friccional debido al gran desplazamiento horizontal, largo pozo abierto e inestabilidad del pozo.(Zhang et al., 2021)

La perforación pozos de alcance extendido (ERD), sirve principalmente para perforar en zonas remotas de reservorios extensos y experiencias en perforaciones horizontales, especialmente diseñados para el drenaje óptimo de yacimientos complejos. El pozo ERD más reciente perforado tiene un alcance horizontal de 7290 m. Se incluyen también los últimos planes de implementación estas técnicas en el desarrollo de nuevos campos.(Tjoetta et al., 1994)

Factores importantes que deben ser considerado al diseñar sartas de perforación para horizontal y pozos de alcance extendido (ERD). Un segundo artículo examinará las cuestiones de diseño de revestimiento para el mismo tipo de pozos y presentar algunos casos prácticos de campo y ejemplos de sarta de perforación. Pandeo de la sarta y su influencia en la capacidad de alcance, se enfatizará la fatiga y el control direccional.(Cunha et al., 2002)

Los pozos ML comprenden un pozo primario (o troncal/principal/principal) o pozos secundarios (o ramales/laterales) que salen del pozo primario, todos los cuales producen o inyectar fluidos o proporcionar información. La clasificación de pozos ML se centra en la unión entre pozos primarios y secundarios. Si la unión está abierta o cerrada o si la tubería o la carcasa están instaladas a través la unión determina la clasificación de un pozo ML. Un esquema de clasificación de la industria especifica seis niveles de finalización de ML, aumentando en complejidad de uno a seis.(Denney, 1998)

La inestabilidad del pozo plantea una amenaza única en los pozos multilaterales, de modo que la tendencia al colapso o la fractura aumenta en las uniones de los pozos. Deformación de la carcasa, dificultad en el rendimiento de herramientas y equipos de perforación, por mencionar sólo algunos, se encuentran entre los principales problemas asociados con esta inestabilidad.(Anyanwu et al., 2013)

Este estudio ilustra la implementación de un enfoque único para un diseño de pozo complejo que incluye dos secciones laterales (L0 y L1) en una estructura de yacimiento compleja que apunta a múltiples zonas. El monitoreo continuo de las mediciones

direccionales fue esencial para la entrega exitosa del pozo principal, mientras se cumplen las restricciones del proyecto. El ensamblaje de fondo (BHA) utilizado en el 6-1/8" secciones horizontales se componía de un sistema giratorio orientable (RSS) con gamma de bit cercano, profundidad azimutal tecnología de distancia al límite de resistividad y densidad/porosidad de bits cercanos.

Se utilizó software especializado en la creación de modelos de geo navegación de las zonas objetivo en el yacimiento. La interpretación dinámica en tiempo real de la morfología de la estructura fue clave para maximizar la exposición de las zonas productivas y minimizar el contacto con zonas no productivas. La técnica de desvío de trayectoria en pozo abierto para la puesta en marcha de L1 involucró un procedimiento detallado y una característica especial diseñada en el plan del pozo para facilitar el desvío de la trayectoria deseada zona. Se usó lodo a base de agua para optimizar las mediciones de registro durante la perforación (LWD) con el fin de predecir zonas fracturadas, mientras que la recomendación del peso del lodo y la identificación del riesgo de presión se basaron sobre análisis geo mecánico.(Alenezi et al., 2020)

1.3 HIPÓTESIS

Mediante el diseño de trayectorias complejas de un pozo es posible el incremento del área de drenaje.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

Diseñar trayectorias complejas mediante el planeamiento de un pozo multilateral en el Software Compass, para el alcance de zonas productoras del campo YUCA.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Analizar la información del campo Yuca
- Selección de coordenadas del campo Yuca.

- Realizar el diseño de trayectorias complejas en el área de drenaje, empleando el software Compass.
- Establecer el diseño de la completación de trayectorias complejas en el campo Yuca.
- Realizar un análisis económico del costo de este proyecto.

1.5 ALCANCE

Este proyecto tiene la finalidad de diseñar una perforación y completación que facilite la optimización de la recuperación de petróleo.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Área de drenaje
- Costo
- Trayectoria de pozo

1.6.2 Variables Independientes.

- Completación de pozo
- Incremento de la producción.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

Generalidades del campo y teoría sobre los pozos multilaterales.

2.1 GENERALIDADES

El campo Yuca fue descubierto el 31 de octubre de 1970 por la Compañía Texaco, con la perforación del pozo exploratorio Yuca- 01, alcanzando la profundidad total 10.426 pies. A este pozo se lo completó en diciembre de 1970.(Solis, 2017) Comenzando su vida productiva con 1044 BPPD de los reservorios Hollín Superior, Napo “T” y Napo “U”. (Solis, 2017).

2.2 UBICACIÓN DEL CAMPO

Se encuentra ubicado en el bloque 61 como se observa en la Figura 1 al Nororiente del Ecuador, en la Provincia de Orellana, Cantón Coca a 260 Km al Oeste de Quito, aproximado 80 Km al sur de la ciudad de Nueva Loja, al Noreste limita con el río Napo en el sector de primavera, se halla localizado entre los campos Culebra - Yulebra y Primavera. (Solis, 2017).

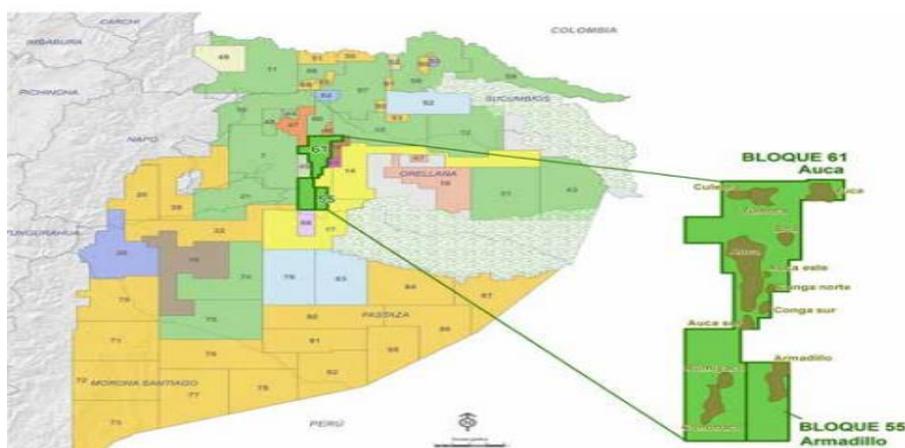


Figura 1. Mapa de la ubicación del Campo Yuca.

Fuente: (Solis, 2017)

2.3 GEOLOGÍA

2.3.1 Estratigrafía.

Una breve descripción sedimentológica y estratigráfica de los reservorios de hidrocarburos más importantes: la formación HOLLÍN y la formación NAPO inferior, mostrando los ciclos de arena en "T" y "U".

a) Formación Hollín (Aptiano Superior - Albiano Medio).

Es el yacimiento de petróleo más importante de la Cuenca de Oriente y por tanto es una de las formaciones geológicas de gran interés científico de la zona. Se divide en dos principales Hollín Inferior o Principal y Hollín Superior:

➤ *Hollín Principal.*

Consiste en una secuencia de planicies aluviales arenosas desarrolladas al oeste de la cuenca.

➤ *Hollín Superior.*

Graduación vertical de sedimentos costeros de cuerpos arenosos cubiertos por ambientes de mareas y tormentas que documentan la transición de ambientes fluviales a neríticos debido a la transgresión de Albiano.

b) Formación Napo (Albiano Medio - Santoniano).

Esta formación se superpone consistentemente al lecho rocoso pre-Cretácico y se reconoce fácilmente en los terremotos por la presencia de fuertes reflectores correspondientes a formaciones de piedra caliza gris a negra intercaladas con areniscas calcáreas y lutitas negras.

➤ *NAPO "T".*

El espesor total es de unos 190 a 200 pies e incluye la zona caliza "B", donde se distinguen fácilmente tres capas superpuestas.

- La unidad inferior, incluido el yacimiento principal tiene los reservorios, donde los cambios de facies laterales son importantes.
- Unidades superiores donde existen pocos yacimientos explotables altamente desarrollados y diversos. De acuerdo con la descripción del núcleo de arenisca "T" en Yuca-10 y Yuca-12 se describe como una arenisca de grano fino "ondulado" de textura plana "ripples" de carbonato que se manifiesta como arenisca glauconítica y un complejo laminado de lodolita/limolítico.
- La caliza "B"(Armas Real & Cevallos Culqui, 2013)

➤ *NAPO "U"*.

La parte superior de la zona U está cubierta por un cinturón relativamente denso de arcilla y arenisca carbonatada, que consta de una parte detrítica espesa y una sección carbonatada.

- La parte inferior se parece a la unidad inferior de T y representa el relleno de los valles de los incisos en los límites de la secuencia.
- La parte superior detrítica tiene un espesor de casi 70 pies y contiene reservorios significativos que consisten en arcillas alternas y rocas carbonatadas impermeables, con la capa más característica correspondiente a la arena "U" superior (G-2).

La sección carbonatada corresponde a la caliza "A", que puede tener un espesor hasta 80 pies y no representa ninguna característica del yacimiento, sino que proporciona un buen marcador estratigráfico litológico. (PATRICE BABY et al., 2004)

En la Figura 2 se observa la estratigrafía del campo Yuca, con las diferentes litologías, formaciones, tipo de roca y el evento tectónico que hizo que se formen.

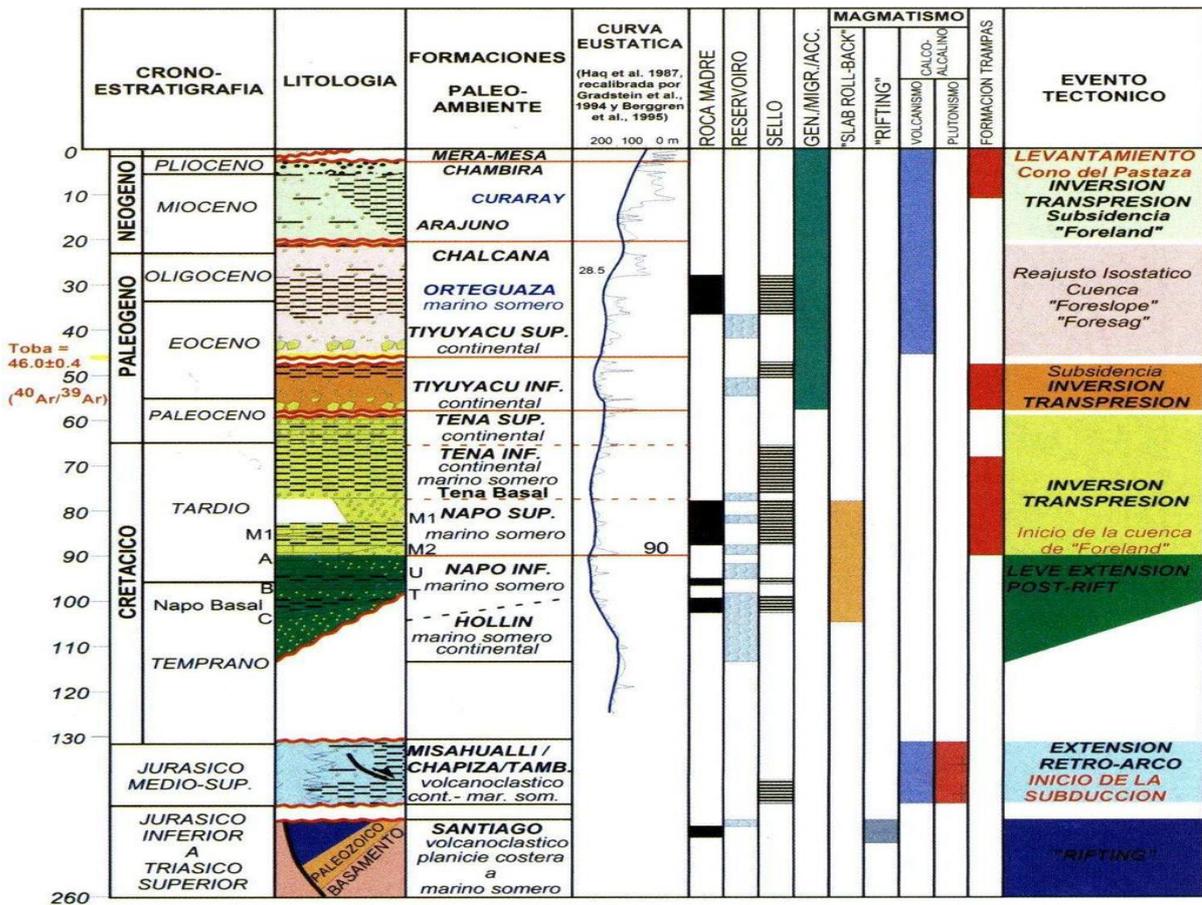


Figura 2. Estratigrafía del Campo Yuca.

TrFuente: (PATRICE BABY et al., 2004)

2.4 TRAYECTORIAS COMPLEJAS DE POZOS MULTILATERALES

2.4.1 Generalidades.

El principal objetivo de los pozos multilaterales es reducir el número de pozos perforados mientras se optimiza la producción de las reservas. Si hay múltiples formaciones de producción en un pozo, se pueden introducir múltiples tuberías de producción como se muestra en la Figura 3.

La perforación multilateral comienza con una buena planificación del pozo principal (patrón de perforación), ya sea vertical, direccional u horizontal, teniendo en cuenta todos los requisitos para la perforación horizontal, así como los requisitos adicionales y especiales para la perforación lateral.



Figura 3. Pozo multilateral.

Fuente: Mckee CanepaJenniffer et al., 2004)

2.4.2 Aplicación de los Pozos Multilaterales.

La perforación de un pozo de multilateral desde un pozo convencional aumenta el potencial de los pozos y mejora su rentabilidad, además, el uso de la perforación de multilaterales en un yacimiento aumenta el contacto con la formación abierta y permite un área de drenaje más grande que con un pozo horizontal único. Se utiliza la estimulación de pozos o de fracturamiento hidráulico porque los pozos multilaterales son especialmente adecuados para conectar características verticales y horizontales del subsuelo, como conectar fracturas naturales, formaciones laminadas y yacimientos estratificados como se muestra en la Figura 4.

a) Desplazamiento de una sección lateral.

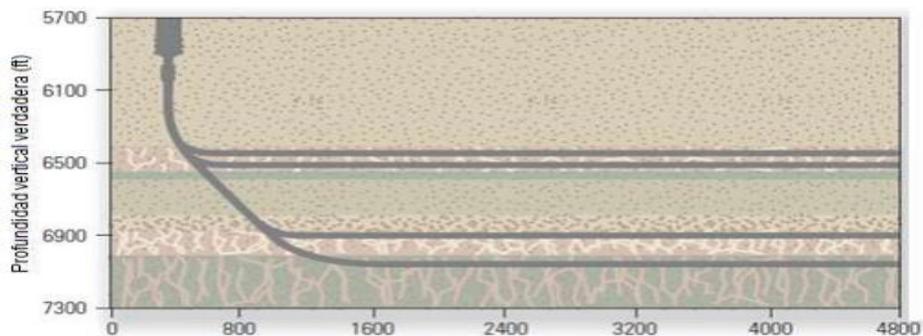


Figura 4. Desplazamiento de una sección lateral.

Fuente: (Jiménez Monjaras Julio César et al., 2013)

Los pozos multilaterales se utilizan para apuntar a múltiples formaciones o más de un reservorio, y para explotar reservas no descubiertas con un solo pozo, y a menudo son el único medio económico de explotar compartimentos geológicos aislados, campos satélites remotos y pequeños reservorios que contienen volúmenes limitadas. Los pozos multilaterales también pueden reducir la cantidad de plataformas de superficie, lo que reduce el impacto ambiental y reduce los costos de todo el proyecto. (Mckee Canepa Jenniffer et al., 2004)

2.4.3 Aplicación a Diferentes Yacimientos.

a) Yacimientos Irregulares.

Estas zonas productivas son difíciles de encontrar y requieren estudios sísmicos, que se pueden obtener con pozos multilaterales.

b) Yacimientos con Problemas de Conificación de Gas.

Debido a que la viscosidad del gas es más baja que la del petróleo, la conificación de gas es mucho más severa que la del agua. Si no se puede controlar la conificación de gas, el escape debe inyectarse nuevamente en el tanque para evitar una presurización prematura del tanque. (Vega Carrasco, 2010)

c) Formaciones de Baja Permeabilidad.

En formaciones de baja permeabilidad, la perforación de un pozo multilateral a través de la zona productiva brinda excelentes resultados; cuando se perfora varios cientos de pies, el pozo se comporta como una fractura, aumentando la permeabilidad y mejorando la productividad. (Vega Carrasco, 2010)

d) Yacimientos con Poco Espesor.

Si tiene una zona de producción delgada, este problema se puede mitigar perforando un pozo lateral doble en forma de 'Y'. Esto da como resultado un área expuesta más grande, un área de drenaje más grande y un pozo más productivo. (Vega Carrasco, 2010)

e) Yacimientos Estratificados y Zonas Laminadas.

En zonas laminadas o sedimentos estratificados o formaciones no homogéneas, los pozos con laterales apilados verticalmente conectan múltiples tramos de producción separados por barreras verticales o contrastes de permeabilidad, aumentando así la productividad y permitiendo la recuperación de reservas. Se pueden usar múltiples zonas simultáneamente para extender la vida económica de los pozos y campos al mantener las tasas de producción por encima de los límites económicos de las instalaciones de superficie y las plataformas marinas. (Jiménez Monjaras Julio César et al., 2013)

f) Zonas con Cuerpos Productores Multicapas.

Si existen múltiples zonas de producción, los pozos multilaterales pueden cubrir todas las capas de producción, aumentando así la productividad del pozo. (Vega Carrasco, 2010)

g) Estructuras en Forma de Domo.

Cuando se tienen estructuras en forma de domo y si se cuenta con pozos existentes, estos pueden ser desviados y perforados arriba de la estructura para recuperar el aceite volátil a lo largo de los flancos del domo. (Vega Carrasco, 2010)

2.4.4 Ventajas y Desventajas de Pozos Multilaterales.

a) Ventajas.

- Reducir costes y mejorar la rentabilidad.
- Alivia problemas de conificación de agua y gas.
- Comunicar áreas discontinuas.
- Aumente la eficiencia de los barridos verticales y de área.
- Permitir la recuperación de reservas marginales
- Reemplaza una o más fuentes convencionales.
- Reducir el impacto ambiental al reducir el número de pozos.
- Mejora tu índice de productividad.

b) Desventajas.

- La reparación de los laterales es prácticamente imposible.
- El éxito de los pozos multilaterales depende de la durabilidad, la versatilidad y la accesibilidad de las conexiones

- Aún no se ha completado una evaluación de los riesgos operativos asociados con la operación.
- La condición más importante para los pozos multilaterales es cuando la etapa de terminación requiere el control de altas presiones de trabajo como las documentadas en la fracturación hidráulica.

2.4.5 Configuración básica de pozo multilateral.

Las configuraciones de pozos multilaterales van desde la perforación de un solo canal lateral hasta ramificaciones de arreglos múltiples, tales como: Compartimentos horizontales, canales laterales apilados verticalmente, o dos canales laterales opuestos como se observa en la Figura 5.

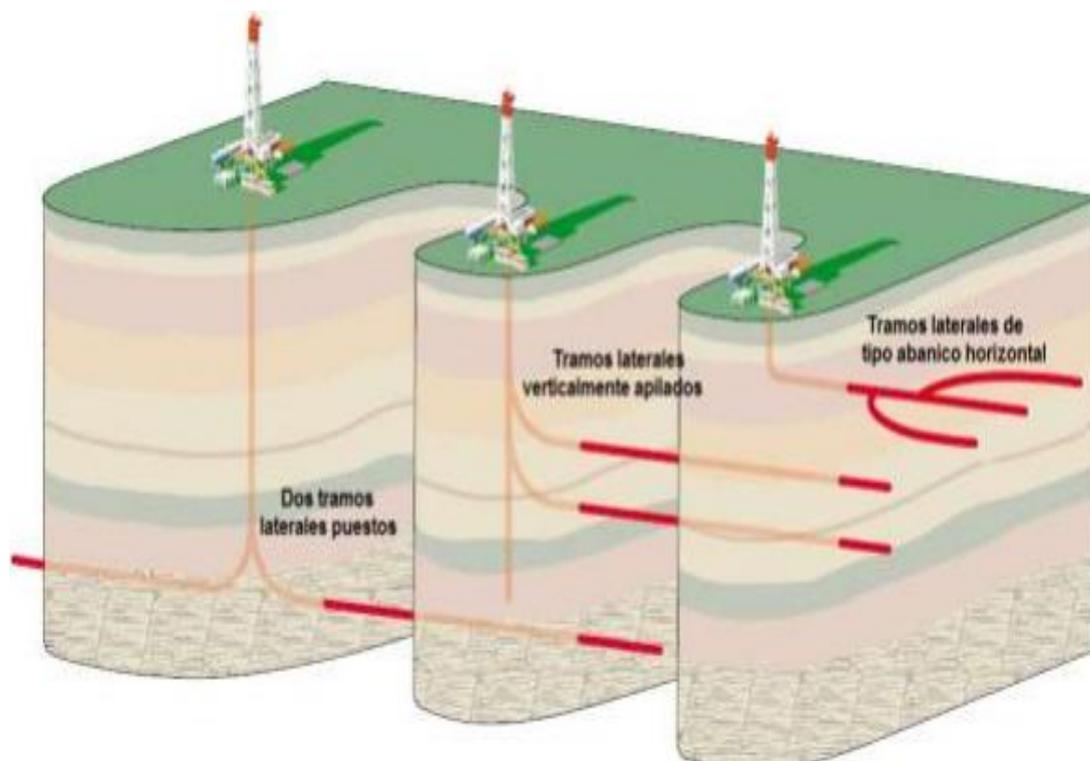


Figura 5. Configuraciones básicas de un pozo multilateral.

Fuente: (Jiménez Monjaras Julio César et al., 2013)

La aplicación de la configuración es tal que las secciones laterales que forman una disposición de horquilla, abanico o espina dorsal están destinadas a una zona y están diseñadas para maximizar la producción de reservorios poco profundos de baja presión, según el tipo de reservorio Figura 6. (Jiménez Monjaras Julio César et al., 2013)

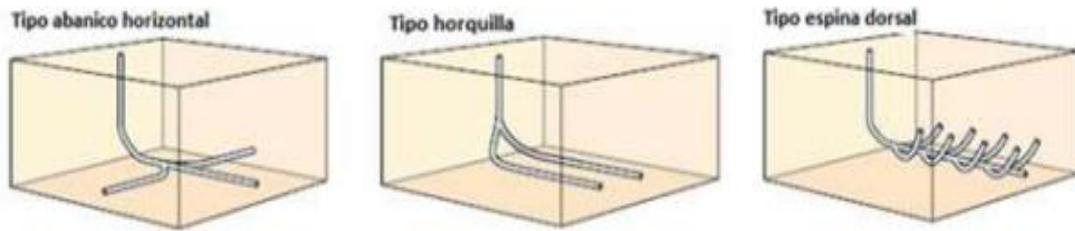


Figura 6. Arreglos horizontales.

Fuente: (Jiménez Monjaras Julio César et al., 2013)

Los laterales apilados verticalmente son efectivos en formaciones laminadas o yacimientos estratificados. Combinar la producción de diferentes horizontes aumenta la productividad del pozo y mejora la recuperación de hidrocarburos. En formaciones naturalmente fracturadas como se observa en la Figura 7 con baja permeabilidad, dos lados opuestos pueden atravesar más fracturas que un pozo horizontal, lo que también reduce la pérdida de presión debido a la fricción durante la producción. (Jiménez Monjaras Julio César et al., 2013)

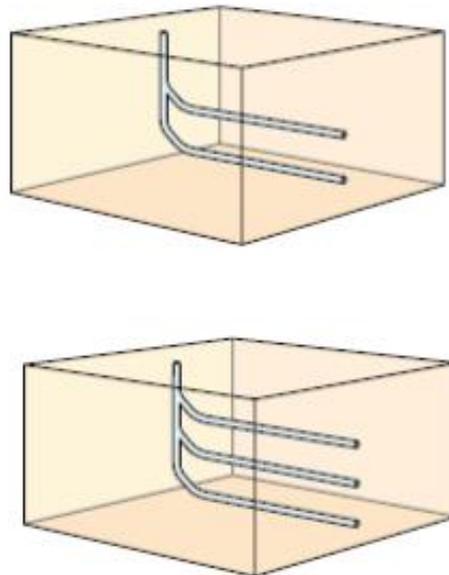


Figura 7. Tramos apilados verticalmente.

Fuente: (Jiménez Monjaras Julio César et al., 2013)

2.4.6 Clasificación de TAML.

Existe una clasificación de pozos multilaterales realizada por empresas de perforación en el mundo, desarrollados principalmente en campos petroleros.

Conocida por sus siglas en inglés como Multilaterals Technical Advancement (TAML), esta organización considera principalmente los riesgos operativos asociados con la construcción de pozos multilaterales para evaluar el nivel asignado.

Se clasifica en 6 niveles que resultan:

a) Nivel 1.

El nivel 1 comprende un lateral a hueco abierto perforado desde el pozo principal, el cual también se encuentra a hueco abierto como se muestra en la Figura 8. No existe un soporte mecánico o un aislamiento hidráulico en la unión.

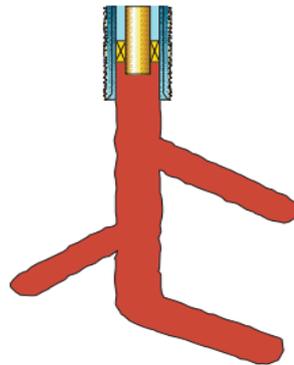


Figura 8. TAML Nivel 1 – Laterales y pozo principal abierto.

Fuente: (BAKER HUGHES, 2007)

En los primeros días de la perforación multilateral, este tipo de acabados eran los más utilizados debido a su simplicidad y bajo costo. No se instala ningún equipo de producción. En este nivel se requiere una formación consolidada y capaz ya que no hay apoyo lateral. (Hill et al., 2008)

b) Nivel 2.

El nivel 2 se define como el pozo principal revestido y cementado, pero los pozos laterales son simples cierres de pozos abiertos con revestimientos ranurados o redes preempacadas como se muestra en la Figura 9.

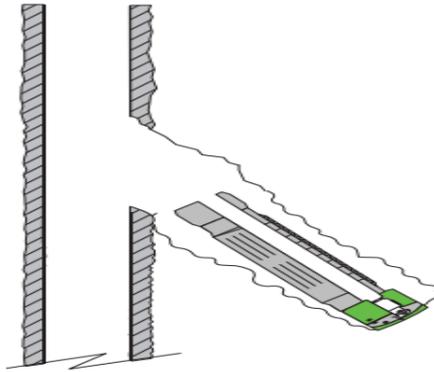


Figura 9. TAML Nivel 2 – Lateral abierto y pozo principal revestido.

Fuente: (BAKER HUGHES, 2007)

Dado que el orificio principal está revestido y cementado, hay dos formas de crear los orificios laterales en la unión (ventana pre-molida y molienda de ventana a través del casing). Después de perforar el pozo lateral, el componente de acabado lateral (mallas o liners) se suspende del pozo principal.

La complejidad adicional de completar el Nivel 1 al Nivel 2 se debe al proceso de instalación y cementación de las ventanas pre-molida o la molienda de la ventana y retiro de la cuchara. Además, dado que la parte de unión está soportada por el casing, se mejora la estabilidad del hoyo en comparación con la etapa 1. (Hill et al., 2008)

c) Nivel 3.

En el Nivel 3, el pozo principal está revestido y cementado y los pozos laterales están revestidos, pero no cementados, Figura 10. La principal ventaja de este nivel es la integridad mecánica de la conexión. La unión proporciona un medio de control de arena en formaciones no consolidadas y también brinda un apoyo limitado a las uniones para la producción de petróleo pesado.

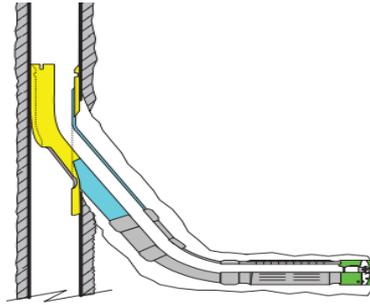


Figura 10. TAML Nivel 3 – Lateral revestido sin cementar y pozo principal revestido y cementado.

Fuente: (BAKER HUGHES, 2007)

A este nivel no hay integridad hidráulica y si no se encuentra cemento en la unión, el problema es que la unión fallará si la presión cae significativamente después del período de producción. En este nivel, es posible la capacidad de reingreso al lateral. Al igual que el nivel 2, las paredes laterales tienen un acabado simple con un revestimiento ranurado o una malla preempaquetada. (Hill et al., 2008)

d) Nivel 4

En el nivel 4, el pozo principal y lateral están revestidos y cementados en la unión, Figura 11. Este nivel mejora la integridad mecánica de la unión sobre el nivel 3. Aislamiento hidráulico adicional mediante cemento en la unión Soporta diferenciales de alta presión y evita problemas de arena en la unión.

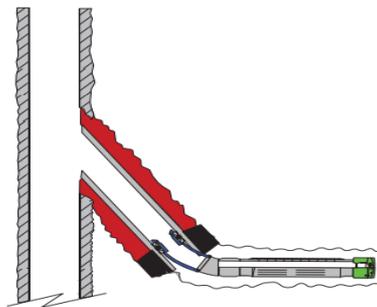


Figura 11. TAML Nivel 4 – Lateral y pozo principal está revestido y cementados.

Fuente: (BAKER HUGHES, 2007)

El procedimiento para completar este nivel es más complicado debido a que se requiere de más viajes y tiene mayor número de equipos. Una vez perforado el lateral la sarta de completación que consiste en Liner, Hook Hanger y colgador es corrida. Este nivel garantiza el acceso tanto al pozo principal como al lateral. (Hill et al., 2008)

e) Nivel 5

El nivel 5 es el mismo que el nivel 4, pero con una integridad de presión mejorada. En este nivel, la integración de los empaques en los pozos principal y lateral proporciona una integridad total de presión en la unión. La completación simple de este nivel tiene un empaque doble por encima de la intersección y dos empaques más por debajo de la intersección colocados en el fondo del pozo principal o pozo lateral, Figura 12.

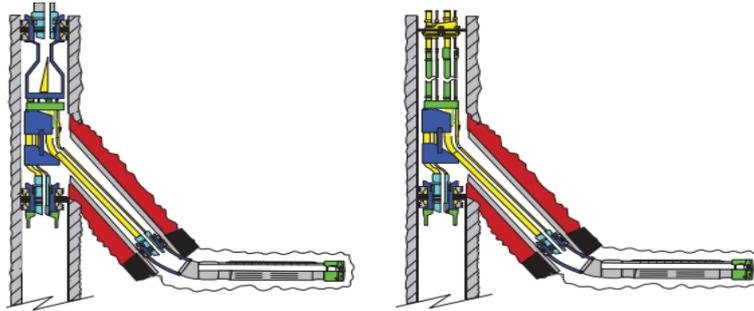


Figura 12. TAML Nivel 5 – Lateral y pozo principal están revestidos y cementados.

Fuente: (BAKER HUGHES, 2007)

Dos sartas de Tubing son corridas debajo del Dual Packer, una hacia el pozo principal y la otra hacia el lateral. Por encima del Dual Packer puede o no colocarse un SRT (Selective Re-entry Tool) la cual combina la producción del pozo principal y lateral. Con la presencia del SRT se tiene acceso al pozo principal y al lateral. (Hill et al., 2008)

f) Nivel 6

El nivel 6 es la completación más avanzada en tecnología de los pozos multilaterales. Se alcanza una completa integridad de presión y un aislamiento hidráulico en la unión con sartas de Casing tanto en el pozo principal como en el lateral, Figura 13.

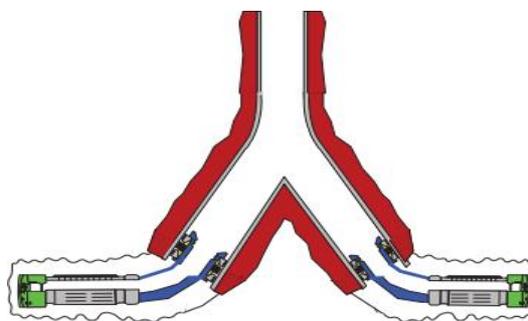


Figura 13. TAML Nivel 6 – Lateral y pozo principal están revestidos y cementados.

Fuente: (BAKER HUGHES, 2007)

Existen dos tipos de completaciones en este nivel:

- Unión reformable: Estas uniones tienen el tamaño reducido las cuales se expanden en el fondo del pozo a través de herramientas hidráulicas. Estas uniones tienen una limitación por su baja resistencia al colapso. El material utilizado en la fabricación de esta unión es muy crítico, ya que ésta debe combinar los requerimientos de alta resistencia (colapso y estallido), espesor de pared y la elongación adecuada para resistir el esfuerzo durante la manipulación en fondo.
- Unión no reformable: Estas uniones tienen un tamaño definido el cual no varía como en las uniones reformables. Este tipo de uniones tienen una alta resistencia al colapso. (Hill et al., 2008)

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 OBTENCIÓN DE COORDENADAS DEL POZOS

A través de Surveys disponibles de (Solis, 2017) y complementados con información obtenida de diferentes estudios: “Optimización del gas de los campos Pindo, Palanda – Yuca Sur II para gemación eléctrica” y “Estudios de presiones y parámetros petrofísicos del campo Yuca con el fin de determinar zonas depletadas y no drenadas para la ubicación de pozos en desarrollo” realizados por (Rodríguez, 2007) y (Armas & Cevallos, 2013), respectivamente. Se obtuvo las siguientes coordenadas de diferentes pozos (*wellhead*) del campo de estudio, dando como resultado la Tabla 1.

Tabla 1. Coordenadas de pozos (Wellhead)

Fuente: (Solis, 2017) (Rodríguez, 2007) y (Armas & Cevallos, 2013).

Pozo	Coordenada Este [m]	Coordenada Norte [m]
YUCA - 19D	301999.00	9948796.60
YUCA - 20D	302575.90	9946309.10
YUCA - 21D	301960.00	9948775.00
YUCA - 22D	301952.00	9948807.10
YUCA - 23D	301963.70	9948774.70
YUCA - 24D	301967.34	9948774.96
YUCA - 25D	301334.70	9949122.00
YUCA - 01	302125.24	9948066.76
YUCA - 02B	303210.56	9946001.39
YUCA - 03	300953.94	9945993.05
YUCA - 04	302155.53	9946794.16
YUCA - 06	300837.37	9948694.71
YUCA - 08	302143.47	9947422.20
YUCA - 09	302115.76	9949376.91
YUCA - 10	301258.15	9947203.06
YUCA - 12	303187.60	9947468.35
YUCA - 13	302792.03	9947737.13
YUCA - 14	302547.56	9948784.42
YUCA - 15	302787.46	9947144.64
YUCA - 16	302771.65	9948312.93
YUCA - 19	302593.62	9949285.12
YUCA - 22	301629.62	9949514.60
YUCA - 23	300665.75	9949923.51

Como se puede evidenciar referente a las coordenadas, los pozos Yuca 19D, 21D, 22D y 24D son muy cercanos (<30m) por lo que es probable que hayan salido de una misma plataforma, entonces sólo se considerará al Yuca-23D como el referencial (entre este grupo de pozos).

3.2 SECTORIZACIÓN DE ÁREA DE INTERES

A través de Google Earth se establecieron la locación de los pozos descritos en la tabla anterior. Entonces, para proponer la zona del pozo multilateral, se analizó el estado y ubicación de pozos cercanos o dentro del perímetro de 2 sectores, mismos que son mostrados en la Figura 14.

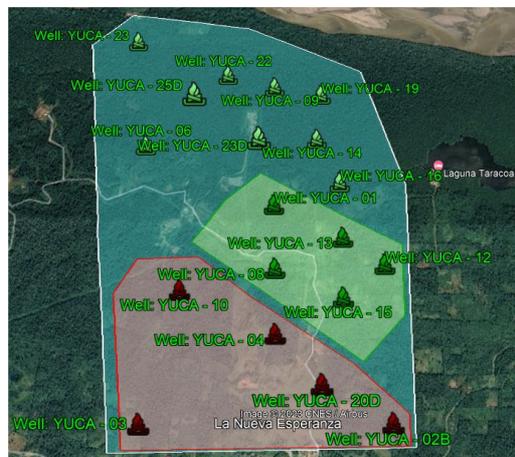


Figura 14. Localización pozos Campo Yuca y sectorización.

Fuente: (Google Maps, 2023)

En el Sector 1 (S1 – polígono de color rojo) se puede divisar los pozos: Yuca 003, Yuca 002B, Yuca 020D, Yuca 004 y Yuca 010. Mientras que, para el Sector 2 (S2 – polígono de color verde) se observa a los pozos: Yuca 015, Yuca 008, Yuca 012, Yuca 013 y Yuca 001A.

De los pozos nombrados anteriormente, acorde a la información mostrada en el trabajo “Simulación del Campo Yuca en la Arena T con Implementación de Recuperación Secundaria” realizado por (Jumbo, 2017), se tiene la siguiente síntesis de información acorde a su estado, tabla 2 . Cabe recalcar que, si bien la información no es actualizada es la que se tiene disponible que ayuda a tener una noción de las arenas productoras.

Tabla 2. Estado de los pozos de los sectores analizados.

Fuente: (Jumbo, 2017)

Sector	Pozo	Estado	Arena Productora
S1	Yuca-003	NE	-
	Yuca-002B	Cerrado	NA
	Yuca-004	Cerrado	NA
	Yuca-010	NE	-
	Yuca-020D	Cerrado	NA
S2	Yuca-015	Produciendo	U Inferior
	Yuca-008	Produciendo	T Inferior
	Yuca-012	Cerrado	NA
	Yuca-013RE	Produciendo	Hollín Superior
	Yuca-001 ^a	Cerrado	NA

Se especifica que “NE” es considerado como No Encontrado ya que en la información del trabajo realizado por (Jumbo, 2017) donde se tiene como fuente a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) no se evidenció datos de dichos pozos. Mientras que, NA es No Aplica en la arena productora cuando el pozo está “Cerrado”.

3.3 DETERMINACIÓN DE ZONAS DE INTERES DEL POZO MULTILATERAL

Acorde a la información de la tabla 2, se tendrá como referencia el S2 para la ubicación del pozo multilateral. Mientras que, el tope y base de las arenas productoras (para definir targets) serán referenciadas al pozo productor en la arena y el de un pozo cercano, como se observa en la Tabla 3

Tabla 3. Tope y Base de arenas productoras de pozos considerados.

Fuente: (Armas & Cevallos, 2013)

Arena		Pozos				
		Yuca-015	Yuca-008	Yuca-012	Yuca-013RE	Yuca-001 ^a
U inferior	Tope [ft]	9584	9661	9589	9558	9597
	Base [ft]	9617	9668	9597	9608	9631
T Inferior	Tope [ft]	9868	9908	9773	9822	9837
	Base [ft]	9888	9936	9837	9842	9861
Hollín Superior	Tope [ft]	10029	10074	9993	9980	10005
	Base [ft]	10071	10091	10007	10010	10037

Además de las profundidades de tope y base vistos en la tabla anterior, también se va a considerar la columna estratigráfica del campo a partir de la información general de la Cuenca Oriente, Figura 15. Esto con el objeto de completar los datos de tope y base de las demás arenas y/o formaciones (no productoras).

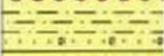
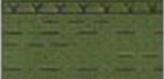
EDAD		FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA			
TERCIARIO	Q	MESA		Terrazas de arcillas y arenisca tobáceas, Conglomerados		
		CHAMBIRA		Arcillas, areniscas, conglomerados	CONTIN.	
	ARANJUNO		Conglomerados, arcillas en partes			
	OLIGOCENOEOCENO – PLIOCENOMIOCENO –	CHALCANA		Arcillas, poca arenisca	MARINO	
		ORTEGUASA		Lutitas pardas, poca arenisca		
		TIYUYACU		Arcillas rojas, verdes, violeta, areniscas gruesas y conglomerado	CONTINENT.	
				Arcilla roja y areniscas		
	CRETÁCICO	MAAS	TENA		Arenisca blanca cuarzosa porosa, permeable	MARINO
			M – 1		"A" – Arenisca "U" – Caliza "B" – Arenisca "T" – Caliza	
		APT – SANT	NAPO		Arenisca cuarzosa blanca	CONTINENTAL
HOLLÍN				Flujos de lava, brechas, "Red Beds", arcillas, y arenisca, poco conglomerado		
JURÁSICO	M U	Misahulli		Calizas y esquistos (bituminosos), escasa arenisca	MARINO	
		CHAPIZA		Caliza, lutita, dolomita, arenisca		
	L	SANTIAGO		Lutita gris-negro		
PALEOZOICO	PERMPENSS –	MACUMA		Esquisto, gneis, granito		
	MISSDEV –	PUMBUIZA				
P C		BASAMENTO				

Figura 15. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente.

Fuente: (Baby et al., 2004)

Además, en la Tabla 4 se puede observar en síntesis las características de la estratigrafía de la Cuenca Oriente, donde se divisa las formaciones por las cual va a pasar la trayectoria del pozo multilateral.

Tabla 4. Características de la estratigrafía de la Cuenca Oriente

Fuente: (Baby et al., 2004)

Formación	TVD [ft]	Característica
Chalcana Superior	1889	Arcillas, poca arenisca.
Chalcana Inferior	2772	Arcillas, poca arenisca.
Orteguaza	3947	Lutitas pardas, poca arenisca.
Tiyuyacu	6956	Arcillas rojas, verdes, violeta, areniscas gruesas y conglomerado.
Tena	8091	Arcilla roja y arenisca.
M1 Superior	8450	Arenisca blanca cuarzosa porosa, permeable.
Base M1	8500	. Arenisca blanca cuarzosa porosa, permeable.
Napo Shale	8757	Caliza
Caliza M1	8994	Caliza
Caliza M2	9235	Caliza
Arena U Superior	9475	Arenisca
Arena U Inferior	9532	Arenisca
Caliza B	9651	Caliza
T Superior	9702	Arenisca
T Inferior	9796	Arenisca
Hollín Superior	9959	Arenisca cuarzosa blanca
Hollín Inferior	9995	Arenisca cuarzosa blanca

3.3.1 Definición de Targets del Pozo Multilateral.

Además, como se mencionó, la ubicación planificada para el pozo piloto multilateral está en el sector 2, como se evidencia en la Figura 14. Entonces, las características de planificación también serán referenciadas a las formaciones productoras de los pozos que según la fuente se encuentran produciendo, tal como se observa en la Tabla 5.

Tabla 5. Planificación geográfica del pozo piloto multilateral

Propiedades del sitio	Coordenada Norte [m]	Coordenada Este [m]	TVD planificado [ft]	Arena productora
Piloto Multilateral zona 18S	9947665.96	302572.85	-	-
Target 0 - Principal (referencia: Yuca-13)	9947737.13	302792.03	9995	Hollin Superior
Target 1 (referencia: Yuca-08)	9947422.20	302143.47	9922	T inferior
Target 2 (referencia: Yuca-15)	9947144.64	302787.46	9600	U inferior

Una vez establecido los targets a los cuales se destinarán el multilateral. Se procede al planeamiento en el software Compass™ EDM 5000.15.0. Para su evidencia se muestran capturas de pantalla de los pasos realizados para la creación de surveys.

3.4 CREACIÓN DEL POZO MULTILATERAL

3.4.1 Creación de la Compañía.

Como se puede evidenciar en la Figura 16 dentro de la información requerida en las propiedades de la compañía se tiene el nombre de esta, en este caso se la llamó: Multilateral Drilling. Además, que entre sus contactos se detalló: UPSE, este último detalle considerado debido a que el presente proyecto es académico – investigativo.

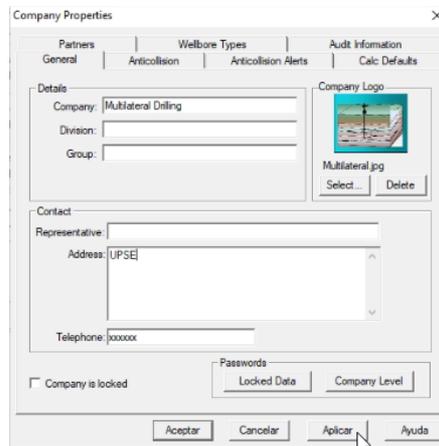


Figura 16. Creación de la compañía, caso estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

3.4.2 Creación del Proyecto.

De acuerdo con el desarrollo del presente tema de investigación, Entre la información general se estableció el nombre del proyecto como: Multilateral Yuca Field. Se definió que el proyecto será desarrollado a 0 ft sobre el MSL (Mean Sea Level o nivel promedio del mar). Además, se establece el Modelo magnético del estudio (acorde a las alternativas brindadas por el software) y las unidades de campo tal como se presenta en la Figura 17.

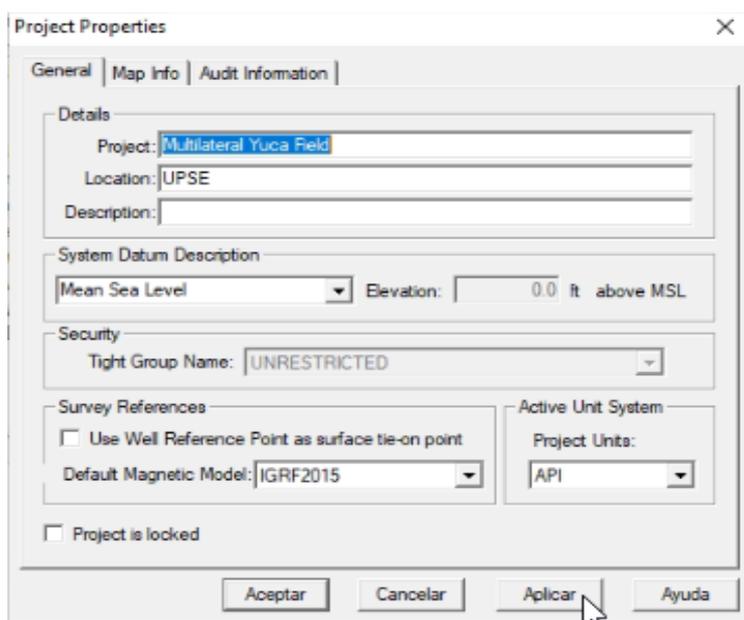


Figura 17. Creación del proyecto, caso estudio: información General.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

En la creación del proyecto, también se requiere establecer información de mapa: Sistema de geo referencia y sistema de coordenadas, tal como se ve en la Figura 18.

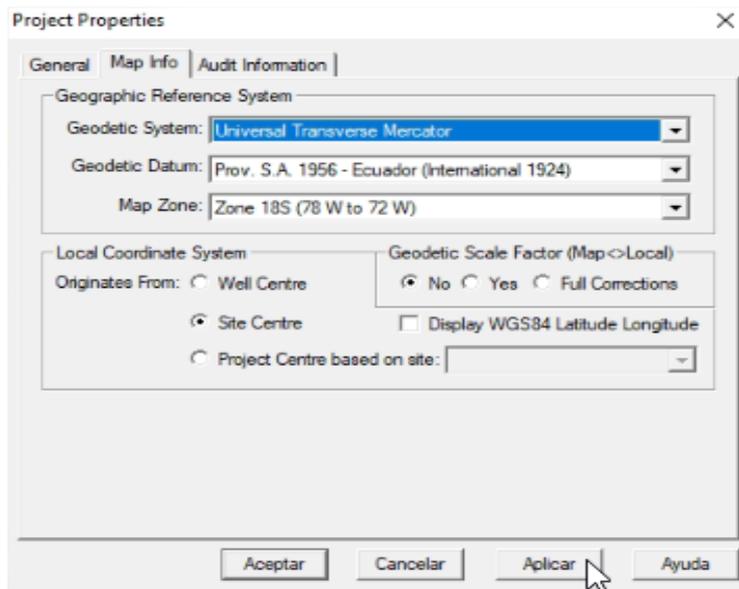


Figura 18. Creación del proyecto, caso estudio: información de Mapa.

Fuente: (CompassTM EDM 5000.15.0, 2023)

3.4.3 Establecimiento de la Locación del Pozo.

Ya especificado los datos de la compañía y el proyecto, se debe proceder a establecer la ubicación del pozo. Como se puede evidenciar en la Figura 19 se ha ingresado la ubicación central del pozo: Coordenada Norte y Este, descritos en la Tabla 5.

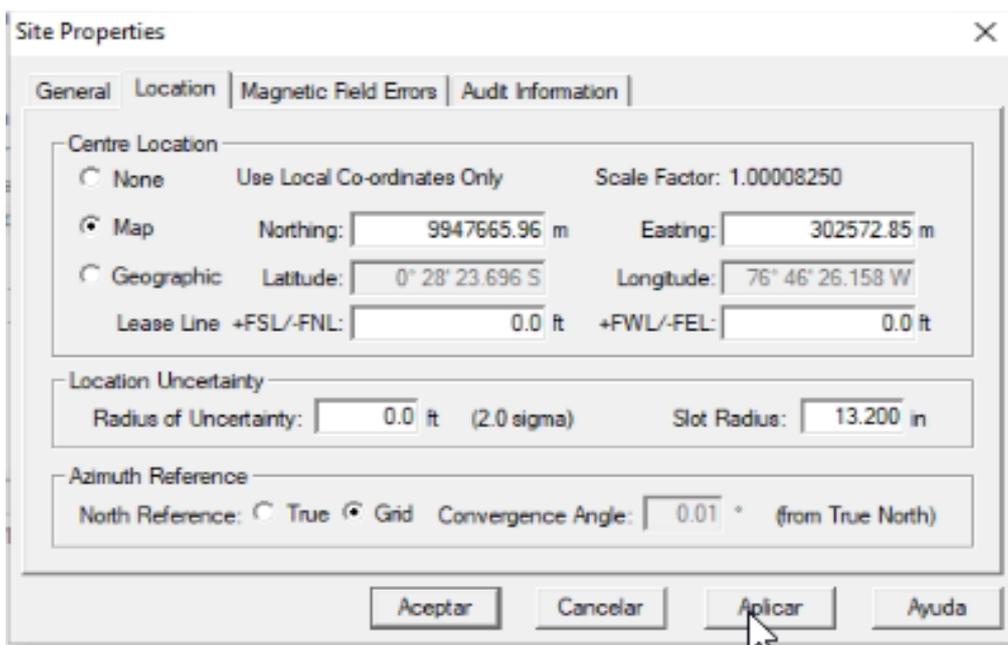


Figura 19. Creación de locación de pozo multilateral, caso estudio: información General.

Fuente: (CompassTM EDM 5000.15.0, 2023)

Posteriormente a los datos ingresados, se puede observar un árbol de lo detallado al momento. Esto se puede evidenciar en la Figura 20 que muestra: Estado actual del trabajo, información del Datum (elevación de la torre y pozo) y referencia del Norte.

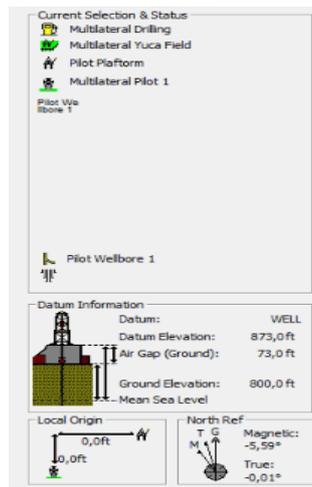


Figura 20. Creación de pozo multilateral, caso estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

3.4.4 Definición de Formaciones.

Como se va a realizar una trayectoria de un pozo, es necesario definir las formaciones que constituyen el lugar de estudio ya que por ellas va a pasar el pozo, tal como se muestra en la Figura 21 (los datos ingresados se pueden observar en la Tabla 4)

Design Formation Top Editor - Multilateral Pilot 1/Pilot Wellbore 1/Pilot Design #1

	MD (ft)	TVD WH (ft)	TVD Sys (ft)	TVD Path (ft)	Name	Lithology	Dip (°)	Dip Dir (°)
3	3947,0	3074,0			Ortegusza	Shale, Dolomitic	0,00	
4	6959,0	6086,0			Tryuyacu	Claystone	0,00	
5	8091,0	7218,0			Tena	Clay	0,00	
6	8450,0	7577,0			M1 - Superior	Sandstone, Fossilifer	0,00	
7	8500,0	7627,0			Base M1	Sandstone, Fossilifer	0,00	
8	8757,0	7884,0			Napo Shale	Shale, Calcareous	0,00	
9	8994,0	8121,0			Caliza M1	Shale	0,00	
10	9235,0	8362,0			Caliza M2	Shale	0,00	
11	9475,0	8602,0			Arena U Superior	Sandstone, Shaly	0,00	
12	9532,0	8659,0			Arena U Inferior	Sandstone, Shaly	0,00	
13	9651,0	8778,0			Caliza B	Shale, Dolomitic	0,00	
14	9702,0	8829,0			Arena T Superior	Sandstone, Shaly	0,00	
15	9796,0	8923,0			Arena T Inferior	Sandstone, Shaly	0,00	
16	9959,0	9086,0			Hollin Superior	Sandstone, Fossilifer	0,00	
17	9995,0	9122,0			Hollin Inferior	Sandstone, Fossilifer	0,00	

Create Target: Intercept Plane

Figura 21. Creación de topes de formación, caso estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

3.4.5 Generación de Wellpath.

a) *Wellbore Principal – Target 0.*

Para la generación del wellpath, se va a considerar la información disponible de Campo Yuca y de la cuenca Oriente para su análisis y entendimiento. De acuerdo con el diagrama mecánico del pozo Yuca-049 se conoce que su KOP fue establecido a 1600 ft TVD. Además, para la cuenca Oriente se ha observado que los KOP por lo general se ubican en promedio a 2000 ft TVD, lo cual puede ser evidenciado en el trabajo realizado por (Cuzco Yamasca & Ortiz Bonilla, 2013b).

El software cuenta con diferentes opciones o herramientas para emplear según las necesidades. En este caso, para calcular la inclinación adecuada de la trayectoria del *wellbore* hacia el Target 0 (Hollín Superior) se usa el Método de planeamiento “*Optimum Align*” tal como se ve en la Figura 22. Conociendo los valores regulares de KOP de pozos cercanos o contiguos, se establece el KOP para el presente pozo a 1900 ft TVD.

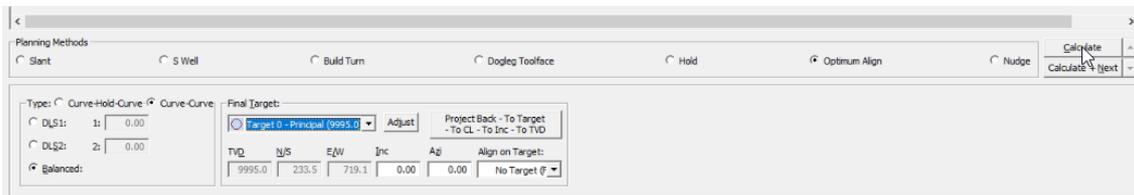


Figura 22. Planeamiento del pozo, caso de estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

Los cálculos realizados con “*Optimum Align*” por el software brindan los resultados del *Survey* para el *wellbore* principal, mostrados en la Tabla 6.

Tabla 6. Survey – wellbore principal (Hollín superior), caso estudio

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

MD [ft]	CL [ft]	Inc [°]	Azi [°]	TVD [ft]	NS [ft]	EW [ft]	Dogleg [°/100ft]	Build [°/100ft]
0		0	0	0	0	0	0	0
1900	1900	0	0	1900	0	0	0	0
7150.4	5250.4	7.88	72.01	7133.9	111.3	342.7	0.15	0.15
10038.8	2888.3	7.88	72.01	9995	233.5	719.1	0	0
MD: Measured Depth			Azi: Azimuth			EW: East-West		
Cl: Course Length			TVD: True Vertical Depth			Dogleg		
Inc: Inclination			NS: North-South			Build		

Nota: Cabe recalcar que no es necesario copiar todos los puntos del survey. Incluso el software tiene la facilidad de trabajar hasta con 3 puntos (dependiendo del tipo de trayectoria).

El resultado de la trayectoria principal generada en el software es tipo J o denominada “slant” que puede observarse en la Figura 23.

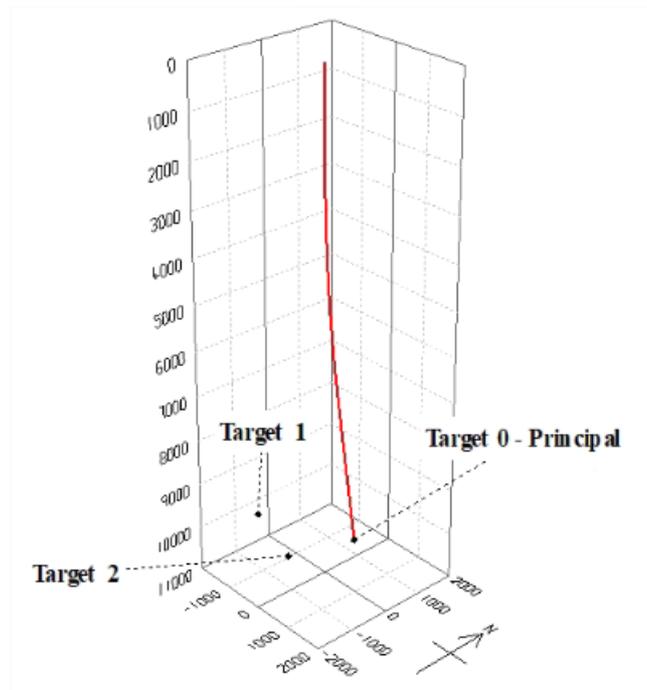


Figura 23. Trayectoria del pozo: Target 0, caso de estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

b) Wellbore Lateral 1 – Target 1.

Posterior a la definición de la trayectoria principal, se procede con el diseño del *wellbore* lateral para alcanzar el objetivo 1 (T inferior) al cual se ha denominado: Diseño Lateral Target 1. Considerando que el estudio se basa en el planeamiento de un pozo multilateral, se debe partir desde la trayectoria del *wellbore* principal. Por ello observamos la trayectoria presentada en la Figura 23; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para determinar desde que punto del survey se podría iniciar el lateral, siendo un MD = 6000 ft (desde *wellbore* 0) una buena opción para que el lateral no tenga una longitud tan excesiva.

Debido a que el lateral es dependiente del pozo principal, se copia el survey del *wellbore* 0 (desde 0 hasta 6000 ft MD) al diseño del Lateral 1. Posterior al “importe” se procedió a utilizar de la opción “*Optimum Align*” similar a como se mostró en la **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Sin embargo, esta vez se especifica los doglegs de las secciones de construcciones. En base a la trayectoria del *survey* inicial, hasta 5992.1 ft TVD (6000 ft MD), y la locación del objetivo 1, se observa que no se requerirá una inclinación muy pronunciada. Por lo que se intuye que, el *dogleg* para la sección inicial puede ser 1°. Pero, el segundo *dogleg* si debe ser alto (> 30°) para que la sección final logre caer, pero sin que llegue a ser exactamente un pozo tipo S.

Gracias a las herramientas de cálculos del software, se calcula los valores idóneos de *doglegs* quedando así: 1.43°/100ft y 31.22°/100ft; para *dogleg* inicial y final, respectivamente. Cabe mencionar que, en la última fila de cálculo se emplea “*Doogleg Toolface*” para establecer el objetivo del survey (Target 1 – T inferior) y que así los cálculos sean con el objeto de que la trayectoria pinche o arribe al target, tal como se evidencia en la Figura 24.

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0.0		0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Tie Line	
2	1900.0	1900.0	0.00	0.00	1900.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
3	4000.0	2100.0	3.15	72.01	2998.9	17.8	94.9	-86.5	0.15	72.01	0.15	0.00	Inc Azi MD	
4	6000.0	2000.0	6.15	72.01	5992.1	67.9	209.1	-215.3	0.15	0.00	0.15	0.00	Inc Azi MD	
5	8000.0	2000.0	22.46	241.50	7951.2	-84.5	-98.7	67.5	1.43	171.61	0.82	8.47	Inc Azi MD	
6	9000.0	1000.0	36.72	242.47	8818.5	-315.0	-464.9	599.8	1.43	2.35	1.43	0.10	Inc Azi MD	
7	10027.9	1027.9	51.37	242.95	9555.3	-641.4	-1098.5	1271.9	1.43	1.48	1.43	0.05	Inc Azi MD	
8	10535.2	507.3	35.69	242.98	9922.0	-799.7	-1438.7	1619.9	3.09	179.94	-3.09	0.01	DTG Curve	Target 1
9													Tie Line	

Planning Methods
 Slant S Well Build Turn Dogleg Toolface Hold Optimum Align Nudge

Figura 24. Planeamiento del pozo: lateral 1, caso de estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

Posterior a la determinación del survey determinado por el software, se procede a la herramienta o “ventana” *Planned Wellpath* y copiamos algunos surveys para complementar la ventana principal de *surveys* del “Diseño Lateral Target 1”.

A continuación, se presenta en la Tabla 7 una síntesis del Surveys calculado con *Optimum Align* para el *wellbore* lateral Target 1.

Tabla 7. Survey – wellbore lateral Target 1, caso estudio.

Fuente: (*Compass™ EDM 5000.15.0, 2023*)

MD [ft]	CL [ft]	Inc [°]	Azi [°]	TVD [ft]	NS [ft]	EW [ft]	Dogleg [°/100ft]	Build [°/100ft]
0		0	0	0	0	0	0	0
1900	1900	0	0	1900	0	0	0	0
4000	2100	3.15	72.01	3998.9	17.8	54.9	0.15	0.15
6000	2000	6.15	72.01	5992.1	67.9	209.1	0.15	0.15
8000	2000	22.46	241.5	7951.2	-84.5	-29.7	1.43	0.82
9000	1000	36.72	242.47	8818.5	-315	-464.9	1.43	1.43
10027.9	1027.9	51.37	242.95	9555.3	-641.4	-1098.5	1.43	1.43
10535.2	507.3	35.69	242.98	9922	-799.7	-1408.7	3.09	-3.09

La planeación de trayectoria y completación del piloto multilateral siguió un diseño TAML nivel 5, con las trayectorias individuales tanto del principal como los laterales de tipo “slant”. El resultado parcial del multilateral puede observarse en la Figura 25, donde se muestran los resultados los planeamientos de trayectoria: principal y lateral 1.

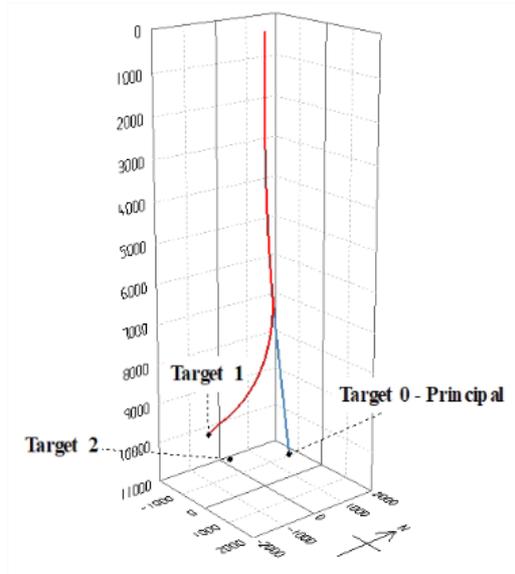


Figura 25. Planeamiento del pozo: lateral 1, caso de estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

c) Wellbore Lateral 2 – Target 2.

Para la trayectoria de diseño para el target 2, se ubicó el punto de partida del lateral a 8473.3 ft TVD (8500 ft MD). Y mediante “*Optimum Align*” se determina que a 8700 ft de MD el *dogleg* debe ser 30°/100ft y se establece el resto de la trayectoria mediante “*Dogleg Toolface*” para que su punto de llegada sea el objeto Target 2 (U inferior), tal como se presenta en la Figura 26.

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	As (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0.0		0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Tie Line	
2	1900.0	1900.0	0.00	0.00	1900.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc As MD	
3	4000.0	2100.0	3.15	72.01	3998.9	17.8	54.9	4.4	0.15	72.01	0.15	0.00	Inc As MD	
4	6000.0	2000.0	6.15	72.01	5992.1	67.9	209.1	16.8	0.15	0.00	0.15	0.00	Inc As MD	
5	8500.0	2500.0	7.88	72.01	8473.3	162.2	499.5	40.2	0.07	0.00	0.07	0.00	Inc As MD	
6	8700.0	200.0	58.17	173.10	8640.7	73.9	525.1	131.6	30.00	105.69	25.14	30.54	Inc As MD	
7	10795.2	2035.2	65.55	175.36	9600.0	-1710.4	704.1	1849.6	0.38	15.69	0.36	0.11	DTS Curve	Target 2
8													Insert Line	

Planning Methods
 Slant S Well Build Turn Dogleg Toolface Hold Optimum Align Nudge Calculate Calculate + Sync

Figura 26. Planeamiento del pozo: lateral 2, caso de estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

Al igual que en el proceso de los planeamientos anteriores, se direccionada hacia a la “ventana” *Planned Wellpath* y se copiamos algunos surveys para complementar la ventana principal de *surveys* del “Diseño Lateral Target 2”. A continuación, se presenta en la Tabla 8 una síntesis del *Surveys* calculado con *Optimum Align* para el *wellbore* lateral Target 2.

Tabla 8. *Survey – wellbore lateral Target 2, caso estudio.*

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

MD [ft]	CL [ft]	Inc [°]	Azi [°]	TVD [ft]	NS [ft]	EW [ft]	Dogleg [°/100ft]	Build [°/100ft]
0		0	0	0	0	0	0	0
1900	1900	0	0	1900	0	0	0	0
4000	2100	3.15	72.01	3998.9	17.8	54.9	0.15	0.15
6000	2000	6.15	72.01	5992.1	67.9	209.1	0.15	0.15
8500	2500	7.88	72.01	8473.3	162.2	499.5	0.07	0.07
8700	200	58.17	173.10	8640.7	73.9	525.1	30	25.14
10735.2	2035.2	65.55	175.36	9600	-1710.4	704.1	0.38	0.36

A continuación, se puede observar en la Figura 27 la trayectoria: principal y lateral 2.

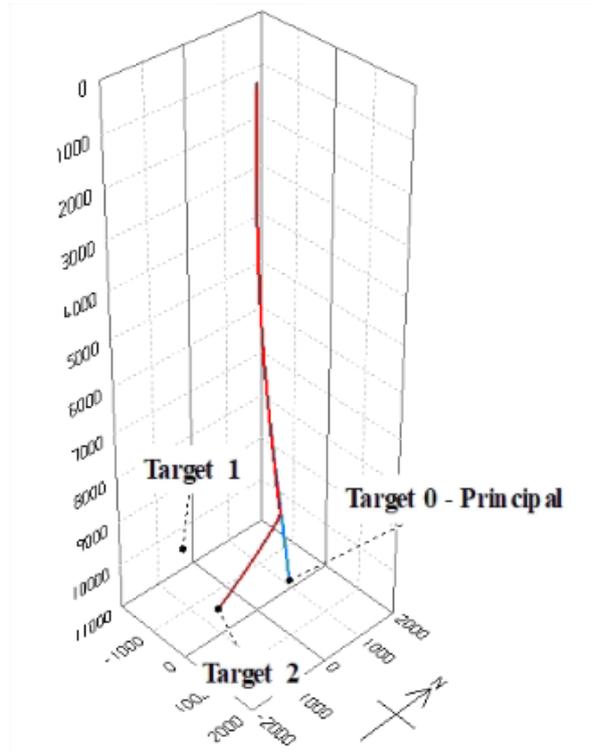


Figura 27. Trayectoria del pozo: Target 0 y 2, caso de estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

3.5 PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO Y DIAMETROS DE CASING

3.5.1 Análisis de Diagramas de Completación de Pozos Adyacentes al Lugar de Estudio.

Para este análisis se utiliza el diagrama de YUCA 049 es obtenido. Además el pozo DOCO SUR 14 ML que es una propuesta realizada por (Cuzco & Ortíz, 2013) en su trabajo denominado “Estudio de la tecnología de perforación, diseño y planificación de un pozo multilateral nivel 5 de dos ramales en un campo del Oriente Ecuatoriano” en dicho trabajo consideró información de la Secretaría de Hidrocarburos, por las coordenadas de salida de su pozo (9910838.08 mN y 290274.03 mE) se considera que su área de estudio es cercana al punto de salida del multilateral (9947665.96 mN y 302572-85 mE) de nuestro presente trabajo, incluso la columna estratigráfica del mismo es similar al del campo Yuca.

La Tabla 9 contiene información sintetizada de los diagramas nombrados en el párrafo anterior, al cual denominaremos como antecedentes.0

Tabla 9. Diámetros de casing y asentamientos, antecedentes.

Fuente: Citar a petro, y (Cuzco & Ortíz, 2013)

YUCA 049				DOCO SUR 14 ML		
Casing [plg]	Asentamiento [ft]	Estratigrafía	Nombre de casing	Casing [plg]	Asentamiento [ft]	Estratigrafía
20	264 MD	-	Casing conductor	20	45 TVD (45 MD)	-
13 3/8	5775 MD	Orteguaza	Casing superficial	13 3/8	6019 TVD (6592 MD)	Orteguaza
9 5/8	9709 MD	Entre Arena U inferior y Caliza B	Casing intermedio	9 5/8	9093 TVD (10444 MD)	Tena
7	10488 MD	Hollin inferior	Liner de producción	7	L1: 11888 TVD (12081 MD) L2: 10336 TVD (10324MD)	L1: Caliza C L2: Caliza C

Cabe mencionar que, las profundidades de asentamiento del pozo Yuca 049 están descritas por su fuente principal en MD, sin embargo, se conoce que el total perforado es 10189 TVD (10490 MD) para poder considerar una diferencia entre su TVD y respectivo MD en posterior definición.

Después de analizar y sintetizar la información de la Tabla 9, se define el diámetro de casing y asentamiento para el pozo multilateral del presente caso de estudio.

3.5.2 Definición de Asentamiento y Diámetros de Casing.

Ya con el planeamiento de las trayectorias realizadas, se procedió a establecer el diseño del casing del pozo para cada sección con su respectivo valor de asentamiento, Tabla 10. Para establecer el valor de dichos parámetros se observó el diagrama de pozo 2 pozos: Yuca 049 y DOCO SUR 14ML. Los pozos nombrados son considerados debido al limitado acceso a información del campo.

Tabla 10. Diámetros de casing y asentamientos Principal - Target 0 (Hollin superior), caso estudio.

Piloto Multilateral zona 18S: Principal – Target 0 (Hollin superior)			
Casing [pulg]	Asentamiento [ft]	Estratigrafía	Nombre de casing
20	150 TVD (150 MD)	-	Casing conductor
13 3/8	5494.7 TVD (5500 MD)	Orteguaza: Lutitas pardas, poca arenisca	Casing superficial
9 5/8	9461.3 TVD (9500 MD)	Caliza M2: Caliza	Casing intermedio
7	9995.0 TVD (10038.8 MD)	Hollin superior: Arenisca cuarzosa blanca	Liner de producción

De igual manera se especifica el diámetro de los liner de producción para los laterales.

Tabla 11. Diámetros de casing y asentamientos Lateral 1 - Target 1 (T inferior), caso estudio.

Piloto Multilateral zona 18S: Lateral 1 – Target 1 (T inferior)			
Casing [pulg]	Asentamiento [ft]	Estratigrafía	Nombre de casing
7	9922.0 TVD (10535.2 MD)	T inferior: Arenisca	Liner de producción

Tabla 12. Diámetros de casing y asentamientos Lateral 2 - Target 2 (U inferior), caso estudio.

Piloto Multilateral zona 18S: Lateral 2 – Target 2 (U inferior)			
Casing [pulg]	Asentamiento [ft]	Estratigrafía	Nombre de casing
7	9600.0 TVD (10735.2 MD)	U inferior: Arenisca	Liner de producción

3.5.3 Establecimiento de Asentamiento y Diámetros de Casing en Compass.

Luego de la planificación de la trayectoria y establecer los diámetros y su asentamiento, se puede especificar los puntos de la TR (tubería de revestimiento) en el software Compass™. Estos datos permiten optimizar la planeación especialmente en la perforación de las secciones inferiores, tanto para el wellbore principal como las especificaciones de los laterales.

El diseño de casing para los 3 wellbores es elaborado con la información de las tablas anteriores (Tabla 10, Tabla 11 y Tabla 12), tal como se muestra en las siguientes figuras, la información agregada es: Diámetro de casing, diámetro del hoyo, tipo de tubería con su respectiva posición de asentamiento en TVD y MD de las secciones.

	MD (ft)	TVD (ft)	Name	Casing Size (in)	Hole Size (in)	String Type
1	150.0	150.0	Casing Conductor	20.000	26.000	Casing
2	5500.0	5494.7	Casing Superficial	13.375	17.500	Casing
3	9500.0	9461.3	Casing Intermedio	9.625	12.250	Casing
4	10038.8	9995.0	Liner de Producción	7.000	7.500	Liner
5						

Figura 28. Puntos de revestimiento Principal – Target 0 (Hollin superior), caso estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

Como se evidencia en la siguiente figura, solo se establece el tramo final del wellbore 1 debido a que, el pozo es multilateral y el tramo anterior corresponde al wellbore 0.

	MD (ft)	TVD (ft)	Name	Casing Size (in)	Hole Size (in)	String Type
1	10535.2	9922.0	Liner de Producción	7.000	7.500	Liner
2						

Figura 29. Puntos de revestimiento Lateral 1 – Target 1 (T inferior), caso estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

De la misma forma que el anterior diseño, se procede con el del Lateral 2 – Target 2.

	MD (ft)	TVD (ft)	Name	Casing Size (in)	Hole Size (in)	String Type
1	10735.2	9600.0	Liner de Producción	7.000	7.500	Liner
2						

Figura 30. Puntos de revestimiento Lateral 2 – Target 2 (U inferior), caso estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

3.6 DETERMINACIÓN DE COMPLETACIÓN DE POZO MULTILATERAL

3.6.1 Definición de TAML.

Para diseñar la completación de un pozo multilateral se debe considerar la clasificación establecida en Avances Tecnológicos Multilateral (TAML, por sus siglas en inglés) donde cada nivel tiene sus ventajas o “prioridades” de aplicaciones que fueron descritas en el Marco Teórico del presente proyecto. Para establecer el nivel existen diagramas de selección, Figura 31, tal como lo presenta (Jiménez, Rodríguez, & Santamaría, 2015) en su trabajo denominado “Desarrollo de campos a través de pozos multilaterales”.

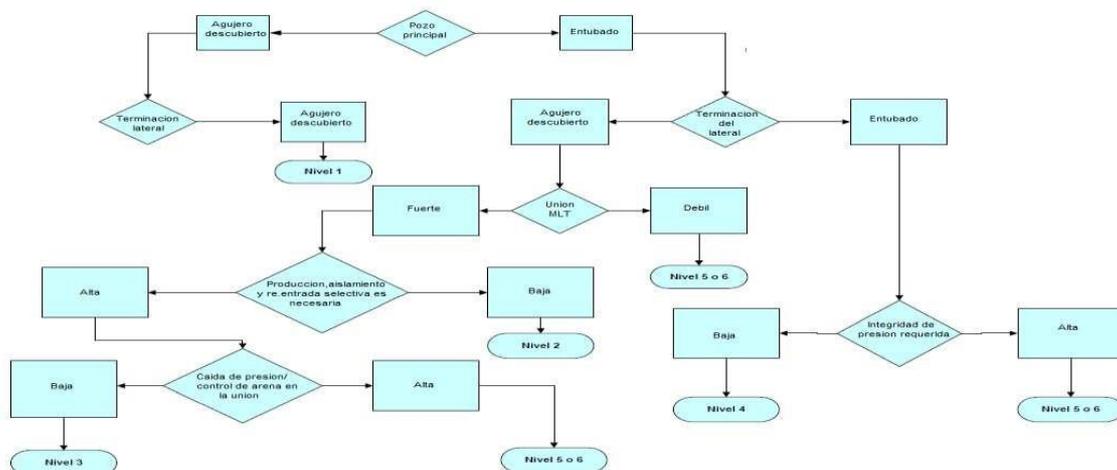


Figura 31. Diagrama para selección de TAML.

Fuente: (Jiménez, Rodríguez, & Santamaría, 2015)

Como se puede evidenciar entre los puntos importantes de análisis están:

- Entubado o no del pozo principal y sus laterales
- Producción con aislamiento o reentrada selectiva
- Caída de presión / Control de arena
- Integridad hidráulica y de presión

De acuerdo con las necesidades relacionadas a las características de la formación, del petróleo producido o del pozo se descartarán los niveles y finalmente se establece el que satisface los requerimientos.

Para realizar el descarte de niveles, se requiere la siguiente información:

- Grado de compactibilidad de la roca de formación, para definir el requerimiento de cementación de los wellbores.
- Reportes de producción de pozos aledaños (del mismo campo) para conocer si existe o no problemas de producción de arena para dicha zona de pago.
- Presión poral o de formación, punto clave para establecer si se puede colocar a producir varias arenas por un mismo pozo principal o lateral, y demás.

A pesar de conocer el método de selección, no se dispone de la información necesaria para realizar dicho procedimiento. Por ello se va a considerar información del campo disponible y orientarnos hacia el Nivel 5 que fue establecido en el trabajo realizado por (Cuzco & Ortíz, 2013) ya que es relacionado a un campo del Oriente Ecuatoriano.

Otro dato a considerar es que, acorde al Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador por (Larrea, 2018) se manifiesta en el Art. 56 que “En caso de existir más de un (1) Yacimiento productivo y que sea conveniente explotarlo simultáneamente, se deberá instalar completación múltiple y equiparse de manera que se garantice la producción separada e independiente de cada uno de los Yacimientos”.

Además, que, acorde a información de EP Petroecuador disponible en el trabajo de (Armas & Cevallos, 2013) se conoce que los pozos del Campo Yuca requieren de levantamiento artificial. A continuación, se presenta en Tabla 13: los pozos productores y su tipo de levantamiento registrados en el 2012.

Tabla 13. Levantamiento artificial utilizado en los pozos del campo Yuca.

Fuente: (Armas & Cevallos, 2013)

Pozo	Levantamiento	Arena
YUC-001B	ESP	U Inferior
YUC-002B	ESP	U inferior
YUC-007	ESP	U
YUC-009	ESP	U
YUC-012	ESP	T
YUC-013	ESP	Hollín Superior
YUC-014	ESP	U Inferior
YUC-015	ESP	U
YUC-016	ESP	T Superior
YUC-019D	ESP	Hollín Superior
YUC-020D	Hidráulico JET	Hollín Superior
YUC-021D	ESP	T inferior
YUC-022D	ESP	U Inferior
YUC-023D	ESP	U
YUC-024D	ESP	T
YUC-025D	ESP	U Inferior

Cabe mencionar que, aparte de los pozos detallados anteriormente, existen otros en estado: abandonado, cerrado y reinyector. Además, que ESP es Bombeo electro sumergible (por sus siglas en ingles).

Entonces, los dos puntos tratados anteriormente, brindan soporte para que el Nivel 5, también se ajuste a la completación para el pozo multilateral planeado en este trabajo. Ya que, para que se tenga acceso seguro al lateral, lo más cauto es que el mismo esté revestido y cementado. Además, que el nivel mencionado considera la integridad hidráulica o la producción independiente.

Entonces, tanto el pozo principal como el lateral se requieren que estén entubado y cementado para brindar facilidad cuando se requiera intervenir tanto el *borehole* principal como el lateral.

Además, como se mencionó, por reglamento se enfatiza la producción separada e independiente de yacimientos, por lo que se propondrá una completación dual que permita la producción simultánea y separa a través de dos tubings: para este tipo de completación se requiere por lo general: Packers duales de producción de ajuste hidráulico (Dual hydraulic set production packers), sistema de colgadores duales de tubing (dual tubing hanger systems), árbol de navidad dual (dual Xmas Trees), mientras que los otros componentes pueden ser de una completación convencional de una zona (RGIT Montrose Ltd, 2002). Cabe recalcar que, los nombres de equipos serán nombrados en inglés por la particularidad de dicho uso en el campo petrolero.

3.6.2 Descripción y especificación de equipos de completación.

a) Dual Tubing Wellhead y Christmas Tree: Dual Completion Wellhead System.

El primer equipo para considerar será sobre el sistema de completación dual: Dual Tubing Wellhead y Christmas Tree, fabricado por (CCSC Petroleum Equipment Corporation Limited, 2018).

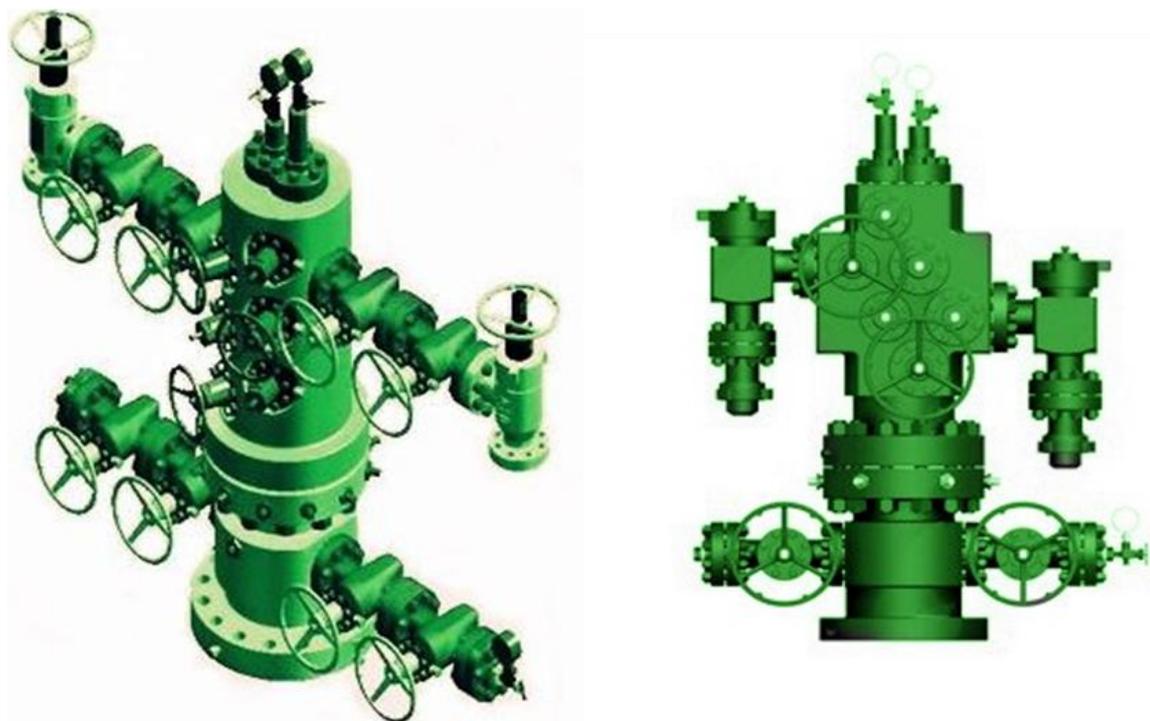


Figura 32. Dual tubing wellhead y Christmas tree, Dual completion wellhead system.

Fuente: (CCSC Petroleum Equipment Corporation Limited, 2018)

Las características del Dual completion wellhead system son descritas en la Tabla 14.

Tabla 14. Características de Dual completion wellhead system.

Fuente: (CCSC Petroleum Equipment Corporation Limited, 2018)

Diseñado específicamente para uso de completación dual	
Configuración compacta, operación conveniente, sellado confiable	
Aplicable para todo tipo de programa de casing y Tubing	
Medio de trabajo	Petróleo, gas natural, lodo y gas que contenga H2S, CO2
Presión de trabajo [psi]	2000 – 20000
Clase de material	AA – FF
Temperatura de trabajo [°C]	- 46 ~ 121 Clase LU)
PSL (Nivel de especificación del producto)	1 – 4
PR (Requerimiento de rendimiento)	1 – 2

b) Multilateral Junction: RapidXtreme.

Una herramienta importante en los pozos multilaterales es la encargada de la unión del pozo principal y el lateral. Para dicho caso se consultó en diferentes páginas webs de empresas de servicios que brindan la sección de Multilateral. Sin embargo, muchas de ellas describen su herramienta, pero no detallan tabla técnica de especificación o aplicabilidad. La siguiente herramienta adjunta a continuación, Figura 33, es escogida debido a que, dentro de su información disponible, constan los tamaños de casing establecidos en el planeamiento del pozo. Las uniones multilaterales RapidXtreme de alta resistencia que permiten el ingreso selectivo a los laterales. Además, al trabajar con grandes diámetros permite obtener mayores tasas de producción comparado con otros sistemas multilaterales convencionales (Schlumberger, 2021).



Figura 33. RapidXtreme TAML 5 Multilateral Junction.

Fuente: (Slumberger, 2023)

El tamaño del casing del hoyo principal para el cual está disponible esta herramienta es de: 9 5/8” (Las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso). Sin embargo, lo mostrado en la ficha por (Schlumberger, 2021) se acopla al presente caso de estudio, Tabla 15.

Tabla 15. Características de Multilateral Junction: RapidXtreme.

Fuente: (Schlumberger, 2021)

Ficha técnica de Multilateral Junction: RapidXtreme	
Tamaño de casing, plg	9 5/8
Peso de casing, lbm/ft	40 – 43.5 47 – 53.5
ID deflector hoyo principal, plg [mm]	6.560 [166.62]
ID deflector hoyo lateral, plg [mm]	6.125 [155.57]
Rango de Presión diferencial de completación Y-block	5000 [68.9]
Nivel 5, psi [MPa]	
Tipo de ventana	Casing fresado
Nivel de TAML	3, 4 o 5
Especificaciones de Y-Block Nivel 5	
Tamaño tubing – dual, plg [mm]	3 1/2 [88.9]
ID tubing – dual, plg [mm]	2.992 [76]
OD máximo de DTLA (Ensamblaje de localización de Dual – tubing), in [mm]	8.40 [213.36]
ID mín Y-block intervención lateral selectiva, plg [mm]	2 3/4 [69.85]
Bypass de líneas de control	4 líneas
Compatibilidad para válvulas inteligentes	Sí
Compatibilidad para grabel pack	Sí
Compatibilidad para Intervención	Sí

Además, si bien no es parte del alcance de este estudio, vale enfatizar que el uso de pozos multilaterales ayuda a la parte ambiental ya que como manifiesta (Slumberger, 2023) se requiere menos uso de materiales de construcción de pozo, cementación, lo cual permite ahorrar entre 1500 – 18500 tCO₂e relacionado al carbono incorporado (materiales y procesos de construcción). Mientras que, el carbono generado debido a fuentes de energías utilizadas para operaciones tales como la plataforma de perforación, separadores (vessels) especiales y operacionales implicaría un ahorro entre 500 – 3500 tCO₂e.

c) Válvulas de Control de Influjo (ICV): TRFC-HDM.

Como ya es notorio, el multilateral cuenta con un borehorle principal y dos laterales, cada uno a una arena productora de manera independiente, sin embargo, una de las arenas en dicha locación ha producido de manera intermitente ya que como se detalla en la

Tabla 2 para el 2018 su estado era activo, sin embargo, de acuerdo a la información disponible en el trabajo de (Armas & Cevallos, 2013) a través de la fuente del Departamento de ingeniería de EP Petroecuador para el 2012 dicha arena en el pozo respectivo se encontraba cerrada, de igual forma de manera confidencial se conoce que está cerrado. Por lo que para el target 1, se instalará una válvula que permita tener cerrado su acceso y eventualmente en caso de requerirlo intervenirla.

La herramienta seleccionada es la ICV TRFC-HDM, Figura 34, disponible en el catálogo de los productos de (Schlumberger, 2023) donde indican que la aplicación de las válvulas es garantizada para: Completaciones inteligentes multi zonas. Además, se conoce que su actuación puede ser hidráulica o electrohidráulica.

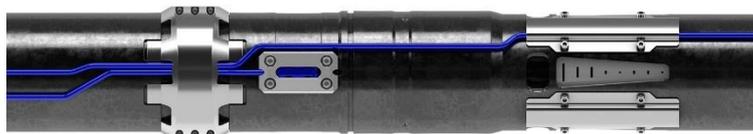


Figura 34. ICV TRFC-HDM.

Fuente: (Schlumberger, 2023)

A continuación, se describe las especificaciones de la válvula de control, exclusivamente para el tamaño de tubing que se emplea en el presente caso de estudio.

Tabla 16. Especificaciones de ICV TRFC-HDM.

Fuente: (Schlumberger, 2023)

Especificaciones TRFC-HDM 3 ½	
Tamaño de tubing, plg [mm]	3 ½ [89]
Temperatura máxima, °F [°C]	300 [149]
Presión de ecualización máxima, psi [MPa]	3000 [20.7]
Presión diferencial máxima de flujo, psi [MPa]	1500 [10.3]
Tasa de flujo máxima, bbl/d	35000
Posiciones máximas de choque	10

El uso de estos ICV ha sido considerado en diversos trabajos como los reportado por (Prebeau-Menezes, Mjølhus, & Liland, 2013) y (Gimre, 2012), tanto para completaciones de multi zonas para pozos direccionales, horizontales y/o multilaterales.

d) Packers.

El objetivo principal para el uso de sistemas de packer es aislar las zonas de pago y así permitir la producción a través de dos tubing por el multilateral. Por lo general, la tendencia de uso de este sistema de packer duales es de: un packer dual y un simple (Schlumberger, 1996). Sin embargo, para el presente caso se va a considerar 2 tipos de packer. BluePack ESP: 3 asentado en cada objetivo y 1 GT Dual String Production Packer en la unión del pozo principal y 1 lateral (donde pasan en paralelo 2 tubing).

➤ *BluePack ESP.*

Al igual que para la junta de la unión del multilateral, se procedió a buscar en diferentes compañías de servicios que oferten Packers. Sin embargo, la limitación fue no encontrar tablas técnicas de especificación en las diferentes empresas para compararlas. Afortunadamente, en la página web de (Schlumberger, 2023) se ofertaban diferentes tipos de Packer (con sus respectivas especificaciones) tales como: Convencionales, de control de arena, térmicos, para pozos con ESP o completaciones duales. Donde enfatizan el seguimiento y cumplimiento de las normas: API Spec 11D1 e ISO 14310.

El Packer BluePacker ESP se adaptaba a los tamaños de casing en el que se van a asentar los packers: 9 5/8” y 7”. A continuación, se muestra una imagen del packer en la Figura 35, cabe recalcar que sirve para completaciones ESP (Schlumberger, 2020).



Figura 35. BluePack ESP.

Fuente: (Schlumberger, 2020)

El Packer está disponible para instalarse en diferentes tamaños de casing, pero sólo se presenta los datos sobre las necesidades del multilateral del presente caso de estudio, Tabla 17.

Tabla 17. Especificaciones de BluePack ESP.

Fuente: (Schlumberger, 2020)

Tamaño casing plg [mm]	Rango peso casing Lbm/ft [Kg/m]	Tamaño tubing plg [mm]	Tipo penetrator	Diámetro conductor pulg [mm]	Temp. máxima trabajo °F [°C]	Rango de presión diferencial psi [MPa]
7 [177.8]	23 – 32 [34.23 – 47.6]	2 7/8 [73.03]	Simple 3-legged	0.25 [6.35]	350 [177]	5000 [34.5]
		3 1/2 [88.90]		0.375 [9.525]		
9 5/8 [244.5]	36 – 53.5 [53.6 – 79.6]	3 1/2 [88.90]	Simple Dual	0.25 [6.35]	350 [177]	5000 [34.5]
		4 1/2 [114.30]		0.375 [9.525]		

➤ *GT Dual String Production Packer.*

Este packer, Figura 36, tiene ajuste hidráulico y es ideal tanto para pozos de producción como inyección, además de ser compacto (Baker Hughes, 2023). Su uso es con el objetivo de aislar o brindar seguridad (aislamiento) previo a la unión del wellbore principal y un lateral, al momento de estar paralelos. Cabe mencionar que según (Baker Hughes, 2023) este packer está disponible para un amplio tamaño de tubings, se calca esto ya que la misma no brinda una ficha técnica, para especificarlas.



Figura 36. GT Dual String Production Packer.

Fuente: (Schlumberger, 2017)

e) Bomba Electro Sumergible: REDA.

Acorde a la Tabla 13; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se conoce que el levantamiento predominante en el campo Yuca es el ESP (BES). Por lo que, para la completación se va a utilizar bombas BES, misma que obedece a las capacidades de producción de los pozos, donde las arenas productoras poseen un rango de producción entre 220 a 430.bbl/d de fluido. Por lo tanto, la Bomba utilizada es la REDA, Figura 37, que oferta modelos adecuados para las necesidades o requerimientos.



Figura 37. ESP REDA.

Fuente: (Schlumberger, 2017)

A continuación, en la Tabla 18 se presentan especificaciones de la bomba considerada. Cabe recalcar que se utilizará una bomba que trabaje con un caudal mínimo menor al rango que se mencionó anteriormente, por consideraciones de precaución ante caídas de producción.

Tabla 18. Especificaciones de ESP REDA.

Fuente: (Schlumberger, 2017)

Serie	OD Plg [mm]	Casing mínimo plg [mm]	Flujo mínimo @ 60 Hz Bbl/d	Flujo máximo @ 60 Hz Bbl/d	Flujo mínimo @ 50 Hz Bbl/d	Flujo máximo @ 50 Hz Bbl/d
D	4 [101.6]	5 ½ [139.7]	200	7000	164*	5830*

Los valores * fueron convertidos ya que en la tabla de la empresa constaban como m3/d.

f) Blast Joints y Flow Couplings.

Son juntas de tubería de paredes gruesas que se instalan en áreas donde se espera un flujo turbulento, Figura 38. El espesor de pared adicional igual al diámetro exterior del acoplamiento de la tubería es ideal para evitar fallas prematuras debido a la erosión causada por la turbulencia.



Figura 38. Blast Joint (izquierda) y Flow Coupling (derecha).

Fuente: (UMSflowell, 2020)

Por lo general, se usan donde hay perforaciones y alrededor de los componentes de terminación, como los landing nipples, donde el flujo puede verse afectado. Disponible en varias opciones de rosca y diámetro con longitudes típicas que van desde 2 hasta 20 pies. Sin embargo, se muestra los modelos que se adaptan al caso de estudio, Tabla 19.

Tabla 19. Especificaciones de Blast Joint y Flow Couplings.

Fuente: (UMSflowell, 2020)

Accesorio	Serial	Objetivo de unión	Desviación interna [plg]	OD [plg]	Longitud [pies]
Blast Joint	BJ-3500-93-EUE-10	3-1/2" 9.3lb/ft EUE	2.867	4.50	10
Flow Coupling	FC-3500-92-VT10	3-1/2" 9.2lb/ft VAM TOP	2.867	3.937	10

g) Seating Nipple.

El niple con asiento en A es un niple superior, no-go, de paso reducido y de paso pulido. Este niple se usa cuando no se requiere un dispositivo de bloqueo, como al colocar un obturador hidráulico con una válvula fija. El niple de asiento A recibe válvulas estacionarias de ecualización de la serie M o A.

El niple de asiento A es un niple de aterrizaje (seating nipple) con un orificio pulido que es ligeramente más pequeño que el ID de la tubería. Esta perforación pulida actúa como una barrera y evita que las herramientas de control de flujo pasen a través del niple.

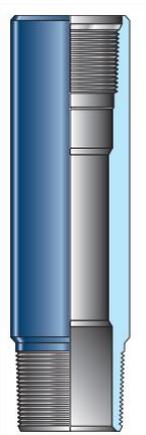


Figura 39. Seating Nipple.

Fuente: (Schlumberger, A-Seating Nipple, 2008)

El niple con asiento en A tiene un reborde superior en el extremo superior del niple y un orificio pulido. Cuando se hacen funcionar las válvulas fijas de ecualización de la serie A o M, las válvulas se apoyan contra el DI reducido del orificio del empaque y sellan en la sección pulida.

Tabla 20. Especificaciones seating nipple.

Fuente: (Schlumberger, A-Seating Nipple, 2008)

Tubing		Nipples	
OD [pulg]	Peso [lbm/ft]	Max. OD [pulg]	Sello [pulg]
			2.250
3.500	9.3	4.500	2.750
			2.812

h) Sliding Sleeve.

Se utilizan para establecer la comunicación entre la sarta de tubería y el espacio anular de la tubería de revestimiento para terminaciones de sarta de tubería simple o múltiple.

Otras aplicaciones incluyen igualar la presión entre una formación aislada y la sarta de tubería, acidificar y fracturar puntos, apagar un pozo y dirigir el flujo desde la tubería de revestimiento a la tubería en terminaciones alternas o selectivas. Como opción, se pueden instalar estranguladores de tamaño considerable en el manguito deslizante para ajustar el caudal a través de la abertura hacia el espacio anular de la tubería.

Los componentes del manguito deslizante están fabricados con acero inoxidable o aleaciones de níquel. Estos manguitos deslizantes cuentan con sellos primarios y secundarios para reducir la posibilidad de una falla total del sello, y las ranuras de igualación en el manguito interior permiten la igualación gradual entre la tubería y el espacio anular de la carcasa. Estos manguitos se pueden pedir con perfiles de niple de aterrizaje estilo Otis® tipo X y estilo Baker® tipo F y tipo R.

Los sliding sleeves de la serie CS-1 se pueden abrir o cerrar con una herramienta de desplazamiento y métodos estándar con cable y tubería flexible. El manguito deslizante CS-1U se desplaza hacia arriba para abrir y hacia abajo para cerrar, y el manguito deslizante CS-1D se desplaza hacia abajo para abrir y hacia arriba para cerrar. El manguito deslizante está ensamblado y forma parte de la sarta de tubería. Para todos los manguitos deslizantes de la serie CS-1 con perfiles de niple X, D, DB y DS, hay herramientas de separación y paquetes disponibles.



Figura 40. Sliding Sleeve.

Fuente: (Schlumberger, CS-1-Series Sliding Sleeve, 2008)

La igualación de la presión entre la tubería y el espacio anular del revestimiento normalmente se logra aplicando presión o llenando la tubería o el revestimiento con fluido. El manguito deslizante también se puede abrir incluso si las instalaciones para igualar las presiones de antemano no están disponibles. Esto requiere un control

cuidadoso de las presiones de la tubería y del espacio anular mientras se abre lentamente el manguito hasta la ecualización.

Tabla 21. Especificaciones sliding sleeve.

Fuente: (Schlumberger, CS-1-Series Sliding Sleeve, 2008)

Tubing		Sliding Sleeves				
OD [pulg]	Peso [lbm/ft]	Tipo	Max. OD [pulg]	Min. OD [pulg]	Flujo de área en puertos [pulg ²]	Tasa de presión [psi]
3.500	9.3	CSD-1D	4.280	2.750	6.90	6000
		CSD-1D-HP	4.500	2.812		8786
		CSX-1D	4.280			
		CSX-1D-HP	4.500	2.750		
		CS-1U		2.838		6000
		CSD-1U	4.280	2.750		
		CSX-1U		2.812		

i) Hydro-trip sub pressure.

Está diseñado para proporcionar un tapón de tubería temporal para establecer un empacador accionado hidráulicamente.

Para accionar un empacador de conjunto hidráulico, se deja caer una bola o se hace circular hasta su asiento en el sub de viaje hidráulico. Para configurar el empacador, se aplica el diferencial de presión apropiado a la tubería. Después de colocar el obturador, se aplica presión continua para cortar los pasadores que retienen el asiento del collarín. Una vez cortada, la pinza en el sub se mueve hacia abajo, lo que permite que los dedos de la pinza se expandan. Luego, la bola pasa a través del collarín y sale por el extremo del sub. Una vez activado, el diámetro exterior del collar se expande en un rebaje y se mantiene el diámetro interior completo de la tubería.

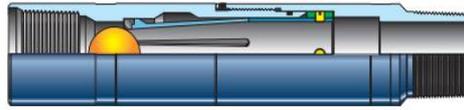


Figura 41. Hydro-trip sub pressure.

Fuente: (Schlumberger, Model A Hydro-Trip Sub, 2008)

Las bolas de bronce están disponibles como una opción para adaptarse a las características específicas del fluido del pozo. El valor de cizallamiento del hydro-trip sub es totalmente ajustable. El sub tiene una ID de tubería completa. Esta característica permite colocar el sub prácticamente en cualquier lugar de la sarta de tubería, ya que solo se descarta la bola.

El hydro-trip está disponible en una amplia variedad de materiales y conexiones de tubería.

Tabla 22. Especificaciones Hydro-trip sub.

Fuente: (Schlumberger, Model A Hydro-Trip Sub, 2008)

Tubing		Trip Subs		
OD	Peso	Max. OD	Caída de bola OD	ID de la herramienta después del
[plg]	[lbm/ft]	[plg]	[plg]	cizallamiento [plg]
3.500	9.3	4.500	2.626	2.9505

j) Deflector.

Al menos un método para completar un pozo multilateral consiste en conectar un deflector de terminación a la terminación inferior del pozo principal. Este deflector de sirve para desviar el tramo lateral de una unión multilateral hacia el pozo lateral (Stokes, Lajesic, Ramirez, & Dupler, 2019).

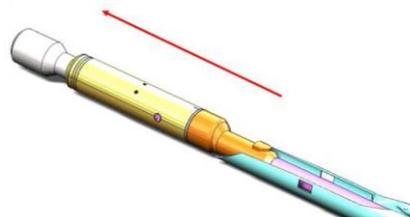


Figura 42. Deflector.

Fuente: (Stokes, Lajesic, Ramirez, & Dupler, 2019)

k) Liner Hanger: HCHR.

El liner hanger, Figura 43, no es una herramienta exclusiva para multilaterales, pero ayuda a que se cuelguen las tuberías (o liner) en una sección de casing y así utilizar menos revestimiento. Para el caso se seleccionó el HCHR de (Schlumberger, 2017).



Figura 43. Liner Hanger HCHR.

Fuente: (Schlumberger, 2017)

A continuación, se describen las especificaciones del liner hanger seleccionado.

Tabla 23. Especificaciones Liner Hanger HCHR.

Fuente: (Schlumberger, 2017)

Especificaciones	Casing			Liner	
	Tamaño	Peso	Tamaño	Peso	OD max
Liner x Casing tamaño plg [mm]	plg [mm]	lbmf/ft [Kg/m]	plg [mm]	lbmf/ft [Kg/m]	plg [mm]
7 x 9 5/8 [177.8 x 244.5]	9 5/8 [244.5]	43.5–53.5 [64.8–79.7]	7 [177.8]	29 [43.2]	8.325 [211.5]

CAPITULO IV: ANALISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 TRAYECTORIA DEL POZO MULTILATERAL

La información recopilada del campo Yuca correspondió a un total 23 pozos, determinando así el área de operación del mismo y donde se analizó la ubicación del piloto multilateral. Este campo corresponde a uno más desarrollado en la Cuenca Oriente, cuya prognosis se detalló en la Figura 15 y Tabla 4. En el grupo de 23 pozos se seleccionaron 10 de ellos (área donde se puede desarrollar el piloto) clasificándolos en dos sectores (figura 1). El sector 1 (S1) de acuerdo a los datos de producción general no es adecuado para planes de desarrollo, al contrario del sector 2 (S2).

Como el fin práctico es aplicar una trayectoria multilateral para demostrar su desarrollo tanto en planificación como completación, se seleccionaron las coordenadas objetivo ya validadas como productoras de los pozos Yuca-13, Yuca-08 y Yuca-15, Tabla 5. Hay algunos diseños para trayectorias multilaterales dependiendo de los objetivos, se definió planificar un hoyo principal con coordenadas de cabeza de pozo de 9947665.96 mN y 302572.85 mE; y que su objetivo (target 0) sea la Arena Hollín Superior. Desde esta principal, se desprendieron dos laterales; un lateral con el objetivo de ingresar a la Arena T inferior (Target 1), y el otro lateral de alcanzar la arena U inferior (Target 2).

La creación de la trayectoria se planificó en la herramienta Compass, que es parte del paquete de softwares proporcionado por Halliburton a la universidad. La parte crucial empezó con indicar la coordenada de ubicación de la plataforma, y por consiguiente como datos de observación para análisis, la prognosis del campo. La sección de trayectoria hasta el KOP es vertical, cuyo valor de KOP fue establecido a 2000 ft de TVD como referencia al diagrama mecánico del Yuca-049 y otros KOP comúnmente en la Cuenca Oriente.

Desde el KOP, se inició el diseño de la trayectoria del hoyo principal. Como el target 0, no presentaba un desplazamiento horizontal tan significativo, se aplicó la herramienta de cálculo “Optimum Align” para que recomiende un perfil. Esta herramienta por lo general otorga un perfil tipo S, pero por el desplazamiento que se mencionó, el perfil no concordaba en la sección final de la trayectoria, para lo cual se corrigió esta sección. Entonces, la trayectoria para el hoyo principal se definió en tipo J.

Una vez realizado la trayectoria del *wellbore* principal y los laterales como se sustentó en el capítulo 3 del presente trabajo. Se tiene como resultado final el siguiente planeamiento para el pozo multilateral, tal como se muestra en la Figura 44.

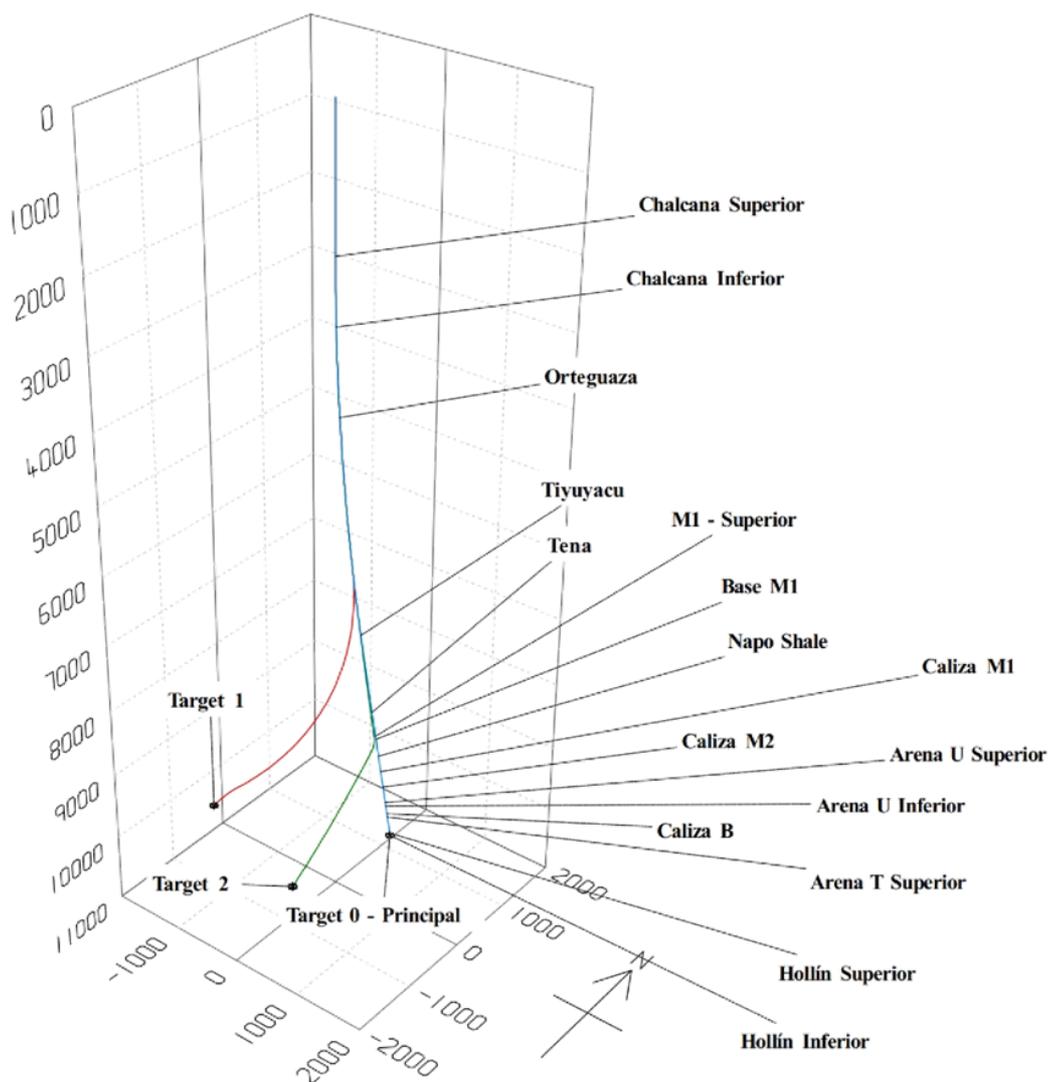


Figura 44. Trayectorias del pozo multilateral, vista 3D, caso de estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

A continuación, se presenta la ubicación del pozo con los respectivos targets alcanzados en una vista superior X – Y, Figura 45.

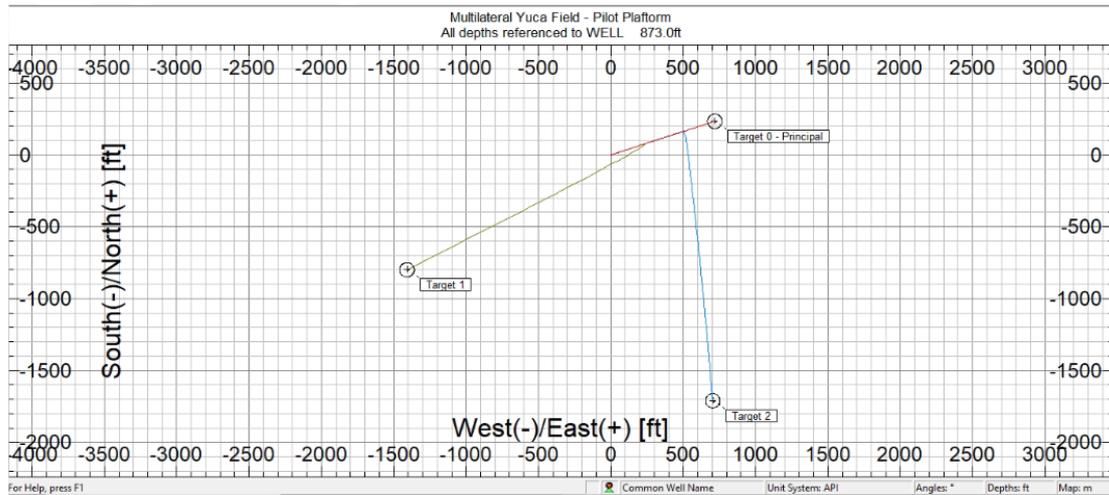


Figura 45. Trayectorias del pozo multilateral, vista 2D superior, caso de estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

4.2 DIAGRAMA DE CASING DEL POZO MULTILATERAL

El resultado de la trayectoria y sus respectivas secciones de revestimiento se presenta en la siguiente figura 46, esto gracias a las herramientas y funcionalidades del software Compass™.

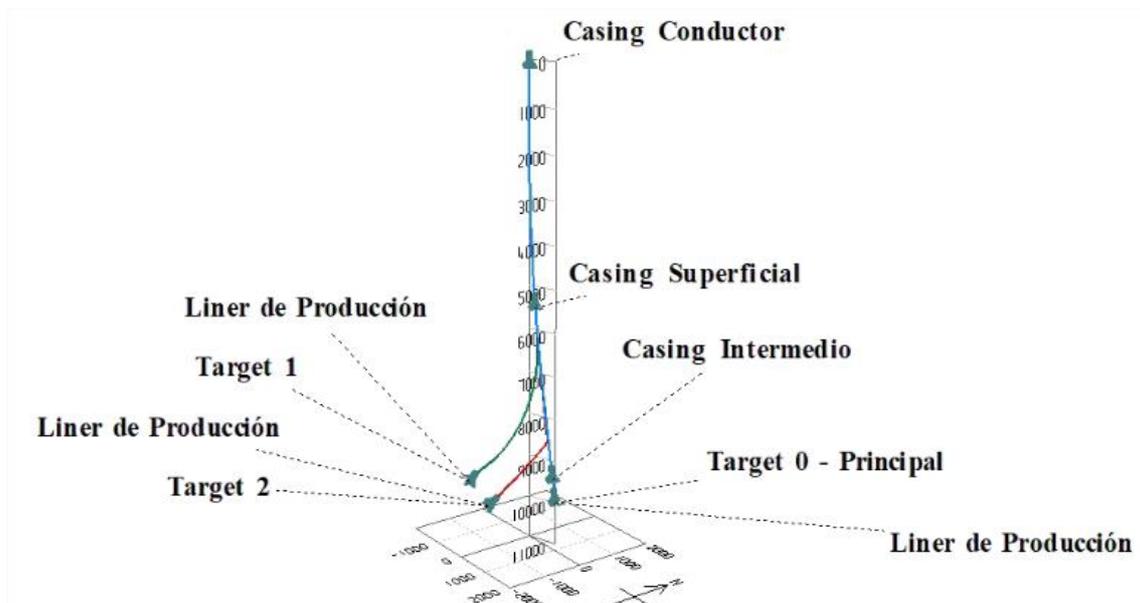


Figura 46. Pozo multilateral (trayectoria y revestimiento), caso estudio.

Fuente: (Compass™ EDM 5000.15.0, 2023)

Como se puede evidenciar los diámetros de casing son los mismos empleados en los diagramas de análisis debido a que ambos fueron considerados en la Cuenca Oriente Ecuatoriano, si se considerara un pozo multilateral de más laterales o ramales a los empleados en el caso de estudio, se requerirían mayor diámetro en las diferentes secciones de casing con el fin de obtener el espacio necesario para las diferentes completaciones requeridas.

4.3 COMPLETACIÓN DEL CASO EN PRÁCTICA

De acuerdo a las herramientas de completación nombradas y descritas en el capítulo anterior se tiene el siguiente diagrama representativo para el presente pozo multilateral, Figura 47 , se enfatiza que es representativo – práctico, debido a que para el correcto o ideal diseño se requiere de información de reservorio, fluido y demás que no se encuentran en las diferentes referencias bibliográficas, por ejemplo, el nivel de fluido para determinar el asentamiento de la Bomba Electro Sumergible.

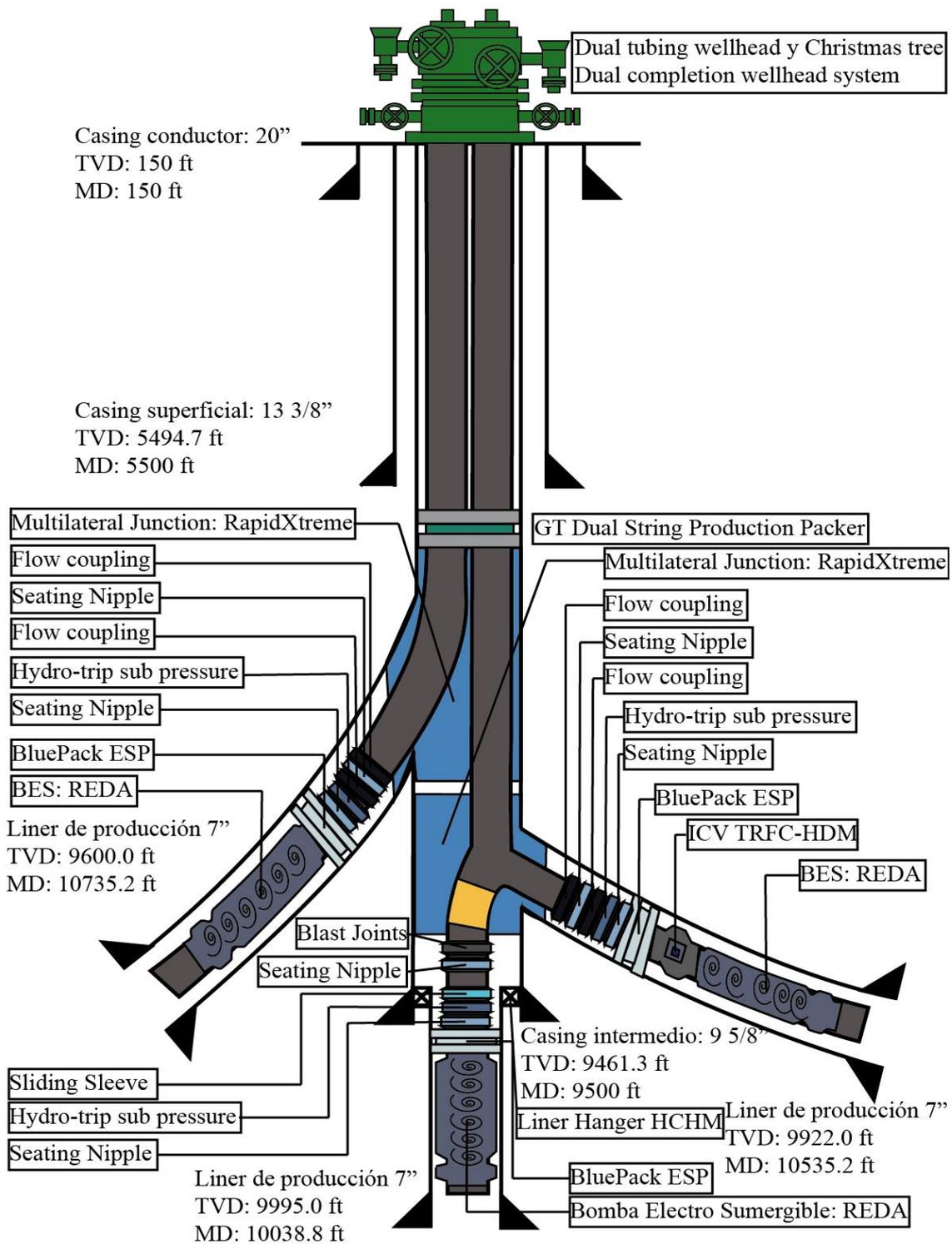


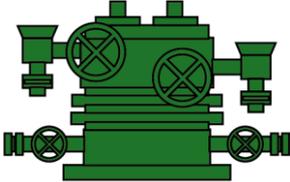
Figura 47. Diagrama de completación de pozo multilateral, caso estudio.

Si bien se menciona que es un diagrama representativo, este está conformado por herramientas que permiten el funcionamiento del multilateral. Por ejemplo, se considera el control de producción del Target 1 (por el momento cerrado, pero considerado en el multilateral para una eventual producción), debido a las consideraciones antes descritas.

Otro aspecto importante, fue el well head y árbol de navidad para dos tubing, ya que el pozo por cuestiones de reglamentos debe presentar producción independiente y separada, he ahí también el motivo de que “actualmente” se presenta cerrado el aporte del Target 1, ya que la producción por tubings no debe ser es por más de una arena en simultáneo. Para las diferentes herramientas se consideró la producción por tubing de 3 ½ ya que en el diagrama del pozo Yuca 049 estaba definido de dicha forma.

Para una mejor identificación de las herramientas representadas en la Figura 47 sobre el diagrama del pozo multilateral se presenta la siguiente tabla identificatoria, Tabla 24.

Tabla 24. Representación gráfica de herramientas usadas en diagrama de completación, caso de estudio.

Nombre de herramienta	Representación gráfica en diagrama
Dual tubing wellhead y Christmas tree, Dual completion wellhead system	
Multilateral Junction: RapidXtreme	
ICV TRFC-HDM	
BluePack ESP	
GT Dual String Production Packer	
Bomba Electro Sumergible: REDA	
Blast Joints y Flow Couplings.	
Seating Nipple	
Sliding Sleeve	
Hydro-trip sub pressure	
Deflector	
Liner Hanger HCHR	

A continuación, en la Tabla 25 se menciona los intervalos de los targets 0, 1 y 2, esto es acorde a la información de pruebas iniciales realizadas en los respectivos pozos del campo Yuca, los pozos referenciados para dichos targets son mencionados en la información de la

Tabla 2. Mientras que la información es proveniente del trabajo realizado por (Armas & Cevallos, 2013).

Tabla 25. Intervalos de los targets 0, 1 y 2.

Fuente: (Armas & Cevallos, 2013).

Fecha	Yacimiento Intervalo	Tiempo					
		de prueba [horas]	Petróleo [BPPD]	Agua [BAPD]	BSW [%]	RGP [PCN/BN]	°API @ 60°F
27/09/94	Target 0 (Hollín superior) 9978-10034	35	315	1654	84	-	-
14/10/93	Target 1 (T inferior) 9910 - 9935	18	1918	122	6	-	26
20/11/95	Target 2 (U inferior) 9586-9616	26	2388	12	0.5	-	18

4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

Tabla 26. Análisis económico del costo de perforación y completación.

Detalles	Costos por pies [USD/ft]	Profundidad [ft]	Costo de perforación [\$]	Costo de completación [\$]	Costo total [\$]
Pozo principal	128 \$/ft	10038.8 ft	1284.966,40	899.155,00	2184.121,40
Lateral 1	128 \$/ft	4535.2 ft	580.505,60	775.254,00	1355.759,60

Lateral 2	128 \$/ft	2235.2 ft	286.105,60	655.000,00	941.105,60
Total	128 \$/ft	16809.2	2151.577,60	2329.409,00	4450.986,60

En la Tabla 26 se observa el costo de la perforación y completación del pozo principal, lateral 1 y lateral 2, que está relacionado con la profundidad de perforación por costo de 128 \$/ft cada pie, el pozo principal representa un valor de perforación de \$ 1284.966,40 a 10038.8 ft. El lateral 1 tiene una desviación desde 6000 ft MD hasta 10535.2 ft MD, lo que se calcula una distancia de 4535.2 ft, representando un valor de \$ 580.505,60. El lateral 2 se desvía a los 8500ft MD hasta 10735.2 ft MD, calculando una distancia de 2235.2 ft, representando un valor de \$2151.577,60 y el costo total de perforación por cada pie es de \$ 2151.577,60, mientras los costos de completación se sugirieron en función de costo básico de completación con el sistema (CARLA MAGALLANES & JULIO SÁNCHEZ, 2018)

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

La información recopilada del campo Yuca correspondió a un total 23 pozos, determinando así el área de operación y donde se analizó la ubicación del piloto multilateral. Se seleccionaron 10 pozos (área donde se puede desarrollar el piloto) clasificándolos en dos sectores, Figura 14. El sector 1 (S1) de acuerdo con los datos de producción general no es adecuado para planes de desarrollo, al contrario del sector 2 (S2).

Hay algunos diseños para trayectorias multilaterales dependiendo de los objetivos, se definió planificar un hoyo principal con coordenadas de cabeza de pozo de 9947665.96 m N y 302572.85 m E; y que su objetivo (target 0) sea la Arena Hollín Superior. Desde esta principal, se desprendieron dos laterales; un lateral con el objetivo de ingresar a la Arena T inferior (Target 1), y el otro lateral de alcanzar la arena U inferior (Target 2).

La sección de trayectoria hasta el KOP (2000 ft), donde se inició el diseño de la trayectoria del hoyo principal. Como el target 0, no presentaba un desplazamiento horizontal tan significativo, se aplicó la herramienta de cálculo “Optimum Align” para que recomiende un perfil. El perfil no concordaba en la sección final de la trayectoria porque se presentaba como tipo S, para lo cual se corrigió esta sección. Entonces, la trayectoria para el hoyo principal se definió en tipo J.

A partir de la trayectoria principal se desplegaron los laterales hacia sus objetivos 1 y 2. Para el lateral 1, se planificó una trayectoria lo menos longitudinal en MD, indicando su inicio a 6000ft de MD, y empleando la herramienta “Optimum Align” se especificó los dogles de construcción (1.43°) y caída (31.22°). El perfil debió ser corregido desde la parte media hasta la sección final con “Doogleg Toolface” para que la trayectoria sólo se mantenga, finalizando en tipo “slant”.

El lateral 2 siguió un proceso similar, un punto de partida a 8500 ft de MD, un dogleg de construcción de 30° con “Optimum Align”, y se corrigió la sección final con la herramienta “Doogleg Toolface” para que se mantenga la trayectoria y alcanzar el objetivo 2.

La completación presentada cumple los requerimientos de un pozo multilateral, como lo es la junta de unión y la integridad hidráulica. Las herramientas utilizadas responden a un tubing de producción de 3 ½”. Además, el objeto de este trabajo es demostración de forma didáctica del planeamiento de un multilateral, por lo que se consideraron asunciones o datos de campo aledaño con características de formaciones similares al campo Yuca para el desarrollo de este caso de estudio.

El diagrama de completación realizada responde a la producción separada e independiente de las arenas según las estipulaciones descritas en el reglamento de operaciones hidrocarburíferas del país. Por ello se dispuso que el aporte proveniente del target 1 esté cerrado o bloqueado a través de una válvula de control. Además, cabe mencionar que, para establecer profundidades de asentamiento de diferentes herramientas y equipos es necesario diversa información tanto de fluido como de pozo que para el proyecto fue limitada.

Los pozos multilaterales representan un menor costo, que permite intervenir en los varios reservorios desde un pozo principal optimizando el gasto en el proceso de la perforación de pozos, considerando altamente beneficioso por varias razones tanto técnica como económicas.

5.2 RECOMENDACIONES

Para mejorar el análisis de construcción de una trayectoria multilateral, es necesario incluir el estudio de mecánicas de rocas de la prognosis del campo y su relación en la selección del BHA, además de la simulación de perforación bajo estas consideraciones. Estos datos permiten llegar a observaciones de torque y arrastre que facilitan las conclusiones de las trayectorias planificadas.

Para un desarrollo más profundo de la investigación es necesario disponer de información actual del campo, para poder definir la ubicación de un pozo nuevo y que sus targets respondan a arenas donde se presenten reservas remanentes de petróleo y así poder elevar el factor de recobro del campo, y acorde a la producción diseñar la completación respectiva, ya que considerando el aporte real de la arena se puede realizar el análisis nodal y así definir el tubing de producción y acorde al diámetro del mismo se definen las demás herramientas/equipos de completación.

Incentivar a los directivos de la universidad y de la carrera el convenio con las empresas productoras o de servicio que laboran en el Ecuador para que el estudiante disponga de toda la información necesaria y así poder realizar de forma óptima todos los proyectos de investigación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGUILAR, R. (2016). *PERFORACION DE POZOS DE ALCANCE EXTENDIDO*.
- Anyanwu, C. (2013). Análisis de la estabilidad del pozo en el diseño y la construcción de pozos multilaterales. *Society of Petroleum Engineers* .
- Armas, R., & Cevallos, J. (2013). *Estudios de presiones y parámetros petrofísicos del campo Yuca con el fin de determinar zonas depletadas y no drenadas para la ubicación de pozos en desarrollo [Tesis de pre grado]*. Escuela Politécnica Nacional.
- Aubert, W. G. (1998). VARIACIONES EN POZO MULTILATERAL DISEÑO Y EJECUCION.
- B., Cristhian G. Hector;. (2014). Analisis Comparativos de Pruebas de Presiones. *CJG Sisalima*, 9.
- Baker Hughes. (2023). *Completions*. GT dual string production packer: <https://www.bakerhughes.com/completions/packers/multistring-production-packers/gt-dual-string-production-packer>
- Barak Alenezi, N. D. (2020). Metodología para la Planificación y Ejecución del Diseño de Pozos Multilaterales. *Society of Petroleum Engineers*.
- CCSC Petroleum Equipment Corporation Limited. (2018). *CCSC Petroleum Equipment Co., LTD. Wellhead solution: Dual completion Wellhead*: <https://www.ccscpetro.com/dual-completion-wellhead.html>
- Compass™ EDM 5000.15.0. (2023).
- Cunha, J. C. (2002). Diseño de sarta de perforación y revestimiento para pozos horizontales y de alcance extendido.
- CUZCO YAMASCA DIEGO IVAN, O. B. (2013). *Estudio de la tecnología de perforación, diseño y planificación de un pozo multilateral nivel 5 de dos ramales en un campo petrolero del oriente ecuatoriano*. QUITO.
- Cuzco, D., & Ortíz, O. (2013). *Estudio de la tecnología de perforación, diseño y planificación de un pozo multilateral nivel 5 de dos ramales en un campo petrolero del Oriente Ecuatoriano [Tesis de pregrado]*. Escuela Politécnica Nacional (EPN). <https://doi.org/https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6885>
- Gimre, J. (2012). *Efficiency of ICD systems*. University of Stavanger.

- <https://doi.org/https://uis.brage.unit.no/uis-xmlui/bitstream/handle/11250/182088/Gimre%2c%20Jeanette.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Harald Blikra, K. D. (1994). Pozos de diseño de alcance extendido, horizontales y complejos:.
- Jiménez, J., Rodríguez, Y., & Santamaría, L. (2015). *Desarrollo de campos a través de pozos multilaterales [Tesis de pre grado]*. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
<https://doi.org/http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/7635/Tesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Jumbo, J. (2017). *Simulación del Campo Yuca en la Arena T con Implementación de Recuperación Secundaria [Tesis de pre grado]*. Escuela Politécnica Nacional.
- Larrea, H. (2 de Febrero de 2018). *Gob.ec: Portal único de trámites ciudadanos. Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas*:
<https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2018-10/Reglamento-de-operaciones-hidrocarburiferas.pdf>
- Prebeau-Menezes, L., Mjølhus, S., & Liland, G. (2013). World's First TAML Level 5 Multi-lateral Well with Individual Remote Inflow Control of Three Branches on Troll Oil Field. *Offshore Technology Conference Brasil*. Rio de Janeiro: Offshore Technology Conference (OTC). <https://doi.org/https://doi.org/10.4043/24427-MS>
- Qiang Zhang, W. Z. (2021). Application of Innovative Extended Reach Well Operation Technology in. *International Petroleum Technology Conference*.
- RGIT Montrose Ltd. (2002). *SCRIBD*. Completion Design Manual (Shell):
<https://es.scribd.com/document/232824800/Completion-Design-Manual-Shell#>
- Rodríguez, A. (2007). *Optimización del gas de los campos Pindo, Palanda - Yuca Sur II para generación eléctrica [Tesis de pre grado]*. Escuela Politécnica Nacional.
- Schlumberger. (Diciembre de 1996). *SLK Connect*. Oil and gas well completions:
<https://www.slk-connect.com/wp-content/uploads/2020/04/34-Oil-Gas-Well-Completions-1996.pdf>
- Schlumberger. (2008). *A-Seating Nipple*. <https://www.slb.com/-/media/files/co/product-sheet/a-seating-nipple.ashx>
- Schlumberger. (2008). *CS-1-Series Sliding Sleeve*. <https://www.slb.com/-/media/files/co/product-sheet/cs-1-series.ashx>

- Schlumberger. (2008). *Model A Hydro-Trip Sub*. <https://www.slb.com/-/media/files/co/product-sheet/modela-hydro-trip-sub>
- Schlumberger. (2017). *HCHR*. <https://www.slb.com/-/media/files/co/product-sheet/hchr-high-capacity-hydraulic-rotating-liner-hanger.ashx>
- Schlumberger. (2017). *High-Efficiency Pumps*. <https://www.slb.com/-/media/files/al/product-sheet/high-efficiency-pumps-ps.ashx>
- Schlumberger. (2020). *BluePAck ESP*. <https://www.slb.com/-/media/files/co/product-sheet/bluepack-esp-ps.ashx>
- Schlumberger. (2021). *Transition Technologies*. RapidX TAML 3, 4 or 5 large-bore multilateral junction: <https://www.slb.com/-/media/files/co/product-sheet/rapidxtreme-ps.ashx>
- Schlumberger. (2023). *Products and services*. TRFC - HDM modular flow control valve: <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/completions/well-completions/intelligent-completions/downhole-interval-control-valves/trfc-hdm-modular-flow-control-valve>
- Schlumberger. (2023). *SLB*. Completion Packer: <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/completions/well-completions/packers>
- Schlumberger. (2023). *TRFC-HDM*. <https://www.slb.com/-/media/files/co/product-sheet/trfc-hdm-ps.ashx>
- SILVA. (2019). *Optimización de la perforación de pozos multilaterales de alcance extendido para maximizar el contacto con el yacimiento*.
- Schlumberger. (2023). *SLB: Product and Services*. RapidX: <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/completions/well-completions/multilaterals/rapidxtreme-taml-5-multilateral-junction>
- Solis, E. (2017). *Tasa Permitida de Producción*. Petroamazonas .
- Stokes, M. B., Lajesic, B., Ramirez, C. A., & Dupler, L. B. (2019). Design, Testing, and Operation of a Completion Deflector Running and Test Tool for Efficient Multilateral Completions. *Offshore Technology Conference*. Houston, Texas, USA. <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/19OTC/4-19OTC/D041S053R004/181376>
- TÚQUERES, P. S. (2011). DETERMINACIÓN DE FALLAS DE LOS EQUIPOS ELECTRO SURMEGIBLES.
- UMSflowell. (2020). *Blast Joint and Flow Coupling*. <https://umsflowell.com/wp-content/uploads/2021/06/EDS-003-REV-AB-Blast-Joints-and-Flow->

Couplings.pdf

ANEXOS

Anexo A

	MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Tool
1	0.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	UNDEFINED
2	100.0	0.00	0.00	100.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
3	200.0	0.00	0.00	200.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
4	300.0	0.00	0.00	300.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
5	400.0	0.00	0.00	400.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
6	500.0	0.00	0.00	500.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
7	600.0	0.00	0.00	600.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
8	700.0	0.00	0.00	700.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
9	800.0	0.00	0.00	800.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
10	900.0	0.00	0.00	900.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
11	1000.0	0.00	0.00	1000.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
12	1100.0	0.00	0.00	1100.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
13	1200.0	0.00	0.00	1200.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
14	1300.0	0.00	0.00	1300.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
15	1400.0	0.00	0.00	1400.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
16	1500.0	0.00	0.00	1500.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
17	1600.0	0.00	0.00	1600.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
18	1700.0	0.00	0.00	1700.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
19	1800.0	0.00	0.00	1800.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
20	1900.0	0.00	0.00	1900.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
21	2000.0	0.15	72.01	2000.0	0.0	0.1	0.1	0.15	72.01	MWD +SAG (1)
22	2100.0	0.30	72.01	2100.0	0.2	0.5	0.5	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
23	2200.0	0.45	72.01	2200.0	0.4	1.1	1.2	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
24	2300.0	0.60	72.01	2300.0	0.6	2.0	2.1	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
25	2400.0	0.75	72.01	2400.0	1.0	3.1	3.3	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
26	2500.0	0.90	72.01	2500.0	1.5	4.5	4.7	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
27	2600.0	1.05	72.01	2600.0	2.0	6.1	6.4	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
28	2700.0	1.20	72.01	2699.9	2.6	8.0	8.4	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
29	2800.0	1.35	72.01	2799.9	3.3	10.1	10.6	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
30	2900.0	1.50	72.01	2899.9	4.0	12.4	13.1	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
31	3000.0	1.65	72.01	2999.8	4.9	15.1	15.8	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
32	3100.0	1.80	72.01	3099.8	5.8	17.9	18.8	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
33	3200.0	1.95	72.01	3199.7	6.8	21.0	22.1	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
34	3300.0	2.10	72.01	3299.7	7.9	24.4	25.7	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
35	3400.0	2.25	72.01	3399.6	9.1	28.0	29.4	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
36	3500.0	2.40	72.01	3499.5	10.3	31.9	33.5	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
37	3600.0	2.55	72.01	3599.4	11.7	36.0	37.8	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
38	3700.0	2.70	72.01	3699.3	13.1	40.3	42.4	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
39	3800.0	2.85	72.01	3799.2	14.6	44.9	47.2	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
40	3900.0	3.00	72.01	3899.1	16.2	49.8	52.3	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
41	4000.0	3.15	72.01	3998.9	17.8	54.9	57.7	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
42	4100.0	3.30	72.01	4098.8	19.6	60.2	63.3	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
43	4200.0	3.45	72.01	4198.6	21.4	65.8	69.2	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
44	4300.0	3.60	72.01	4298.4	23.3	71.7	75.4	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
45	4400.0	3.75	72.01	4398.2	25.3	77.8	81.8	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
46	4500.0	3.90	72.01	4498.0	27.3	84.1	88.5	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
47	4600.0	4.05	72.01	4597.8	29.5	90.7	95.4	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
48	4700.0	4.20	72.01	4697.5	31.7	97.6	102.6	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
49	4800.0	4.35	72.01	4797.2	34.0	104.7	110.0	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
50	4900.0	4.50	72.01	4896.9	36.4	112.0	117.7	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
51	5000.0	4.65	72.01	4996.6	38.8	119.6	125.7	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
52	5100.0	4.80	72.01	5096.3	41.4	127.4	134.0	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
53	5200.0	4.95	72.01	5195.9	44.0	135.5	142.5	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
54	5300.0	5.10	72.01	5295.5	46.7	143.8	151.2	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
55	5400.0	5.25	72.01	5395.1	49.5	152.4	160.2	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
56	5500.0	5.40	72.01	5494.7	52.4	161.2	169.5	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
57	5600.0	5.55	72.01	5594.2	55.3	170.3	179.1	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
58	5700.0	5.70	72.01	5693.7	58.3	179.6	188.9	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
59	5800.0	5.85	72.01	5793.2	61.4	189.2	198.9	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
60	5900.0	6.00	72.01	5892.7	64.6	199.0	209.2	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
61	6000.0	6.15	72.01	5992.1	67.9	209.1	219.8	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
62	6100.0	6.30	72.01	6091.5	71.2	219.4	230.7	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
63	6200.0	6.45	72.01	6190.9	74.7	230.0	241.8	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
64	6300.0	6.60	72.01	6290.3	78.2	240.8	253.1	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
65	6400.0	6.75	72.01	6389.6	81.8	251.8	264.8	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
66	6500.0	6.90	72.01	6488.9	85.4	263.1	276.6	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
67	6600.0	7.05	72.01	6588.9	89.2	274.7	288.8	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
68	6700.0	7.20	72.01	6687.4	93.0	286.5	301.2	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
69	6800.0	7.35	72.01	6786.6	96.9	298.5	313.9	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
70	6900.0	7.50	72.01	6885.7	100.9	310.8	326.8	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
71	7000.0	7.65	72.01	6984.9	105.0	323.3	340.0	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
72	7100.0	7.80	72.01	7084.0	109.1	336.1	353.4	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
73	7150.4	7.88	72.01	7133.9	111.3	342.7	360.3	0.15	0.00	MWD +SAG (1)
74	7200.0	7.88	72.01	7183.0	113.4	349.1	367.1	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
75	7300.0	7.88	72.01	7282.1	117.6	362.2	380.8	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
76	7400.0	7.88	72.01	7381.1	121.8	375.2	394.5	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
77	7500.0	7.88	72.01	7480.2	126.1	388.2	408.2	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
78	7600.0	7.88	72.01	7579.2	130.3	401.3	421.9	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
79	7700.0	7.88	72.01	7678.3	134.5	414.3	435.6	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
80	7800.0	7.88	72.01	7777.4	138.8	427.3	449.3	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
81	7900.0	7.88	72.01	7876.4	143.0	440.4	463.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
82	8000.0	7.88	72.01	7975.5	147.2	453.4	476.7	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
83	8100.0	7.88	72.01	8074.5	151.5	466.4	490.4	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
84	8200.0	7.88	72.01	8173.6	155.7	479.5	504.1	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
85	8300.0	7.88	72.01	8272.6	159.9	492.5	517.8	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
86	8400.0	7.88	72.01	8371.7	164.1	505.5	531.5	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
87	8500.0	7.88	72.01	8470.8	168.4	518.6	545.2	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
88	8600.0	7.88	72.01	8569.8	172.6	531.6	558.9	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
89	8700.0	7.88	72.01	8668.9	176.8	544.6	572.6	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
90	8800.0	7.88	72.01	8767.9	181.1	557.7	586.3	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
91	8900.0	7.88	72.01	8867.0	185.3	570.7	600.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
92	9000.0	7.88	72.01	8966.0	189.5	583.7	613.7	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
93	9100.0	7.88	72.01	9065.1	193.8	596.7	627.4	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
94	9200.0	7.88	72.01	9164.1	198.0	609.8	641.1	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
95	9300.0	7.88	72.01	9263.2	202.2	622.8	654.8	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
96	9400.0	7.88	72.01	9362.3	206.5	635.8	668.5	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
97	9500.0	7.88	72.01	9461.3	210.7	648.9	682.2	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
98	9600.0	7.88	72.01	9560.4	214.9	661.9	695.9	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
99	9700.0	7.88	72.01	9659.4	219.2	674.9	709.6	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
100	9800.0	7.88	72.01	9758.5	223.4	688.0	723.3	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
101	9900.0	7.88	72.01	9857.5	227.6	701.0	737.0	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
102	10000.0	7.88	72.01	9956.6	231.9	714.0	750.7	0.00	0.00	MWD +SAG (1)
103	10038.8	7.88	72.01	9995.0	233.5	719.1	756.1	0.00	0.00	MWD +SAG (1)

Figura A 1. Planned wellpath del wellbore principal

Anexo B

	MD (ft)	Inc (°)	Alt (°)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec. (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Tool
61	6000.0	6.15	72.01	5992.1	67.9	209.1	-215.3	0.15	0.00	MWD+HAG (I)
62	6100.0	4.74	74.53	6091.7	70.7	218.2	-224.6	1.43	171.61	MWD+HAG (I)
63	6200.0	3.25	75.14	6191.4	72.3	225.0	-231.4	1.43	169.10	MWD+HAG (I)
64	6300.0	2.02	90.04	6291.3	72.9	229.7	-235.7	1.43	164.50	MWD+HAG (I)
65	6400.0	0.97	130.72	6391.3	72.3	232.1	-237.5	1.43	153.61	MWD+HAG (I)
66	6500.0	1.38	203.13	6491.3	70.6	232.2	-236.8	1.43	112.94	MWD+HAG (I)
67	6600.0	2.63	223.77	6591.2	67.9	230.2	-233.7	1.43	40.54	MWD+HAG (I)
68	6700.0	4.00	230.75	6691.0	64.0	225.9	-228.0	1.43	19.91	MWD+HAG (I)
69	6800.0	5.40	234.15	6790.7	59.1	219.4	-219.9	1.43	12.93	MWD+HAG (I)
70	6900.0	6.81	236.15	6890.1	53.0	210.6	-209.3	1.43	9.56	MWD+HAG (I)
71	7000.0	8.23	237.46	6989.3	45.8	199.7	-196.3	1.43	7.57	MWD+HAG (I)
72	7100.0	9.65	238.39	7088.0	37.6	186.5	-180.7	1.43	6.27	MWD+HAG (I)
73	7200.0	11.07	239.08	7186.4	28.3	171.1	-162.8	1.43	5.35	MWD+HAG (I)
74	7300.0	12.46	239.62	7284.3	17.9	153.6	-142.4	1.43	4.67	MWD+HAG (I)
75	7400.0	13.91	240.05	7381.7	6.4	133.8	-119.5	1.43	4.14	MWD+HAG (I)
76	7500.0	15.34	240.40	7478.4	-6.1	111.9	-94.3	1.43	3.73	MWD+HAG (I)
77	7600.0	16.76	240.69	7574.5	-19.7	87.8	-66.6	1.43	3.39	MWD+HAG (I)
78	7700.0	18.19	240.94	7669.9	-34.4	61.6	-36.6	1.43	3.11	MWD+HAG (I)
79	7800.0	19.61	241.15	7764.5	-50.0	33.3	-4.2	1.43	2.87	MWD+HAG (I)
80	7900.0	21.03	241.34	7858.3	-66.7	2.8	30.5	1.43	2.67	MWD+HAG (I)
81	8000.0	22.46	241.50	7951.2	-84.5	-29.7	67.5	1.43	2.50	MWD+HAG (I)
82	8100.0	23.89	241.64	8043.1	-103.2	-64.3	106.9	1.43	2.35	MWD+HAG (I)
83	8200.0	25.31	241.77	8134.0	-122.9	-10.0	148.5	1.43	2.22	MWD+HAG (I)
84	8300.0	26.74	241.89	8223.9	-143.6	-139.7	192.4	1.43	2.19	MWD+HAG (I)
85	8400.0	28.16	242.00	8312.6	-165.3	-180.3	238.4	1.43	2.00	MWD+HAG (I)
86	8500.0	29.59	242.09	8400.2	-188.0	-223.0	286.7	1.43	1.91	MWD+HAG (I)
87	8600.0	31.02	242.18	8486.5	-211.5	-267.6	337.1	1.43	1.82	MWD+HAG (I)
88	8700.0	32.44	242.26	8571.6	-236.0	-314.1	389.7	1.43	1.74	MWD+HAG (I)
89	8800.0	33.87	242.34	8655.3	-261.5	-362.5	444.4	1.43	1.68	MWD+HAG (I)
90	8900.0	35.29	242.41	8737.6	-287.8	-412.8	501.1	1.43	1.61	MWD+HAG (I)
91	9000.0	36.72	242.47	8818.5	-315.0	-464.9	559.8	1.43	1.56	MWD+HAG (I)
92	9100.0	38.15	242.53	8897.9	-343.1	-518.9	620.6	1.43	1.48	MWD+HAG (I)
93	9200.0	39.57	242.59	8975.8	-372.0	-574.5	683.3	1.43	1.43	MWD+HAG (I)
94	9300.0	41.00	242.64	9052.1	-401.7	-631.9	747.9	1.43	1.39	MWD+HAG (I)
95	9400.0	42.42	242.69	9128.7	-432.3	-691.0	814.4	1.43	1.35	MWD+HAG (I)
96	9500.0	43.85	242.74	9199.7	-463.6	-751.8	882.7	1.43	1.31	MWD+HAG (I)
97	9600.0	45.27	242.78	9270.9	-495.7	-814.2	952.8	1.43	1.28	MWD+HAG (I)
98	9700.0	46.70	242.82	9340.4	-528.6	-878.1	1024.6	1.43	1.25	MWD+HAG (I)
99	9800.0	48.12	242.86	9408.1	-562.2	-943.6	1098.2	1.43	1.22	MWD+HAG (I)
100	9900.0	49.55	242.90	9473.9	-596.5	-1010.7	1173.4	1.43	1.19	MWD+HAG (I)
101	10000.0	50.97	242.94	9537.9	-631.5	-1079.1	1250.2	1.43	1.16	MWD+HAG (I)
102	10027.9	51.37	242.95	9555.3	-641.4	-1098.5	1271.9	1.43	1.14	MWD+HAG (I)
103	10100.0	49.14	242.95	9601.4	-666.6	-1147.8	1327.3	3.09	179.94	MWD+HAG (I)
104	10200.0	46.05	242.96	9668.9	-700.2	-1213.6	1401.1	3.09	179.94	MWD+HAG (I)
105	10300.0	42.96	242.96	9740.2	-732.0	-1276.0	1471.1	3.09	179.94	MWD+HAG (I)
106	10400.0	39.87	242.97	9815.2	-762.1	-1334.9	1537.2	3.09	179.93	MWD+HAG (I)
107	10500.0	36.78	242.97	9893.6	-790.3	-1390.2	1599.1	3.09	179.93	MWD+HAG (I)
108	10535.2	35.69	242.98	9922.0	-799.7	-1408.7	1618.9	3.09	179.92	MWD+HAG (I)

Figura A 2. Planned wellpath del lateral target 11

Anexo C

	MD (ft)	Inc (°)	Alt (°)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec. (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Tool
86	8500.0	7.88	72.01	8473.3	162.2	499.5	40.2	0.07	0.00	MWD+HAG (I)
87	8510.0	7.63	94.30	8483.2	162.4	500.8	40.5	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
88	8520.0	8.50	114.90	8493.1	162.0	502.1	41.3	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
89	8530.0	10.21	130.17	8503.0	161.1	503.5	42.7	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
90	8540.0	12.41	140.62	8512.8	159.7	504.8	44.5	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
91	8550.0	14.89	147.80	8522.5	157.8	506.2	46.8	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
92	8560.0	17.53	152.92	8532.1	155.4	507.6	49.6	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
93	8570.0	20.27	156.71	8541.6	152.4	508.9	52.8	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
94	8580.0	23.07	159.63	8550.9	149.0	510.3	56.5	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
95	8590.0	25.92	161.94	8560.0	145.1	511.7	60.6	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
96	8600.0	28.79	163.82	8568.9	140.7	513.0	65.2	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
97	8610.0	31.69	165.38	8577.5	135.8	514.3	70.2	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
98	8620.0	34.60	166.71	8585.9	130.5	515.7	75.6	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
99	8630.0	37.52	167.86	8594.0	124.8	517.0	81.4	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
100	8640.0	40.45	168.86	8601.7	118.6	518.2	87.6	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
101	8650.0	43.39	169.74	8609.2	112.1	519.5	94.1	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
102	8660.0	46.34	170.54	8616.3	105.1	520.7	101.0	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
103	8670.0	49.29	171.26	8623.0	97.8	521.8	108.2	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
104	8680.0	52.25	171.92	8629.3	90.1	523.0	115.7	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
105	8690.0	55.21	172.53	8635.2	82.1	524.1	123.5	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
106	8700.0	58.17	173.10	8640.7	73.9	525.1	131.6	30.00	105.69	MWD+HAG (I)
107	8800.0	58.53	173.22	8693.2	-10.7	525.2	213.6	0.38	15.69	MWD+HAG (I)
108	8900.0	58.89	173.34	8745.1	-95.5	545.2	295.9	0.38	15.62	MWD+HAG (I)
109	9000.0	59.26	173.45	8796.5	-180.8	555.1	378.5	0.38	15.56	MWD+HAG (I)
110	9100.0	59.62	173.57	8847.3	-266.3	564.8	461.3	0.38	15.50	MWD+HAG (I)
111	9200.0	59.98	173.69	8897.7	-352.2	574.4	544.3	0.38	15.44	MWD+HAG (I)
112	9300.0	60.34	173.80	8947.4	-438.4	583.9	627.7	0.38	15.39	MWD+HAG (I)
113	9400.0	60.70	173.91	8996.6	-525.0	593.2	711.3	0.38	15.33	MWD+HAG (I)
114	9500.0	61.07	174.03	9045.3	-611.9	602.4	795.1	0.38	15.27	MWD+HAG (I)
115	9600.0	61.43	174.14	9093.4	-699.1	611.4	879.2	0.38	15.22	MWD+HAG (I)
116	9700.0	61.79	174.25	9140.9	-786.6	620.3	963.5	0.38	15.16	MWD+HAG (I)
117	9800.0	62.15	174.36	9187.9	-874.4	629.1	1048.0	0.38	15.11	MWD+HAG (I)
118	9900.0	62.52	174.47	9234.3	-962.6	637.7	1132.8	0.38	15.06	MWD+HAG (I)
119	10000.0	62.88	174.58	9280.2	-1051.0	646.2	1217.9	0.38	15.01	MWD+HAG (I)
120	10100.0	63.24	174.69	9325.5	-1139.8	654.5	1303.1	0.38	14.96	MWD+HAG (I)
121	10200.0	63.60	174.80	9370.3	-1228.8	662.7	1388.6	0.38	14.91	MWD+HAG (I)
122	10300.0	63.97	174.91	9414.4	-1318.2	670.7	1474.3	0.38	14.86	MWD+HAG (I)
123	10400.0	64.33	175.01	9458.0	-1407.8	678.6	1560.2	0.38	14.81	MWD+HAG (I)
124	10500.0	64.69	175.12	9501.1	-1497.8	686.4	1646.3	0.38	14.77	MWD+HAG (I)
125	10600.0	65.06	175.22	9543.5	-1588.0	694.0	1732.6	0.38	14.72	MWD+HAG (I)
126	10700.0	65.42	175.33	9585.4	-1678.5	701.5	1819.2	0.38	14.68	MWD+HAG (I)
127	10735.2	65.55	175.36	9600.0	-1710.4	704.1	1849.6	0.38	14.63	MWD+HAG (I)

Figura A. 3 Planned wellpath del lateral target 2